

La régulation du système électrique polynésien

14/12/2012

Olivier Challan Belval

Conseiller d'Etat,
Membre du collège
de la Commission de régulation de l'énergie

Julien Janes

Ingénieur,
Chargé de mission,
Commission de régulation de l'énergie

Sommaire

Introduction.....	7
1. Constat	7
1.1. Compétence dévolue, selon les cas, au Pays ou à la commune, la distribution d'électricité a été placée, dans la majorité des cas, sous le régime de la concession à Electricité de Tahiti	7
1.2. La concession à EDT accorde l'exclusivité de l'activité de distribution et l'obligation d'assurer la fourniture au tarif réglementé ainsi que l'équilibre offre – demande ; elle ne prévoit pas de conditions d'accès au réseau distinctes.....	10
1.3. La production, principalement assurée par EDT, repose pour les deux-tiers sur des moyens thermiques utilisant le fioul, mais le potentiel des énergies renouvelables, notamment l'hydraulique, est important.....	10
1.4. La demande d'électricité s'est infléchie sous l'effet du ralentissement de l'activité économique ainsi que de la hausse des prix, ce qui conduit à un écart important entre les capacités de production disponibles et la puissance appelée à la pointe	12
1.5. Le parc de production photovoltaïque a connu un développement rapide sous l'effet de la défiscalisation et d'un tarif d'achat élevé	15
1.6. Le développement de la production hydraulique est à l'origine de la création d'un réseau de transport sur l'île de Tahiti, propriété de la Société de transport d'énergie électrique de Tahiti ; la conduite du système électrique reste néanmoins assurée par EDT	15
1.7. Le réseau de distribution offre généralement satisfaction, mais des singularités demeurent	16
1.8. Structurellement élevés en raison de l'isolement des territoires et de la taille des réseaux, les tarifs de vente ont connu une augmentation rapide principalement sous l'effet de la hausse des prix du pétrole	16
1.9. Pour des raisons structurelles et conjoncturelles, le territoire a du mal à attirer de nouveaux investisseurs dans le secteur électrique	19
2. Analyse et préconisations	21
2.1. Le contrôle sur le secteur doit être rétabli par une plus grande transparence et concertation, un renforcement des prérogatives et une meilleure coordination des pouvoirs publics, ainsi que le recours à des expertises externes et la mise en place de structures d'arbitrage	22
2.1.1. La mise en place et la formalisation d'un processus de concertation serait de nature à améliorer les relations entre acteurs du système électrique polynésien	22
2.1.2. Un renforcement des prérogatives et une meilleure coordination des services administratifs ainsi qu'un recours accru à des expertises externes permettraient aux pouvoirs publics de se réappropriier le contrôle et la tutelle du secteur.....	23
2.1.3. Le Gouvernement de Polynésie pourrait créer des structures d'arbitrage en matière précontentieuse et de concurrence	26

2.2.	La formalisation de règles transparentes et non-discriminatoires ainsi que le renforcement du rôle de la TEP comme acteur indépendant constituent les conditions nécessaires d'un développement d'une offre alternative dans la production et la distribution d'électricité.....	28
2.2.1.	Le renforcement de l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport est une condition nécessaire à l'implantation de producteurs et de distributeurs alternatifs	28
2.2.2.	Le transfert de la compétence d'opérateur indépendant du système à la TEP constitue une opération complexe qui impose de procéder par étapes	29
2.2.3.	Le renforcement de l'indépendance du dispatching constitue un préalable indispensable à la mise en concurrence des concessions hydrauliques	30
2.3.	Un audit de l'équilibre financier de la concession permettrait de renforcer la transparence dans la perspective d'une réforme du modèle tarifaire	31
2.3.1.	Le juste niveau de rémunération du concessionnaire devrait être objectivé.....	31
2.3.2.	L'adéquation entre le prix de référence et les coûts du concessionnaire n'apparaît pas de manière transparente ; elle justifierait une réforme en profondeur de la méthodologie de calcul	32
2.3.3.	Le calcul du facteur de partage de croissance repose sur une formule à l'interprétation équivoque.....	35
2.3.4.	La méthodologie par laquelle le prix de référence est décliné à travers la structure des tarifs devrait mieux refléter le coût de revient pour le fournisseur de chaque catégorie de clients	38
2.3.5.	Les pratiques d'amortissement et de lissage des prix pourraient utilement être adaptées	39
2.4.	EDT est légitime à revendiquer la compensation des pertes directes occasionnées par le développement de la production photovoltaïque, mais les pertes indirectes seraient plus efficacement résorbées par une refonte du modèle tarifaire	40
2.4.1.	La compensation des pertes directes doit reposer sur une juste évaluation des coûts d'exploitation et d'investissement évités	40
2.4.2.	EDT subit également des pertes indirectes, liées au mode de calcul du prix de référence, mais leur résorption réside plus vraisemblablement dans une refonte de la formule tarifaire que dans un mécanisme de compensation.....	42
2.5.	Des initiatives susceptibles de concourir à la maîtrise de la demande d'électricité et à la réduction des coûts de production mériteraient d'être étudiées	42
2.5.1.	Une plus forte contribution des effacements et un bouclage du réseau de transport devraient permettre de réduire l'écart entre la capacité installée et la puissance appelée à la pointe	43
2.5.2.	Le développement massif de la filière hydraulique constitue la solution la plus prometteuse pour le développement des énergies renouvelables et la stabilisation des prix de l'électricité.....	44

2.5.3. Les actions de maîtrise de l'énergie pourraient être relancées et le système électrique pourrait bénéficier d'innovations technologiques.....	47
2.5.4. Le remplacement de la centrale électrique d'Uturoa constitue une urgence	49
3. Récapitulation des mesures proposées.....	51
Renforcer le contrôle sur le secteur.....	51
Accroître le partage d'informations.....	51
Renforcer le pouvoir des autorités publiques et améliorer leur coordination.....	51
Créer des structures d'arbitrage en matière pré-contentieuse et de concurrence.....	51
Créer les conditions du développement d'une offre alternative dans les secteurs de la production et de la distribution d'électricité.....	51
Renforcer le rôle de la TEP.....	51
Organiser la transition.....	52
Anticiper l'ouverture à la concurrence des concessions hydrauliques.....	52
Auditer l'équilibre financier de la concession et réformer le modèle tarifaire.....	52
Objectiver le juste niveau de rémunération du concessionnaire.....	52
Réformer en profondeur la méthodologie de calcul du tarif.....	52
Clarifier la formule de calcul du coefficient L.....	52
Définir des tarifs mieux corrélés au coût de revient de chaque catégorie de consommateurs, en niveau comme en structure.....	52
Revoir certaines pratiques qui ont une influence sur la hausse des prix.....	53
Compensation des pertes occasionnées par le développement de la production photovoltaïque.....	53
Mettre à l'étude de nouvelles initiatives en matière de maîtrise de la demande et de réduction des coûts de production.....	53
Réduire l'écart entre la capacité installée et la puissance appelée.....	53
Développer la filière hydraulique.....	54
Relancer les actions de maîtrise de la demande.....	54
Remplacer d'urgence la centrale communale d'Uturoa en raison de son ancienneté et d'un profil de risque technologique anormalement élevé.....	54
Annexe.....	55
Liste des personnes auditionnées.....	55
Pouvoirs publics du Pays.....	55
Pouvoirs publics et administrations de l'Etat.....	55
Entreprises chargées du transport et de la distribution d'électricité.....	56
Représentants des entreprises du secteur.....	56
Visite de sites.....	56

Paris, le 14 décembre 2012

Introduction

Le Gouvernement de la Polynésie française, dans le cadre prévu par l'article 192 de la loi organique 2004-192 du 27 février 2004 modifiée, portant statut de la Polynésie française, qui dispose que « *au cas où les services publics de la Polynésie française rendent nécessaires les concours d'organismes ou d'établissements publics métropolitains, les modalités de ces concours sont fixés par conventions passée entre eux et la Polynésie française.* » a demandé à la Commission de régulation de l'énergie d'envoyer une mission d'expertise en Polynésie.

Aux termes de la convention conclue entre, d'une part, le Gouvernement de Polynésie française, représenté par M. Jacky Bryant, Ministre de l'environnement, de l'énergie et des mines, et, d'autre part, la Commission de régulation de l'énergie, représentée M. Philippe de Ladoucette, son Président, la mission a pour objet de produire un avis et des recommandations sur :

1. La méthodologie de calcul de la compensation à verser à EDT au titre de l'obligation d'achat de l'énergie photovoltaïque ;
2. L'évolution institutionnelle et des modes de fonctionnement permettant le développement de la concurrence dans le secteur de la production d'électricité ;
3. Les adaptations de la formule tarifaire de nature à améliorer la transparence dans la fixation des prix de vente aux clients finaux ;
4. Les modalités d'organisation institutionnelles nécessaires à la formation d'une structure polynésienne assurant les missions d'une AAI pour le secteur de l'énergie.

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, et sur des entretiens avec les responsables et experts locaux du secteur dont la liste figure en annexe. Les entretiens se sont tenus entre le 5 et le 12 octobre 2012, à Papeete et Uturoa. Des visites sur site ont également été organisées.

Dans une première partie, le présent rapport dresse un constat de la situation du secteur de l'électricité en Polynésie, telle que la mission l'a constatée. Dans une seconde partie, la mission développe son analyse et formule ses préconisations.

1. Constat

1.1. **Compétence dévolue, selon les cas, au Pays ou à la commune, la distribution d'électricité a été placée, dans la majorité des cas, sous le régime de la concession à Electricité de Tahiti**

L'approvisionnement en électricité de la Polynésie française s'inscrit dans deux régimes juridiques différents : d'une part une concession de distribution à l'entreprise Electricité de Tahiti (EDT), qui couvre le territoire le plus densément peuplé de l'archipel et, d'autre part, quelques régies communales, qui gèrent par elles-mêmes l'approvisionnement et la distribution sur leur territoire.

La distribution d'électricité est régie par l'arrêté du 17 août 1911 relatif à la distribution électrique. En matière de concession, ce texte attribue la compétence à la commune ou au Pays, selon la portée géographique du contrat.

« Section IV. – RÉGIME DES CONCESSIONS

Art.6 La concession d'une distribution publique d'énergie est donnée, après enquête, soit par la Commune, si la demande de concession ne vise que le territoire de la Commune, soit par le service local dans les autres cas.

Toute concession est soumise aux clauses d'un cahier des charges conforme à l'un des types imposés dans la métropole, sauf dérogations ou modifications qui seraient expressément formulées dans les conventions passées au sujet de la concession.

Art.7 Lorsque la concession est de la compétence du Service local, l'acte de concession est passé par le Gouverneur.

Lorsque la concession est de la compétence de la Commune, l'acte de concession est passé par le Maire, en exécution d'une délibération du conseil municipal. Elle ne devient définitive qu'après avoir été approuvée par le Gouverneur. »

La compétence exercée par le Service local a été transférée à l'Assemblée territoriale de la Polynésie française par l'article 45 du décret n°57-812 du 22 juillet 1957 portant institution d'un conseil de gouvernement et extension des attributions de l'Assemblée territoriale dans les établissements français de l'Océanie.

« Art.5 – En matière d'intérêt patrimoniaux et de travaux publics territoriaux, l'Assemblée territoriale délibère sur tous les projets établis par le chef du territoire en conseil de gouvernement relatifs aux objets ci-après : [...]

f) Conditions d'exécution et choix du mode d'exploitation des ouvrages publics et des services d'intérêt public du territoire ; concession de travaux à effectuer pour le compte du territoire. [...] »

C'est donc sous ce régime que, par délibération n°60-47 du 5 août 1960, ont été approuvés la convention et le cahier des charges relatifs à la concession de distribution publique d'énergie électrique de Tahiti, toujours en vigueur.

Cette concession, aujourd'hui nommée EDT-Nord, a été initialement accordée à la SARL ETABLISSEMENTS E. MARTIN & FILS aux droits desquels s'est substituée, en 1970, la SA ÉLECTRICITÉ DE TAHITI (EDT). L'entreprise a été rachetée par étapes, entre 1985 et 1987, par le groupe SUEZ, devenu GDF-SUEZ. La concession a progressivement été étendue à 29 communes et fournit la majeure partie de la demande en électricité en Polynésie. Une motivation essentielle de cette extension réside dans la possibilité pour les communes ayant concédé à EDT de bénéficier d'une péréquation tarifaire entre la concession EDT-Nord (qui est bénéficiaire) et les autres qui, sans exception, ressortent déficitaires dans la comptabilité d'EDT.

Initialement conclue pour 40 ans, la concession a été prorogée sans mise en concurrence successivement, jusqu'en 2020 (en 1990), et jusqu'en 2030 (en 1999), à l'issue de négociations

La régulation du système électrique polynésien

portant sur l'extension du périmètre de la concession et l'adaptation des conditions tarifaires. Alors que le pays pouvait devenir 10 ans plus tard propriétaire des actifs de la concession EDT-nord, cette décision relève d'un choix politique, celui de mettre en place une péréquation tarifaire entre les îles en contrepartie de la prorogation pour 30 ans de cette concession.

Par une décision du 9 mai 2013, la Cour administrative d'appel de Paris a confirmé le jugement du Tribunal administratif de la Polynésie française en ce qu'il a annulé la délibération du comité syndical du SECOSUD approuvant l'avenant 5 au contrat de concession, ayant notamment pour objet la prolongation de la durée de la concession de 16 ans et 9 mois au-delà du terme initialement fixé au 31 décembre 2013, soit jusqu'au 30 septembre 2030. L'attribution de la concession SECOSUD se trouve donc susceptible de faire l'objet d'une mise en concurrence en 2013.

Liste des concessions EDT en PF en 2010

IDV		ISLV		AUSTRALES		MARQUISES		TUAMOTU - GAMBIEERS	
Concession	Date	Concession	Date	Concession	Date	Concession	Date	Concession	Date
« EDT-Nord »	1960	Bora Bora	1991	Tubuai	1991	Hiva Oa	1992	Rangiroa	1991
« EDT-Sud »	1988	Huahine	1991	Rurutu	1992	Nuku Hiva	1992	Tikehau	1991
Moorea	1994	Maupiti	1991	Rimatara	2000	Ua Huka	2000	Mataiva	1991
		Tahaa	1991	Raivavae	2007	Ua Pou	1992	Makatea	2000
		Com. de Taputapuatea	1991					Hao	2000
		Com. de Tumararaa	1992						
Nb îles	2	Nb îles	5	Nb îles	4	Nb îles	4	Nb îles	5
Nb communes	13	Nb communes	6	Nb communes	4	Nb communes	4	Nb communes	2

En 2010	
Nb concessions EDT	22
Nb communes concernées	29
Nb îles concernées	20

Tableau 1, source : rapport statistique 2010 du service de l'énergie et des mines

Il subsiste néanmoins quelques régies communales. La plus importante d'entre-elles, en terme de consommation, est celle d'Uturoa, que la mission a visitée.

Liste des régies communales en PF en 2010

TUAMOTU (Commune/île)		ISLV	
Anaa (<i>Anaa, Faaité</i>)	Manihi (<i>Manihi</i>)	Com. de Uturoa	
Arutua (<i>Arutua, Apataki, Kaukura</i>)	Napuka (<i>Napuka, Tepoto Nord</i>)	AUSTRALES	
Fakarava (<i>Fakarava, Kauehi, Niau</i>)	Nukutavake (<i>Nukutavake, Vahitahi, Vairaatea</i>)	Rapa	
Fangatau (<i>Fangatau, Fakahina</i>)	Puka Puka (<i>Puka Puka</i>)	MARQUISES	
Mangareva	Reao (<i>Reao, Pukarua</i>)	Tahuata	
Hao (<i>Amanu</i>)	Takaroa (<i>Takaroa, Takapoto</i>)	Fatu Hiva	
Hikueru (<i>Hikueru</i>)	Tatakoto		
Makemo (<i>Makemo, Katiu, Taenga, Nihiru</i>)	Tureia (<i>Tureia, Tematangi</i>)		
	31 îles		
	16 communes		
		Total en 2010	
		Nb îles concernées	35
		Nb communes concernées	20

Tableau 2, source : rapport statistique 2010 du service de l'énergie et des mines

1.2. La concession à EDT accorde l'exclusivité de l'activité de distribution et l'obligation d'assurer la fourniture au tarif réglementé ainsi que l'équilibre offre – demande ; elle ne prévoit pas de conditions d'accès au réseau distinctes

Le contrat de concession se présente comme un contrat de distribution. Toutefois, héritage d'une négociation sous l'empire d'un service intégré, la réalité est plus complexe : le contrat vise en effet la concession exclusive du service de distribution (réseau HTA et basse tension), en attribuant au concessionnaire le privilège exclusif d'utiliser les voies publiques pour desservir les clients en électricité. Mais, il s'agit aussi, manifestement, d'une concession de fourniture au tarif réglementé et, dans une certaine mesure, de production ou d'acheteur unique. De ce point de vue, le contrat se rapproche des missions concédées en métropole à Électricité de France jusqu'en 2000.

En effet, ce contrat fait obligation à l'entreprise non seulement d'assurer la desserte, mais aussi de fournir le client en énergie à un tarif maximal défini par voie réglementaire. De plus, le concessionnaire est tenu d'assurer la garantie de puissance, ainsi que la continuité et la stabilité de la fourniture et de rechercher en permanence une adéquation totale entre la puissance appelée par ses clients et les moyens de production à mettre en œuvre pour y parvenir. D'ailleurs, lors de la signature du contrat, les actifs de production construits et exploités par le concessionnaire ont été intégrés à la concession et le contrat fait obligation au concessionnaire de réaliser les augmentations de puissance ou de créer des nouveaux ouvrages de production nécessaires pour satisfaire la demande.

Toutefois, ces stipulations, qui constituent des obligations du point de vue du concessionnaire, ne semblent pas conférer d'exclusivité dans le domaine de la production. Elles ne font donc pas obstacle à l'implantation de producteurs tiers qui vendraient leur production à EDT, ni à ce qu'un client se fournisse directement auprès d'un tiers, dès lors qu'il n'emprunte pas pour sa desserte le réseau d'EDT. Ces cas de figure sont explicitement prévus par le contrat. En revanche, si le cas d'un client qui s'alimenterait directement auprès d'un tiers en empruntant pour sa desserte le réseau de distribution concédé par EDT n'est pas formellement exclu, en l'absence de conditions d'accès distinctes de celle de la fourniture, il n'est manifestement pas organisé.

1.3. La production, principalement assurée par EDT, repose pour les deux-tiers sur des moyens thermiques utilisant le fioul, mais le potentiel des énergies renouvelables, notamment l'hydraulique, est important

La capacité installée à Tahiti s'élève à 208 MW. La production repose essentiellement sur deux centrales thermiques et cinq centrales hydrauliques de plus de 1 MW :

- la centrale de Vairaatoa, implantée à proximité directe du centre de Papeete et mise en service à partir de 1961 ; elle est dotée d'une capacité installée de 40 MW : des moteurs fonctionnant au fuel lourd et une turbine à combustion récente de 14 MW fonctionnant au fuel léger ; elle est principalement utilisée en secours, notamment pour suppléer une défaillance du réseau ; victime d'un incendie en 2006, elle a fait l'objet d'une réhabilitation importante ; l'exploitant prévoit d'en assurer prochainement la téléconduite ;

La régulation du système électrique polynésien

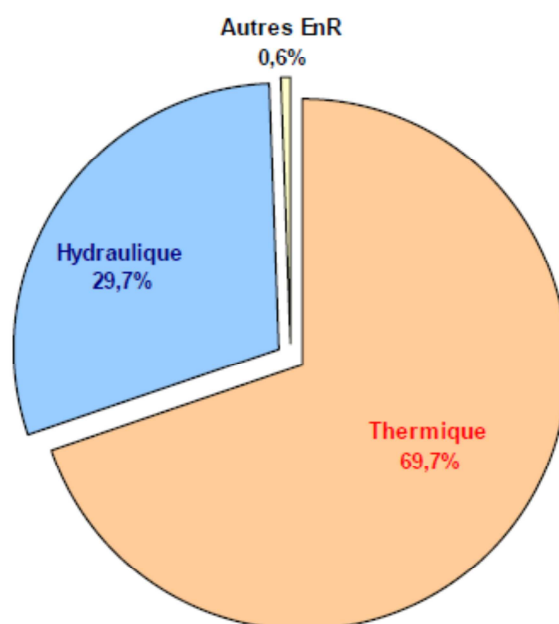
- la centrale de Punaruu, implantée à 15 km environ au sud de Papeete, de conception plus récente ; elle est dotée d'une capacité installée de 122 MW : des moteurs fonctionnant au fuel lourd, dont les deux plus récents, de 17 MW chacun, ont été mis en service en 2008 ; c'est le principal moyen de production de l'île ;
- les centrales hydrauliques de Papenoo (28 MW), Faatautia (7,5 MW), Vaihiria (4,8 MW), Vaite (2,3 MW), Totaaviri (3 MW).

Les centrales thermiques assurent environ 70 % de l'approvisionnement en électricité. L'hydraulique complète les 30 % restants.

L'ensemble de ces moyens de production est opérée par EDT, soit directement dans le cas des moyens thermiques, soit indirectement par la prise de contrôle, en 2001, de la société Marama Nui qui est le propriétaire et l'exploitant du parc hydraulique.

EDT étudie, par ailleurs, la construction d'une centrale hydraulique de 16 MW à Papeiha, vallée de la Vaiiha. Cependant ce projet n'a pas reçu l'aval des autorités.

Les différentes énergies dans la production ou la substitution d'électricité en 2010



Graphique 1, source : rapport statistique 2010 du service de l'énergie et des mines

Le coût de production par les moyens thermiques d'EDT ne fait pas apparaître d'écart significatif avec celui des centrales exploitées par Électricité de France Outre-mer. Il ressort à 23,3 XPF/kWh en 2010¹

¹ source : rapport Carbone 4 pour ministère des ressources marines, 2011

(après réintégration des charges résultant du fonds de régulation des prix des hydrocarbures), contre 22,87 XPF/kWh (19,2c€/kWh²) pour les centrales thermiques implantées en Guadeloupe³.

Le potentiel de développement des énergies renouvelables est important. L'hydraulique est la source la plus compétitive et son potentiel est encore sous-exploité. Selon l'hypothèse de croissance de la demande retenue, elle permettrait de satisfaire 50 à 60% des besoins. Toutefois, les obstacles à lever restent nombreux.

En premier lieu, les coûts de production estimés pour les nouvelles installations se révèlent supérieurs aux coûts des centrales thermiques en exploitation. Ils sont, en effet, estimés à 30 – 40 XPF/kWh, à comparer à un coût complet des moyens thermiques de l'ordre de 22 – 25 XPF/hWh au niveau actuel des cours du pétrole. Toutefois, passée la phase d'amortissement des ouvrages principaux (20 à 50 ans selon l'importance des ouvrages à réaliser). Ces centrales hydrauliques retrouveront un intérêt économique et seront, en tout état de cause, à terme un facteur d'indépendance vis-à-vis d'une évolution défavorable des prix du pétrole.

Ensuite, les caractéristiques techniques des centrales hydrauliques, telles qu'elles ont été construites à Tahiti, ne leur permettent pas de participer au réglage de fréquence. En conséquence, le mode de conduite impose le maintien de deux groupes thermiques de la centrale de la Punaruu en réserve tournante, c'est-à-dire en fonctionnement à puissance réduite (50 % de leur puissance nominale, soit 14 MW au total) de manière faire face aux variations de la puissance appelée.⁴

Cette situation conduit à des périodes de surproduction au cours desquelles une fraction de la production hydraulique, estimée par l'exploitant entre 2 % et 4 % du productible annuel, est perdue. Avec une augmentation de la capacité de production hydraulique ce taux serait probablement accru. Des études de l'exploitant sont en cours afin de limiter les besoins de réglage de fréquence à un seul groupe thermique, sans que l'on puisse considérer la mesure suffisante pour réduire les pertes de productible dans le cas d'un développement maximal du potentiel hydraulique de l'île.

Enfin, les enjeux environnementaux et fonciers constituent au plan politique un obstacle important à l'ouverture de nouvelles vallées.

1.4. La demande d'électricité s'est infléchie sous l'effet du ralentissement de l'activité économique ainsi que de la hausse des prix, ce qui conduit à un écart important entre les capacités de production disponibles et la puissance appelée à la pointe

La consommation s'élève à environ 500 GWh/an à Tahiti. Elle a connu une croissance soutenue, de l'ordre de 4 % par an jusqu'en 2007. Cette tendance s'est infléchie en 2008, avec une baisse de 1 % environ. Après une reprise en 2009 – 2010, la tendance baissière semble se confirmer en 2011 (-7 % par rapport à 2010). Les usages professionnels représentent les deux tiers de la demande. 1 % des consommateurs, principalement des clients du secteur tertiaire (hôtels, hôpitaux, aéroport et

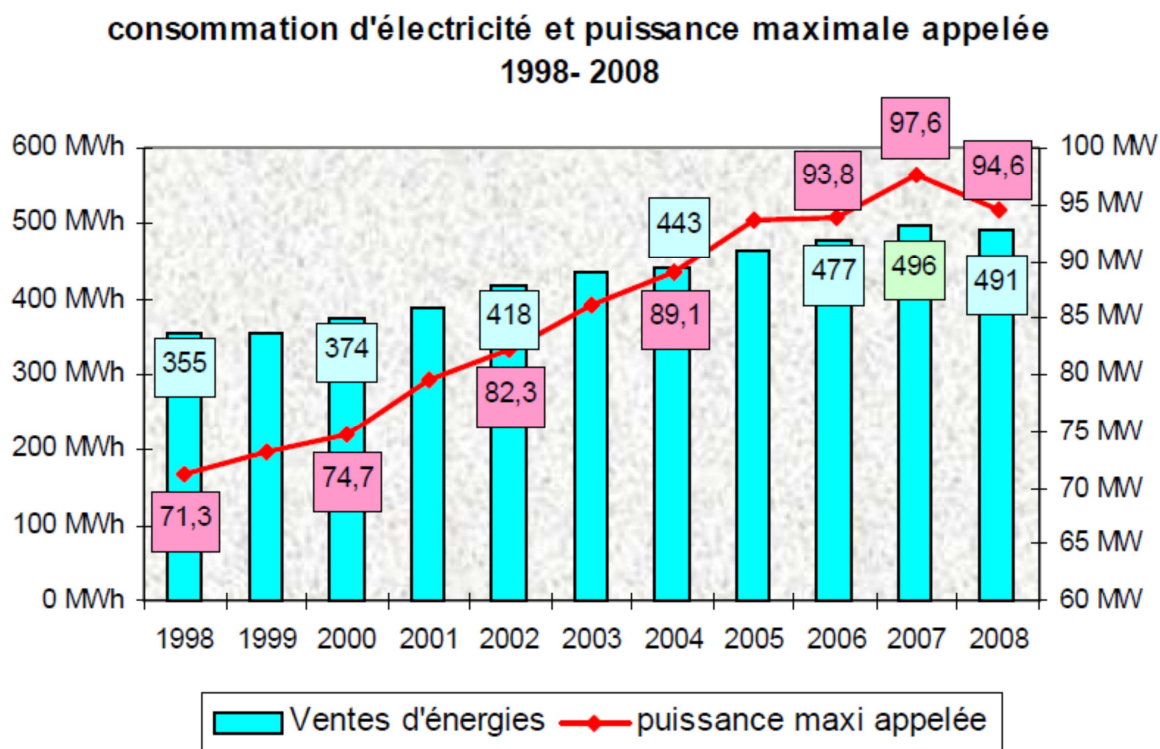
² source : délibération de la CRE du 13 octobre 2011 portant proposition relative aux charges de service public et à la contribution unitaire pour 2012, annexe 2 : charges constatées au titre de 2010

³ région la plus comparable, avec 237 GWh de production annuelle assurée par les centrales thermiques au fuel

⁴ La fréquence sur le réseau est directement liée à l'équilibre entre production et consommation : lorsqu'à production inchangée, la consommation augmente, la fréquence diminue.

administrations) et quelques industriels, consomment la moitié de l'énergie. Cette consommation, très liée à l'utilisation de la climatisation, est sensible aux conditions météorologiques.

La puissance appelée à la pointe à Tahiti est légèrement inférieure à 100 MW. Elle a connu une évolution similaire à la consommation, quoique plus contrastée. Après une croissance de 4% par an environ, elle a diminué de 3 % entre 2007 et 2008.



Graphique 2, source Électricité de Tahiti

La consommation d'électricité dans les îles a connu une croissance importante, de l'ordre de 5,8% par an entre 2001 et 2010. Elle a atteint son maximum à 128 GWh/an en 2008. A partir de cette date, cette tendance s'est inversée, avec des baisses de 2 – 3 % en 2009 et 2010, dont près de 5% entre 2009 et 2010 pour les plus gros consommateurs (moyenne tension). La demande dans les îles est très sensible à l'ouverture ou à la fermeture de capacités d'accueil touristique (voir à cet égard l'évolution opposée de la consommation à Bora-Bora et Huahiné). Moorea et les Iles sous le vent représentent respectivement 28 % et 53 % de la consommation hors de Tahiti.

A Tahiti, cette baisse de la demande a pour conséquence un écart important entre la demande appelée à la pointe et les capacités de production disponibles. Ainsi, en 2009, selon les données EDT, la puissance thermique installée s'élevait à 140 MW, auxquels il conviendrait d'ajouter la fraction des 46 MW de production hydraulique disponible à la pointe de consommation, pour une puissance maximale appelée inférieure à 110 MW pertes incluses.

Cette situation a plusieurs explications :

- une surestimation des perspectives de croissance lorsqu'ont été décidés, en 2007, les derniers grands investissements de production (réhabilitation de la centrale thermique de

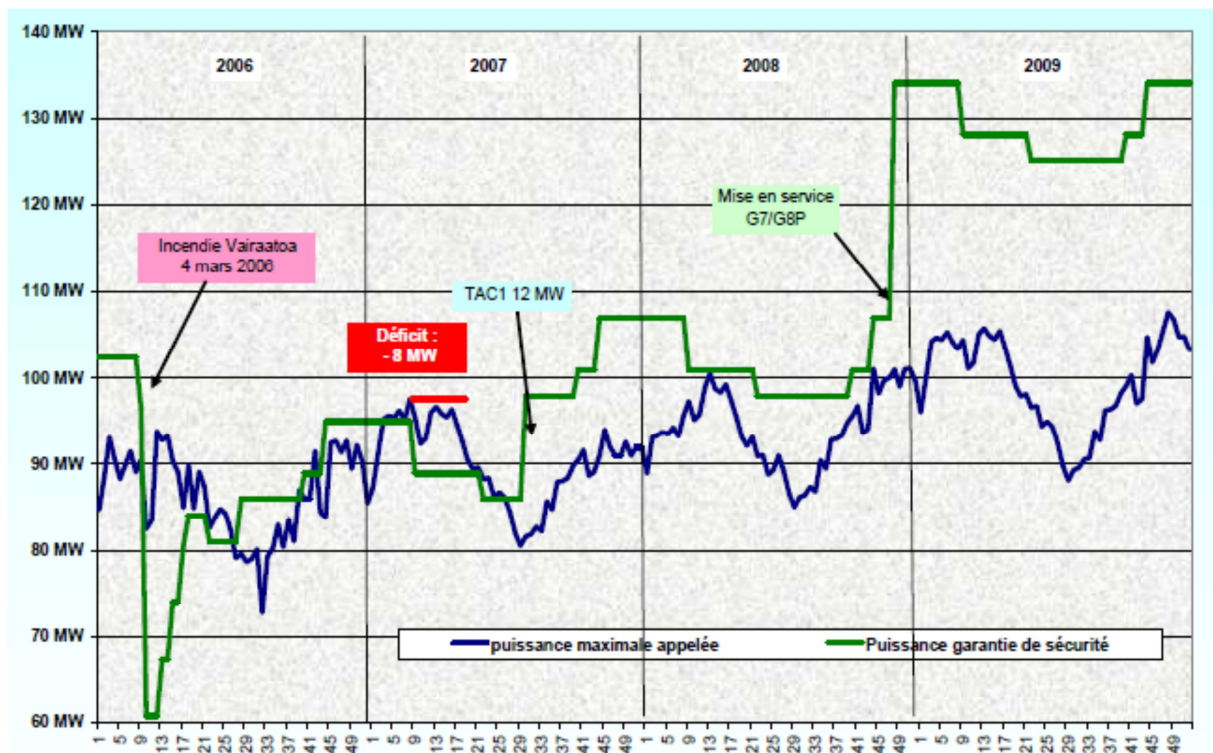
La régulation du système électrique polynésien

Vairaatoa, extension de la centrale de Punaruu par adjonction de deux moteurs, projet de mise en service de la centrale hydraulique de Papeiha) ;

- la nécessité de se prémunir contre une défaillance technique et la prise en compte de délais d'approvisionnement accrus par l'isolement géographique ;
- une problématique de sécurisation de l'alimentation de Papeete qui, en l'absence de bouclage du réseau de transport, impose le maintien d'une capacité de production de secours à la centrale de Vairaatoa ;

Cette écart entre la capacité installée et la puissance appelée à la pointe pourrait encore s'accroître si :

- les perspectives économiques demeurent moroses ;
- des actions volontaristes de maîtrise de la demande étaient conduites, avec notamment la réalisation des projets de climatisation par eau de mer (« sea water air conditioning », SWAC) à l'hôpital de Pirae, dans la zone de Faa'a (zone hôtelière et aéroport international), voire dans le centre de Papeete, ou l'adoption de normes de performance énergétique du bâtiment et des équipements électriques ;
- la politique en faveur des énergies renouvelables et de la réduction des émissions de gaz à effet de serre devait conduire à une relance d'un programme d'équipement hydraulique.



Graphique 3, source Électricité de Tahiti

Le maintien d'une capacité excédentaire a pour conséquence des surcoûts qui se répercutent directement dans les prix : amortissement des investissements, maintenance d'installations à très faible taux d'utilisation.

La justification technique du maintien d'une telle capacité de production doit donc faire l'objet d'un examen attentif et d'un contrôle par les pouvoirs publics dans le cadre de leur compétence tarifaire et de contrôle du concessionnaire.

1.5. Le parc de production photovoltaïque a connu un développement rapide sous l'effet de la défiscalisation et d'un tarif d'achat élevé

De 2009 à 2011, la mise en place d'un tarif d'achat très attractif, combiné au dispositif de défiscalisation métropolitaine et locale, a permis un développement rapide du parc de production photovoltaïque raccordé au réseau, avec revente partielle ou totale de la production. Fin 2011, la puissance installée s'élève à 9 865 kWc⁵, dont 4 620 kWc pour les installations configurées en revente totale et 5 246 kWc pour les installations configurées en revente des surplus.

Ce développement est à l'origine d'un coût de production supérieur aux coûts évités des filières conventionnelles auxquelles la production photovoltaïque s'est substituée. La référence des coûts évités qui détermine le montant de la compensation dont peut bénéficier le concessionnaire du réseau de distribution est source de divergences entre le gouvernement et EDT (cette question est abordée en détail au chapitre 2.4 du rapport).

A compter de 2011, la baisse des tarifs d'achat, associée une plus grande sélectivité du dispositif de défiscalisation, a permis de contenir ce développement. Toutefois, dans un territoire où les tarifs de vente de l'électricité sont fortement progressifs, le développement de la filière photovoltaïque dans une configuration d'autoconsommation se poursuit avec pour objectif un écrêtage des tranches hautes du tarif.

EDT fait remarquer que cette situation fait peser un déséquilibre supplémentaire sur la péréquation entre tranches basse et élevée du tarif.

1.6. Le développement de la production hydraulique est à l'origine de la création d'un réseau de transport sur l'île de Tahiti, propriété de la Société de transport d'énergie électrique de Tahiti ; la conduite du système électrique reste néanmoins assurée par EDT

Le développement du parc de production hydraulique tel qu'il existe aujourd'hui à Tahiti remonte aux années 1980. Les centrales furent alors implantées dans les vallées peu habitées de la moitié est de l'île, alors que la principale poche de consommation est localisée dans le quadrant nord-ouest. Cette configuration a conduit le Pays à soutenir la création d'un réseau de transport apte à acheminer l'électricité d'est en ouest.

Aujourd'hui, le réseau est constitué de 240 km de lignes souterraines et aériennes sous 20, 30 ou 90 kV et de 24 postes comprenant 7 postes sources, 4 de concentration et 13 de raccordement. Si le réseau de transport évolue progressivement vers une mission de sécurisation de la desserte de l'île, sa topologie reste principalement tournée vers sa mission originelle.

⁵ Données Électricité de Tahiti

Le réseau est la propriété de Société de transport d'énergie électrique en Polynésie (TEP). La TEP est une société anonyme détenue majoritairement par le Pays à hauteur de 51%. Les 49% restants étant répartis entre EDT à 39%, la SOCREDO (établissement bancaire lui-même détenu par le Pays à 50 %, l'Agence française de développement à 35 % et le groupe Banques populaires) et l'Agence française de développement (AFD) à 5% chacun.

Actuellement, le rôle de la TEP se limite à celui de propriétaire d'actifs de transport d'électricité. La maintenance et l'exploitation des ouvrages sont, en effet, sous-traitées à EDT. La TEP n'est pas chargée de la conduite du système électrique et n'assure notamment pas le dispatching de la production, ni la responsabilité de l'équilibre offre – demande, qui sont assurés par EDT.

La qualité du réseau est bonne. En mars 2012, le système a connu un black-out de plusieurs heures à la suite d'une avarie sur une liaison reliant la centrale de Punaruu au centre de Papeete. Cet incident a mis en évidence des divergences entre le propriétaire des ouvrages et l'exploitant, dans un contexte tendu marqué par les négociations pour la reconduite du contrat de sous-traitance. Il a surtout mis en exergue l'intérêt qu'il y aurait à renforcer la sécurisation de l'alimentation de Papeete par le bouclage du réseau de transport.

1.7. Le réseau de distribution offre généralement satisfaction, mais des singularités demeurent

EDT exploite le réseau de distribution des communes dont elle est le concessionnaire. L'énergie est distribuée aux clients domestiques en 220 – 380 V, sous 60 Hz. Ce réseau offre globalement satisfaction aux utilisateurs auditionnés par la mission.

Toutefois, certaines singularités demeurent. Ainsi certains quartiers de Papeete sont encore desservis sous une tension de 110 – 115 V entre phase et neutre. Les clients se verraient alors proposer un raccordement entre phases sous 190 – 200 V. Compte tenu de la complexité de l'opération, EDT a indiqué avoir opté pour une démarche de résorption progressive.

De plus, des utilisateurs ont fait part de difficultés à maintenir le plan de tension, pouvant conduire en certains points du réseau à des écarts importants (de l'ordre de 15 % en régime permanent) entre la tension effective et la tension normalisée ; ceci témoigne d'un développement localement insuffisant du réseau de haute et moyenne tension.

1.8. Structurellement élevés en raison de l'isolement des territoires et de la taille des réseaux, les tarifs de vente ont connu une augmentation rapide principalement sous l'effet de la hausse des prix du pétrole

L'évolution des tarifs réglementés de vente est déterminée par une formule, inscrite dans le contrat de concession, qui en définit le niveau moyen de référence, noté P_{ref} exprimé en XPF/kWh. Le niveau moyen s'applique indifféremment à Tahiti et dans les îles.

Cette formule fait intervenir les coûts de transport (T), le coût de l'énergie (E) et les autres charges d'exploitation (ACE). La composante représentative des coûts de transport correspond au montant reversé à la TEP. La composante représentative du coût de l'énergie est indexée, d'une part, sur l'évolution du prix des combustibles pondéré par les consommations spécifiques moyennes du parc

La régulation du système électrique polynésien

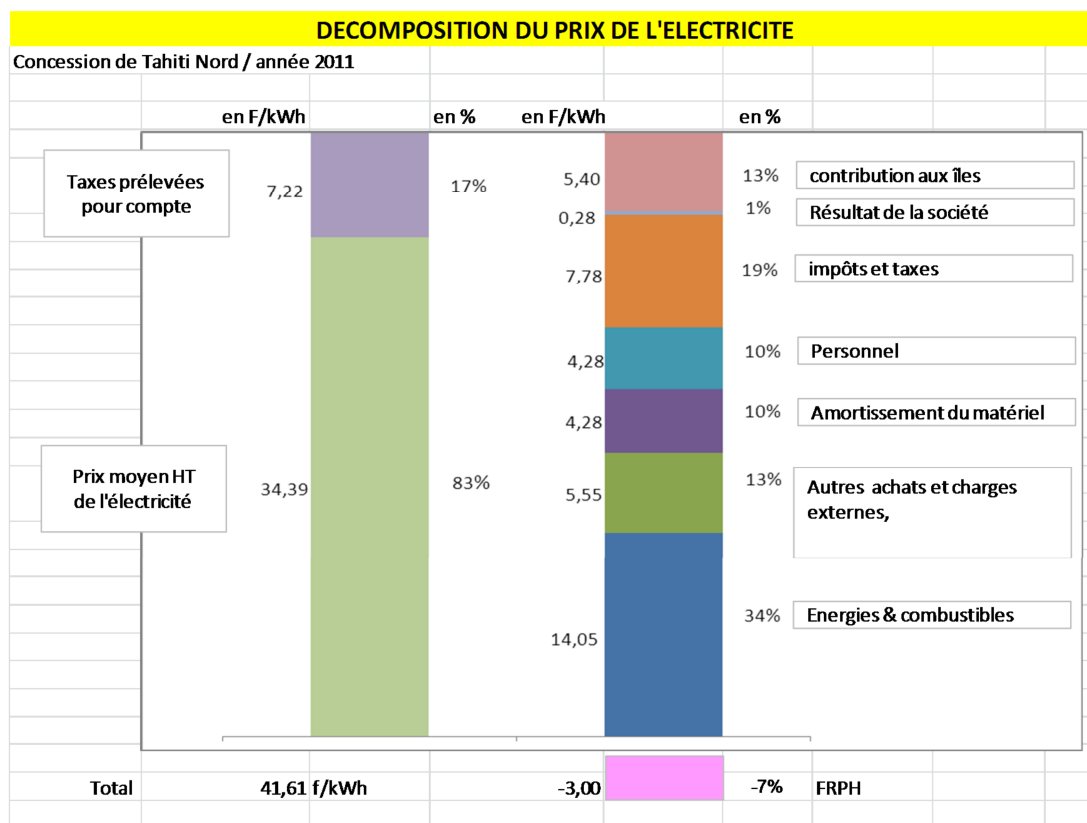
d'EDT sur l'ensemble de ses concessions et, d'autre part, sur le coût de la production hydraulique. La composante représentative des autres charges est indexée sur l'indice du coût de la vie (40 %) et des produits et services divers (60 %). En 2011, ces différentes composantes représentent respectivement 5, 45 et 50 % du P_{ref} .

La gamme tarifaire est définie par le contrat de concession. Elle fait l'objet d'un arrêté publié au Journal officiel de la Polynésie française. Chaque tarif y est explicité. Les composantes de chaque tarif sont valorisées par écart (positif ou négatif) avec le niveau moyen de référence.

Le P_{ref} est réévalué annuellement en fonction de l'évolution de trois paramètres principaux : transport, énergie et autres charges d'exploitation. Le contrat de concession prévoit une révision quinquennale de la formule. En pratique, la formule a fait l'objet de renégociations plus fréquentes.

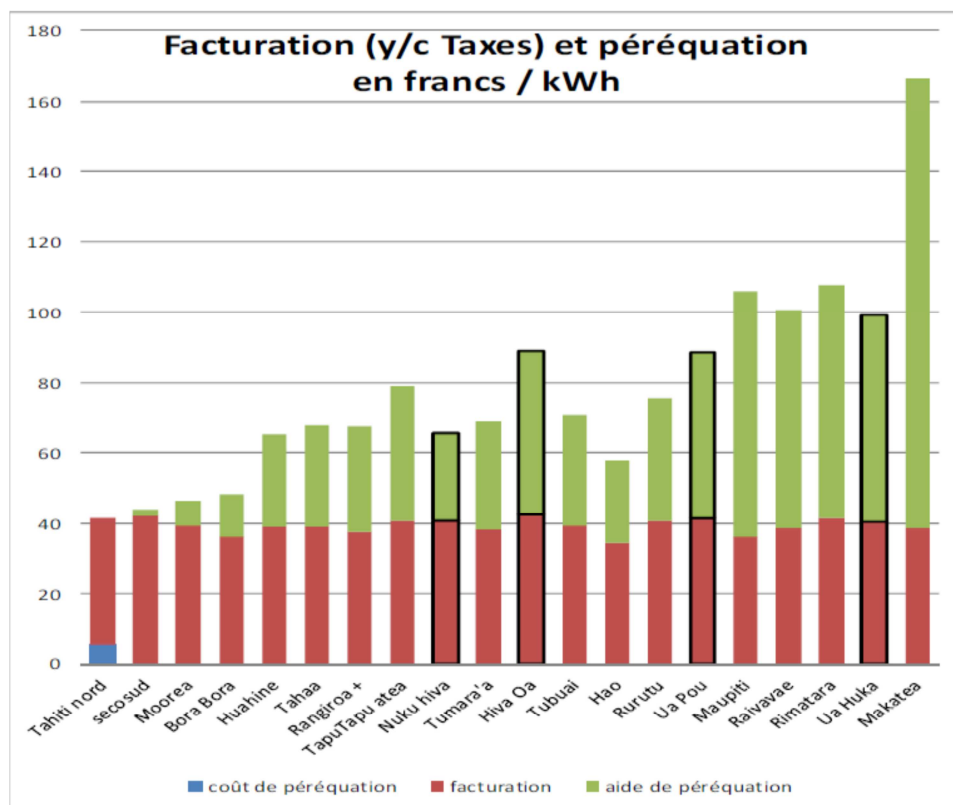
A cette formule s'ajoutent, pour le Pays, des coûts supplémentaires. En effet, les hydrocarbures utilisés pour la production d'électricité sont subventionnés par le fonds de régulation des prix des hydrocarbures (FRPH). Conçu en 1997 pour lisser dans le temps les variations de cours des hydrocarbures sur les prix de l'électricité, ce fonds a évolué vers un système de péréquation entre plusieurs types de carburants professionnels, dont les réductions des tarifs ont été compensées par une majoration de ceux destinés à d'autres usages.

Avec l'augmentation des prix du pétrole, les majorations se sont révélées insuffisantes pour compenser les avantages accordés aux carburants professionnels, occasionnant un déficit cumulé de 1,8 MdsXPF (15,1 M€) au 1^{er} juillet 2012.



Graphique 4, source Électricité de Tahiti

La régulation du système électrique polynésien



Graphique 5, source Électricité de Tahiti

Prix de référence P		35,96
tranches tarifaires		écarts
		prix
Tarif "petits consommateurs - usages domestiques"		
TP0 usage domestique (de 0 à 180 kWh)	-15,96 F	20,00 F
TP1 usage domestique (de 181 kWh à 300 kWh)	13,84 F	49,80 F
TP2 usage domestique (au-dessus de 300 kWh)	25,94 F	61,90 F
Tarif "classique"		
Basse tension		
P1 usage domestique (de 0 à 300 kWh)	-5,16 F	30,80 F
P2 usage domestique (de 301 à 450 kWh)	12,84 F	48,80 F
P2' usage domestique (au-dessus de 450 kWh)	20,94 F	56,90 F
P3 éclairage public	-0,06 F	35,90 F
P4 usage professionnel BT et autres usages (0 à 3 000 kWh)	6,24 F	42,20 F
P4' usage professionnel BT (au-dessus de 3 000 kWh)	10,24 F	46,20 F
Moyenne tension		
P5 tarif jour (0 à 16 200 kWh)	-8,36 F	27,60 F
P6 tarif jour (16 201 à 48 600 kWh)	-8,36 F	27,60 F
P7 tarif jour (au-dessus de 48 600 kWh)	-8,36 F	27,60 F
P8 tarif nuit (0 à 9 000 kWh)	-11,96 F	24,00 F
P9 tarif nuit (au-dessus de 9 000 kWh)	-11,96 F	24,00 F
P10 tarif uniforme	3,81 F	39,77 F
Compteurs à pré-paiement		
P11 2,2 KVA de puissance souscrite	-13,24 F	22,72 F
P12 3,3 KVA de puissance souscrite	-3,38 F	32,58 F
P13 4,4 KVA de puissance souscrite	2,30 F	38,26 F
P14 5,5 KVA de puissance souscrite	4,36 F	40,32 F
P15 6,6 KVA de puissance souscrite	7,15 F	43,11 F »

Tableau 3, source : avenant au contrat de concession n°16

Enfin, un fonds de péréquation des prix des hydrocarbures (FPPH) organise une péréquation du prix des carburants entre les îles.

Les prix de l'électricité ont fortement augmenté depuis 2006 sous l'effet de l'augmentation importante des prix du pétrole. Cette hausse a été amplifiée, pour les plus gros consommateurs résidentiels, par l'accroissement du gradient de progressivité à partir de 2008.

1.9. Pour des raisons structurelles et conjoncturelles, le territoire a du mal à attirer de nouveaux investisseurs dans le secteur électrique

Hors la filière photovoltaïque fortement subventionnée, le territoire n'a pas attiré beaucoup d'investissements concurrents de ceux d'EDT dans la production d'électricité. EDT souligne que les rares tentatives se sont soldées par une succession d'échecs : difficultés financières de Marama Nui ayant nécessité sa reprise par EDT et, plus récemment, échec du projet d'usine de méthanisation à Tahiti et d'un parc d'éoliennes à Makemo.

En premier lieu, la situation économique s'est dégradée. Le territoire est entré dans une phase de récession. La situation des finances publiques locales et nationales n'offre pas les moyens d'une relance dynamique. Au contraire, des restrictions budgétaires croissantes sont mises aux opérations de défiscalisation.

Parallèlement, avec de nombreuses alternances au cours des dernières années, la situation politique est génératrice d'incertitudes, dans un secteur soumis à de nombreux contrôles et autorisations des pouvoirs publics, ce qui a des conséquences sur les décisions d'investissements. Cette instabilité est renforcée par une sécurité juridique parfois insuffisante : en 2010, par exemple, l'arrêté relatif au tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque a été adopté sans que la loi l'ait expressément prévu, ce qui a ouvert la voie à des contestations de la part d'EDT.

En outre, la Polynésie est confrontée à une problématique spécifique en matière foncière. Dérivée du droit coutumier, la loi a consacré le principe de la transmission des terres en indivision, suivant des principes qui rendent complexe l'identification des ayants droits et confère à chacun un pouvoir de blocage sur l'utilisation des terrains. Cette difficulté est renforcée par l'absence de cadastre et, dans de nombreux cas, de titres écrits de propriété. Ainsi, avec la multiplication des descendants, la cession des terrains, et même leur simple location en vue de leur valorisation, devient une opération de plus en plus difficile à réaliser et de moins en moins sûre juridiquement. Cette difficulté est particulièrement handicapante pour la filière hydraulique qui nécessite la mobilisation de grandes étendues de terrains, dans des vallées de l'intérieur des terres, peu habitées et particulièrement concernées par l'absence de cadastre et de formalisation des titres de propriété.

Enfin, il est apparu à la mission que l'absence de procédure transparente et non-discriminatoire pour le traitement des producteurs autres qu'EDT souhaitant se connecter au réseau constitue une barrière importante aux décisions d'implantation en Polynésie.

Par ailleurs, une raison supplémentaire et plus générale de ces échecs d'investissements concurrents d'EDT réside dans l'ampleur de l'effet d'aubaine dont bénéficient les investisseurs à travers la défiscalisation métropolitaine et locale. A l'issue de celle-ci, le gain est parfois suffisant pour que l'investisseur ne soit plus intéressé à poursuivre l'exploitation de l'équipement, surtout si celle-ci se

La régulation du système électrique polynésien

révèle déficitaire. Un conditionnement plus strict des aides à l'atteinte des objectifs du projet serait nécessaire. Ce problème n'est pas propre à la Polynésie et les inconvénients du mécanisme de défiscalisation ont déjà largement été mis en exergue par d'autres rapports.

2. Analyse et préconisations

Le principal constat de la mission sur la situation du secteur électrique polynésien est celui d'une asymétrie dans les relations entre le concessionnaire et le Gouvernement de Polynésie. EDT dispose d'un monopole quasi-total et de l'essentiel des moyens matériels, financiers et humains. Il fait l'objet d'un contrôle insuffisant par les pouvoirs publics.

Cette situation n'est bien sûr pas satisfaisante du point de vue des pouvoirs publics et des consommateurs. Elle ne l'est bien souvent pas davantage pour EDT, qui se voit reprocher des choix stratégiques qui ont été pris sans avoir trouvé auparavant de contradicteur pour les discuter véritablement.

Dans ces conditions, l'approche proposée consiste à :

1. rétablir un contrôle sur le secteur, afin de permettre aux responsables publics de se réappropriier la maîtrise des questions de politique énergétique :
 - a. par un partage accru de l'information ;
 - b. en renforçant les pouvoirs des autorités publiques et en améliorant leur coordination ;
 - c. en diversifiant l'expertise ;
2. de créer les conditions d'un développement d'une offre alternative dans les secteurs de la production et de la distribution, dans un cadre véritablement concurrentiel :
 - a. par la formalisation de règles garantissant la transparence dans la gestion des activités concurrentielles et la non-discrimination des concurrents d'EDT ;
 - b. par l'affirmation du rôle de la TEP comme acteur indépendant, pour permettre le développement de la concurrence dans la production d'électricité ;
3. d'auditer l'équilibre financier de la concession en vue de réformer en profondeur le modèle tarifaire, ce qui implique :
 - a. d'objectiver le mode de fixation du juste niveau de rémunération du concessionnaire ;
 - b. de rechercher une meilleure adéquation entre les charges et les tarifs, en opérant un réexamen annuel sur la base des charges constatées et en fixant des objectifs de régulation incitatifs à une maîtrise des coûts ;
 - c. de mettre en place une séparation des composantes tarifaires par activité, en isolant tout particulièrement le système de péréquation.

Par ailleurs, la mission a identifié des opportunités qui seraient susceptibles de contribuer à la maîtrise de la demande et des coûts de production. Le fléchage des subventions négociées avec l'Etat français dans le cadre du contrat de projet vers un appui à ces investissements présenterait, du point de vue de la mission, un intérêt socio-économique durable.

2.1. Le contrôle sur le secteur doit être rétabli par une plus grande transparence et concertation, un renforcement des prérogatives et une meilleure coordination des pouvoirs publics, ainsi que le recours à des expertises externes et la mise en place de structures d'arbitrage

La mission a fait le constat de relations très dégradées et d'une grande défiance entre les différents acteurs du système électrique polynésien. De nombreuses personnes ont ainsi fait état de griefs à l'encontre de la gouvernance du système et du coût excessif de l'électricité, notamment des fortes augmentations récentes. Cette situation est généralement mise sur le compte d'une rentabilité excessive du concessionnaire. Mais, les quelques éléments tangibles fournis à la mission ne lui ont pas permis de se prononcer de manière certaine sur cette question.

De plus, des divergences d'appréciation entre les différents départements ministériels chargés de l'énergie sont susceptibles d'être exploitées par EDT. Cette situation a conduit à plusieurs reprises au cours des dernières années à des situations de conflits, préjudiciables à l'ensemble des parties, avec parfois même, de part et d'autre, une dérive sur le terrain de l'invective.

Ce constat est particulièrement marqué s'agissant des relations qu'entretiennent EDT et le Ministère de l'environnement de l'énergie et des mines. Il conduit aujourd'hui le ministère à s'inscrire dans une logique de réduction par la contrainte du poids d'EDT dans la production d'électricité issue d'énergies renouvelables, notamment au moyen d'un projet de loi de Pays qui plafonne à 50 % la part cumulée du concessionnaire et des entreprises qu'il contrôle dans cette activité. Ceci conduirait à lui interdire, en pratique, tout nouvel investissement dans le secteur des énergies renouvelables sur l'ensemble du territoire, au risque de conséquences potentiellement préjudiciables pour le développement des énergies renouvelables et dans l'hypothèse d'une mise en concurrence pour la réalisation de nouveaux moyens de production utilisant les énergies renouvelables⁶.

La mission n'a pas cherché à confirmer le bien-fondé de toutes ces accusations. Elle s'est bornée à constater que le ressentiment a atteint aujourd'hui un niveau préoccupant et s'est appliquée à rechercher les moyens de sortir de cette situation.

2.1.1. La mise en place et la formalisation d'un processus de concertation serait de nature à améliorer les relations entre acteurs du système électrique polynésien

La situation actuelle trouve en grande partie son origine dans un partage d'informations ainsi qu'un dialogue insuffisants, et souvent une tentation, de part et d'autre, de vouloir conduire seul les actions qui leur paraissent légitime. Ainsi, les acteurs, publics et privés, se plaignent de manière récurrente ne pas être suffisamment associés aux décisions qui les concernent directement, voire d'en avoir été délibérément écartés.

La mission considère qu'il est possible de prévenir de telles difficultés par la mise en place et la formalisation d'un processus d'information et de concertation plus systématique.

Dans ces conditions, elle recommande :

⁶ Voir chapitre 2.5.2. ci-après

1. d'adopter une approche systématique d'information et d'explication, voire de pédagogie, sur les politiques et les projets qui sont conduits ;
2. d'instituer un mécanisme institutionnel contraignant le Gouvernement de Polynésie à faire connaître ses projets de réglementation relative à l'énergie et à consulter les acteurs et la société civile ; elle suggère notamment une saisine obligatoire pour avis de la commission compétente en matière d'énergie au sein du Conseil économique, social et culturel (CESC) de Polynésie sur les projets de textes les plus importants :
 - a. dans un délai court et contraint (2 semaines à 1 mois maximum), pour ne pas retarder l'adoption des mesures ; en l'absence de réponse dans le délai prescrit, l'avis est réputé donné ;
 - b. à caractère consultatif ; l'avis doit être public et publié en même temps que le règlement ;
 - c. il serait souhaitable que le règlement promulgué ne puisse être que celui soumis au CESC si le gouvernement décide de ne pas tenir compte de ses observations, ou un texte modifié pour tenir compte de toute ou partie de ses observations, à l'exclusion de toute autre modification.
3. de créer des instances formelles et multipartites de concertation :
 - a. à caractère purement consultatives ;
 - b. ponctuelles ou permanentes ;
 - c. pour l'élaboration des conventions, règles et procédures internes à EDT ou à la TEP, gestionnaires de monopoles naturels, qui sont nécessaires au traitement transparent et non discriminatoire des acteurs du système et soumises à l'approbation des pouvoirs publics ;
 - d. créées (le cas échéant, dissoutes) sur décision simple des pouvoirs publics, avec un mandat et des échéances définies ;
 - e. œuvrant suivant des processus formalisés de partage de l'information et de débat ;
 - f. constituées des représentants de l'ensemble des parties prenantes au sujet concerné et, en fonction des besoins, de personnalités qualifiées ;
 - g. dont les travaux sont publics, afin que toute personne intéressée puisse en avoir connaissance.

2.1.2. Un renforcement des prérogatives et une meilleure coordination des services administratifs ainsi qu'un recours accru à des expertises externes permettraient aux pouvoirs publics de se réappropriier le contrôle et la tutelle du secteur

L'analyse des arrêtés portant attributions ministérielles fait apparaître une répartition des compétences associées à la régulation et au contrôle du secteur électrique entre :

- le ministère de l'économie, des finances, du travail et de l'emploi (MEF), pour les questions de tarification ;
- le ministère de l'environnement, de l'énergie et des mines (MEM), pour la politique énergétique, les aspects réglementaires et tarifaires, ainsi que la tutelle ;

- le ministère des ressources marines chargé de la perliculture, de la pêche et de l'aquaculture et des technologies vertes (MRM), pour le développement des énergies renouvelables.

A noter aussi que certaines compétences pouvant concerner le secteur électrique sont exercées par :

- le ministère du développement des archipels et des transports interinsulaires, chargé de la régénération de la cocoteraie, pour la promotion de l'utilisation des dérivés du coprah⁷ comme combustible ;
- le ministère de l'agriculture, de l'élevage, chargé des biotechnologies, pour la promotion de l'utilisation de la biomasse.

Les compétences des services administratifs rattachés à chaque ministère ne coïncident pas toujours avec les périmètres ministériels correspondants. Leur coordination est, de ce fait, difficile et parfois insuffisante.

En outre, la mission relève que, pris chacun individuellement, aucun service administratif ne dispose des moyens suffisants pour assurer le contrôle effectif auquel il est astreint, sur le secteur dans son ensemble, et tout particulièrement sur le principal concessionnaire :

- les effectifs sont insuffisants ;
- les compétences sont dispersées, peu coordonnées, tantôt redondantes (en matière économique), tantôt inexistantes (en matière technique)⁸.

A cette difficulté institutionnelle s'ajoute une obligation de reporting limitée de la part du concessionnaire :

- le rapport annuel de concession constitue une source d'informations intéressantes, mais largement insuffisantes notamment pour entrer en négociation tarifaire avec le concessionnaire ;
- les éléments comptables complémentaires ne sont pas toujours adressés sous une forme aisément exploitable⁹, ce qui a rendu les échanges entre l'administration et le concessionnaire difficiles ;
- le recours à l'expertise externe a bien été engagé par le ministère de l'environnement, de l'énergie et des mines, mais il reste encore limité.

Cette situation conduit à une forte asymétrie d'informations entre l'opérateur et les pouvoirs publics. Ainsi, afin d'améliorer l'effectivité du contrôle, la mission recommande :

1. une mutualisation des services administratifs chargés de l'énergie, avec exercice de l'autorité conjointe des ministres, dans le but :
 - a. de disposer d'un effectif plus conséquent et mieux coordonné :

⁷ Pulpe séchée de la noix de coco, dont est tirée une huile à pouvoir calorifique élevé, source d'énergie renouvelable utilisable dans les centrales thermiques

⁸ Il est apparu que le Service de l'énergie et des mines ne dispose pas d'un ingénieur, alors même que l'exercice de certaines de ses compétences requiert manifestement des compétences techniques de bon niveau

⁹ Les états comptables détaillés ont été adressés au MEM au format papier, dans une police de caractères très réduite, quasiment illisible, alors qu'ils sont manifestement extraits d'un système informatique et auraient sans doute pu être adressés sous forme électronique

- b. de permettre une diversification des compétences, au sein d'un effectif élargi ;
 - c. de favoriser l'émergence d'une position unique de l'administration et la recherche en amont d'une synthèse entre les positions des ministres de tutelle ;
2. de renforcer les pouvoirs de contrôle de l'administration :
 - a. en conférant à l'administration le pouvoir de définir annuellement le détail du reporting attendu du concessionnaire (définition de la comptabilité analytique) ;
 - b. en étendant le contrôle à des éléments de performance technico-économique (mesure de qualité de fourniture, de productivité par activité, de sécurité des installations) ;
 - c. en prévoyant la possibilité pour l'administration de mener des investigations ponctuelles ;
 - d. en donnant le pouvoir à l'administration d'opérer, y compris de manière rétroactive, des retenues sur les montants pris en compte pour le calcul du tarif, lorsqu'à la suite d'un contrôle les charges imputées en comptabilité ne sont pas justifiées ;
 3. de renforcer l'expertise par le recours à des compétences externes :
 - a. au frais du concessionnaire, dans des limites budgétaires préfixées ;
 - b. ciblées sur des compétences complémentaires à celles de l'administration : expertise comptable¹⁰, études techniques ; à cet égard, la pratique du gouvernement de Nouvelle-Calédonie, qui fait appel chaque année, pour quelques semaines, à un consultant technique constitué, de l'avis de la mission, une expérience intéressante ;
 - c. par une démarche nécessairement inscrite dans la durée, afin de fidéliser les sous-traitants par volant de chiffre d'affaire stable dans la durée et de leur permettre de se constituer progressivement une compétence ;
 4. d'organiser des échanges avec d'autres administrations chargées d'exercer une tutelle sur des systèmes insulaires (Nouvelle-Calédonie, Fidji, Hawaï,...) afin de partager de l'information et de réaliser des comparaisons de tarifs et de coûts.

La mission insiste sur l'importance qu'il y a au maintien d'une équipe stable dans la durée, y compris au sein du pôle de compétences externes qu'elle recommande de constituer. En effet, la pertinence de l'analyse en la matière ne peut résulter que d'une connaissance approfondie du secteur et de ses enjeux techniques et comptables. Or, nonobstant la taille limitée du système électrique polynésien, l'expérience des contrôles menés par la CRE dans les zones non-interconnectées a clairement montré que celle-ci ne peut s'acquérir que sur la durée.

Ainsi, il est suggéré de procéder de la manière suivante :

- débiter par une compréhension globale de la structure des comptes ;
- approfondir, chaque année, les principaux postes de dépenses (combustibles, salaires, amortissements,...) et de recettes, à raison d'un à deux postes par an selon les moyens et l'expérience ;

¹⁰ Le recours récent par le MEM à un cabinet d'expertise comptable est une initiative intéressante qui mériterait d'être inscrite dans la durée pour en tirer le meilleur parti

- effectuer un contrôle des procédures comptables, afin de vérifier la bonne affectation des charges entre les activités ;
 - la mission recommande tout particulièrement d'associer l'expert technique à l'analyse des experts comptables, afin de ne pas se contenter d'observer la réalité des coûts exposés, mais d'interroger leur bien-fondé au regard des enjeux techniques (empilement des moyens, optimisation des réserves hydrauliques, consommations spécifiques, pertes,...) ; de ce volet du contrôle sont attendus les analyses les plus intéressantes sur la performance du concessionnaire ;
 - un contrôle ponctuel sur pièces doit être prévu, même s'il ne constitue pas la priorité dès lors que ce type de contrôle est, en principe, redondant avec celui des commissaires aux comptes du concessionnaire ; il doit être prévu juridiquement.
5. Au-delà, la mission suggère que soit organisé chaque année par les pouvoirs publics un « dialogue de gestion » avec le concessionnaire, débouchant sur la définition par les pouvoirs publics d'objectifs de qualité ou de performance :
- a. modulés par zone et en fonction d'objectifs budgétaires ;
 - b. afin de garantir que l'opérateur ne développe pas une sur-qualité coûteuse, qui ne correspondrait pas aux attentes politiques (il semble à cet égard que le risque de défaillance n'ait fait l'objet d'aucune discussion entre les pouvoirs publics et le concessionnaire, ce qui a pu conduire le concessionnaire à développer ses capacités de production à Tahiti au-delà de ce qui aurait été strictement nécessaire techniquement pour satisfaire aux attentes) ;
 - c. formalisé par un contrat d'objectifs, annuel ou pluriannuel.

Ce type de contrôle vise prioritairement EDT. Toutefois, à terme, il pourrait judicieusement être étendu à la TEP, en complément du contrôle déjà exercé par le Pays au sein du conseil d'administration.

2.1.3. Le Gouvernement de Polynésie pourrait créer des structures d'arbitrage en matière précontentieuse et de concurrence

La formalisation des règles de fonctionnement du système électrique, préalable indispensable à l'arrivée de nouveaux producteurs d'électricité, amènera une charge de travail importante et nécessitant un certain niveau d'expertise.

La création d'une autorité indépendante sectorielle pérenne au sein du territoire ne semble pas adaptée. Sur le long terme, le coût d'une telle structure permanente semble disproportionné au regard des bénéfices attendus à l'échelle du territoire. Ce choix serait d'autant plus pénalisant qu'il impliquerait une certaine redondance des compétences avec le Service de l'énergie et des mines qui manque pourtant, de l'avis de la mission, de moyens pour mener à bien ses missions. Au final, cette stratégie risquerait d'accroître la dispersion des moyens.

La mission ne juge pas prioritaire la mise en place d'un accord d'assistance permanente avec la CRE. En effet, outre la difficulté qu'aurait la CRE au regard des moyens dont elle dispose à s'engager dans une telle voie, les principes posés par la loi organique relative au statut de la Polynésie ne lui donnent pas de légitimité particulière dans l'arbitrage des intérêts économiques du territoire. Il apparaît donc

préférable que les conditions dans lesquelles s'opèrera la transformation du secteur électrique fasse l'objet d'une discussion au sein même du territoire. Ceci n'exclut pas, toutefois, qu'il puisse être fait appel à la CRE pour des interventions ponctuelles et ciblées sur des aspects d'expertise technique ou économique.

La mission recommande donc de s'appuyer sur les structures présentes localement et bénéficiant d'une autorité reconnue, par :

1. une attribution des compétences en matière de concurrence à la future Autorité de la concurrence, dont la création était en discussion à l'Assemblée de Polynésie française au moment du déroulement de la mission, notamment pour le contrôle :
 - a. des concentrations ;
 - b. des agissements anticoncurrentiels ;
2. la création d'une structure d'arbitrage chargée de juger 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) :
 - a. sur le modèle du Comité de règlement des différends et des sanctions (Cordis) métropolitain, avec toutefois un champ de compétences plus étendu ;
 - b. dotée d'une garantie d'impartialité pour toutes les parties, par le recours à un magistrat de l'ordre judiciaire et un juge administratif respectivement désignés par le Premier président de la Cour d'appel et le Président du tribunal administratif de Papeete ;
 - c. avec la possibilité d'y adjoindre un magistrat de la Chambre territoriale des comptes, pour prendre en compte la dimension économique des enjeux ;
 - d. intervenant par vacations en fonction des besoins, afin de conserver de la souplesse à la structure ;
 - e. agissant dans un cadre précontentieux, avec des délais de traitement courts et contraints ;
 - f. avec la possibilité d'imposer le recours préalable au contentieux obligatoire auprès de cette structure, mais sans que la démarche ne prive aucune partie de faire valoir ensuite ses droits dans une procédure contentieuse de droit commun.

Le recours à une telle structure d'arbitrage est d'autant plus utile dans une phase d'évolution des règles qu'elle permet de créer une jurisprudence de nature à combler les interrogations qui naîtront de l'application des textes aux cas d'espèce.

Il conviendra de veiller à ce que s'instaure une stabilité des membres de la structure. Il s'agirait alors d'organiser un renouvellement de l'effectif décalé dans le temps, de manière à garantir une bonne continuité dans la connaissance des sujets (par exemple : nomination pour 4 à 6 ans, avec un renouvellement par alternance tous les 2 à 3 ans, suivant le nombre de personnes et en cohérence avec la durée moyenne durant laquelle les personnels concernés demeurent en poste en Polynésie).

2.2. La formalisation de règles transparentes et non-discriminatoires ainsi que le renforcement du rôle de la TEP comme acteur indépendant constituent les conditions nécessaires d'un développement d'une offre alternative dans la production et la distribution d'électricité

2.2.1. Le renforcement de l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport est une condition nécessaire à l'implantation de producteurs et de distributeurs alternatifs

Dans l'organisation usuelle des marchés de l'électricité, les fonctions de gestionnaire de réseau se décomposent en deux groupes :

- l'opérateur du réseau de transport (Transport system operator / TSO) qui est chargé de la construction, de l'extension, de la maintenance et de l'exploitation du réseau ; ce qui correspond à la mission actuelle de la TEP ;
- l'opérateur indépendant du système électrique (Independent system operator / ISO) qui est chargé de la conduite du réseau et d'assurer l'équilibre offre – demande, ce qui implique le placement des moyens de production (dispatching) ; cette fonction est aujourd'hui assurée par EDT.

L'indépendance et la neutralité de l'opérateur du réseau de transport et de l'opérateur du système électrique est une condition nécessaire au développement d'une offre de production et de distribution concurrentielle. Elle doit concerner :

- les conditions techniques et économiques du raccordement des producteurs au réseau, ainsi que les conditions d'exploitation des ouvrages ;
- les investissements en développement et renforcement de réseau, afin de garantir un traitement équitable dans la levée des contraintes réseau qui pourraient apparaître ;
- le placement des moyens de production, afin de garantir un accès au marché selon des règles prévisibles et non-discriminatoires.

Dans le cas d'espèce, cette condition d'indépendance et de neutralité n'est pas garantie en Polynésie dans la mesure où, d'une part, la fonction est assurée par une entreprise qui est aussi le principal producteur et distributeur de Polynésie déjà en situation dominante et où, d'autre part, les dispositions organisant la transparence et la non-discrimination dans le traitement des producteurs sont insuffisantes.

Le fonctionnement selon le modèle intégré repose sur un contrôle étroit et complexe de l'indépendance du gestionnaire de réseau par le régulateur. Dans une situation de tension budgétaire, la constitution d'une autorité indépendante sectorielle susceptible d'y veiller ne fait pas partie des solutions privilégiées par la mission.

Dès lors que le contrôle de l'indépendance de l'opérateur intégré par les pouvoirs publics semble difficile à mettre en œuvre, la mission considère que la constitution d'un opérateur indépendant chargé de la mission d'opérateur indépendant du système électrique constitue la solution à privilégier.

Ainsi, la mission recommande :

1. d'attribuer sans délai à la TEP la compétence d'opérateur indépendant du système, incluant :
 - a. la supervision du réseau ;
 - b. le réglage de fréquence ;
 - c. la gestion prévisionnelle ;
2. d'organiser un transfert progressif des moyens nécessaires à cette mission, au cours d'une période transitoire d'une durée limitée, durant laquelle la mise en œuvre serait sous-traitée à EDT par voie de conventions.

2.2.2. Le transfert de la compétence d'opérateur indépendant du système à la TEP constitue une opération complexe qui impose de procéder par étapes

Le transfert des compétences de l'ISO à la TEP se révèle complexe en raison de l'éclatement des fonctions correspondantes au sein des différentes branches et filiales de l'entreprise EDT :

- la gestion du réseau incombe au dispatching EDT ;
- la gestion de l'équilibre offre – demande est répartie entre le dispatching EDT qui décide du planning de production et la production qui assure par ses propres moyens thermiques le réglage de fréquence ;
- la gestion prévisionnelle est assurée par la filiale Marama Nui, en raison de la présence au sein des équipes de compétences en modélisation mathématique aptes à appréhender les problèmes de météorologie, qui constituent le déterminant majeur de la production hydraulique et de la demande.

De plus, un basculement trop rapide présente des risques :

- désorganisation du fonctionnement du système, avec des risques d'incidents d'exploitation ;
- rupture des synergies, qui conduirait à une diminution de l'efficacité économique du système dans son ensemble ;
- impact social, avec le transfert de personnels.

Enfin, la situation actuelle présente l'avantage de n'avoir qu'un seul interlocuteur, responsable de bout en bout de l'approvisionnement en électricité.

Dans une perspective où la TEP devrait assurer le dispatching, l'ensemble des procédures internes qui régissent son fonctionnement avec les différentes entités de l'entreprise EDT devront avoir été préalablement formalisées.

Pour ces raisons, la mission propose d'organiser la période transitoire en adoptant les mesures suivantes :

1. formaliser les règles de gestion techniques et financières du dispatching EDT, et les soumettre pour approbation à l'autorité administrative afin de leur conférer un statut juridiquement opposable ; celles-ci devront couvrir les relations :
 - a. avec les producteurs (raccordement, conduite, placement de la production) ; une fois approuvés, ces textes devront obligatoirement être publiés ;

- b. avec la TEP ;
 - c. en interne, avec les activités d'EDT en production, distribution et fourniture (par conventions internes) ;
2. assurer la présence d'un (éventuellement de plusieurs) agents de la TEP au sein du dispatching d'EDT :
 - a. chargé de veiller au respect des règles et de promouvoir les bonnes pratiques en matière d'indépendance ;
 - b. sur un modèle d'un responsable de conformité (compliance officer), indépendant et doté d'un pouvoir d'investigation ;
3. renforcer les compétences techniques et réglementaires de la TEP, afin d'assurer la pluralité de l'expertise « système électrique » en Polynésie
 - a. en interne ;
 - b. ou par un renforcement du partenariat existant avec RTE, compte tenu de la difficulté à mobiliser des experts en quantité et en qualité suffisantes sur le territoire de la Polynésie et au sein d'une petite entreprise qui n'est pas susceptible d'offrir les mêmes perspectives de carrière que l'entreprise concessionnaire locale ;
4. veiller aux conditions de l'indépendance des agents de la TEP, en prévenant par des mesures appropriées le risque d'atteinte à la neutralité, notamment à travers leur recrutement par EDT ou l'un des nouveaux acteurs du secteur électrique polynésien qui viendrait à s'implanter ;
5. limiter les participations des producteurs d'électricité au capital de la TEP à 20 % ; en tout état de cause, il convient de limiter les droits de vote des acteurs du secteur électrique polynésien dans la TEP à un niveau inférieur au seuil nécessaire pour constituer une minorité de blocage ; cette dernière mesure conduirait EDT à réduire sa participation dans la TEP, voire à sortir du capital de la société, ce qui imposerait de trouver des repreneurs, soit institutionnels (institutions financières publiques ou privées), soit industriels (par exemple, un gestionnaire de réseau).

2.2.3. Le renforcement de l'indépendance du dispatching constitue un préalable indispensable à la mise en concurrence des concessions hydrauliques

Dans le contexte actuel de production, au sein duquel la très grande majorité des moyens thermiques et la totalité du parc hydraulique sont détenus par EDT, la formalisation des règles et l'exercice d'un contrôle par la TEP tels qu'énoncés précédemment semblent suffisants pour garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport. En effet, les producteurs alternatifs exploitent principalement des installations photovoltaïques qui bénéficient d'une priorité d'accès au réseau dont le respect est facile à vérifier.

Si une concurrence devait s'établir dans l'exploitation des moyens hydrauliques, l'arbitrage du dispatching deviendrait plus complexe, car il serait très sensible aux hypothèses retenues en matière :

- de prévisions météorologiques ;
- de remplissage des retenues ;
- de consommation.

Dans ces conditions, un gestionnaire totalement indépendant constitue la condition essentielle à l'exercice d'une véritable concurrence. Cela constituerait vraisemblablement, pour une entreprise dotée d'un contrôle des risques de projet exigeant, une condition préalable au lancement de tout investissement de ce type.

Ainsi, dès lors que le Pays souhaitera organiser la mise en concurrence de nouvelles concessions hydrauliques, la mission recommande qu'il procède préalablement au transfert vers la TEP des moyens techniques et humains nécessaires à une gestion indépendante des activités du réseau de transport et du système électrique.

2.3. Un audit de l'équilibre financier de la concession permettrait de renforcer la transparence dans la perspective d'une réforme du modèle tarifaire

2.3.1. Le juste niveau de rémunération du concessionnaire devrait être objectif

D'une façon générale, les interlocuteurs rencontrés par la mission ont affirmé que le concessionnaire bénéficierait de marges élevées. Pourtant, aucun n'a été en mesure de préciser les critères quantitatifs précis sur lesquels se fonde cette opinion, ni quel devrait être le juste niveau de rémunération de l'opérateur.

C'est pourtant un élément clé du débat. La réponse est équivoque et ne peut résulter que d'une négociation entre les parties. Toutefois, en pareille situation, le raisonnement financier classique se fonde sur une analyse des comparables, c'est-à-dire des entreprises exerçant dans une activité identique ou, à tout le moins, présentant le même niveau de risque pour l'actionnaire. Le critère typiquement retenu est le niveau de rémunération des capitaux investis.

A titre de comparaison :

1. les niveaux de rémunération des capitaux investis retenus pour les activités d'EDF et des producteurs tiers¹¹ dans les îles bénéficiant de la CSPE¹² est le suivant :
 - a. 7,25 % nominal pour les actifs de distribution ; il s'agit du niveau retenu au niveau national pour le calcul du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ;
 - b. 11 % nominal pour les actifs de production mis en service à partir de 2005¹³ (taux normatif, fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie) ; ce taux constitue une bonification destinée à relancer les investissements en production, consécutif au sentiment – qui n'était pas partagé par la CRE à l'époque, au-delà de la

¹¹ Y compris, dans certains cas, des filiales de la branche Services du groupe GDF-SUEZ

¹² Les collectivités régionales et départementales d'outre-mer (y compris Mayotte), Saint-Pierre et Miquelon (sous statut de département au moment de la promulgation de la loi de 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité qui a institué la CSPE), la Corse et les îles bretonnes de Ouessant, Molène et Sein

¹³ Avant 2005, le taux de 7,25 % qui correspondait au niveau estimé d'une activité régulée à faible risque dans le secteur de l'électricité était également appliqué à la rémunération des actifs de production

problématique liée à un évènement conjoncturel en Corse – d'un risque de défaillance élevé ; il a produit les effets escomptés en conférant une attractivité sans précédent à cette activité, le plus souvent au-delà même des besoins locaux.

La mission considère que le taux de 11 % applicable aux investissements de production constitue un maximum. Si l'on se réfère aux taux déterminés par la CRE dans le cadre de ses avis sur les tarifs d'achat de l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables, les niveaux de rémunération habituellement constatés dans le secteur seraient plus fréquemment dans une fourchette de 9 – 11 %.

2. Ces niveaux, s'ils servent à déterminer la rémunération à partir de la base d'actifs régulés, s'entendent après prise en compte des charges d'exploitation sans aucune marge additionnelle (« at cost »). Le cas échéant, afin de maîtriser l'évolution de ces charges, il y a lieu de mettre en place un système de régulation incitative à la maîtrise des coûts. Il existe plusieurs approches. L'une des plus simple à mettre en œuvre consiste à :
 - a. définir une enveloppe normative par poste de charge (issue, au point de départ des charges constatées antérieurement, éventuellement auditées et moyennées sur plusieurs années pour réduire l'ampleur des singularités) ;
 - b. fixer, après concertation, un objectif de productivité annuel sur chaque enveloppe qui constitue le minimum attendu du concessionnaire ;
 - c. partager le gain constaté entre les charges réellement supportées et l'objectif défini ; une partie des gains est acquise à l'opérateur, puis progressivement reprise sur une période de plusieurs années.
3. Le concédant doit exercer un contrôle sur la constitution d'actif :
 - a. soit par une procédure d'approbation de chaque investissement ;
 - b. soit par l'approbation annuelle de l'enveloppe qui y est consacrée.

2.3.2. L'adéquation entre le prix de référence et les coûts du concessionnaire n'apparaît pas de manière transparente ; elle justifierait une réforme en profondeur de la méthodologie de calcul

La formule du prix de référence se borne à déterminer son évolution d'une année sur l'autre à partir d'un niveau négocié lors de son introduction. Le contrat prévoit la possibilité d'une révision quinquennale. Cette périodicité coïncide avec celle prévue pour la mise à jour des paramètres de consommation spécifique des moyens thermiques et de renouvellement des marchés d'approvisionnement en combustible. Dans la pratique, ces révisions n'ont pas toujours été opérées. Ainsi, les paramètres de consommation spécifique, pourtant simples à déterminer, sont restés inchangés au moins depuis 2000 et jusqu'en 2011.

Toutefois le contrat a fait l'objet de renégociations périodiques hors des clauses de renégociations périodiques prévues par le contrat. Elles se sont faites sur la base du donnant – donnant : l'opérateur consent un effort sur certains termes de la formule en échange de la revalorisation d'autres termes. Il n'a jamais été négocié une remise à plat de la formule dans son ensemble.

Ce type de négociation est considérablement déséquilibré par l'asymétrie d'informations existant au détriment des pouvoirs publics, qui n'ont pas la possibilité de mesurer ex-ante la portée réelle des

efforts négociés sur les comptes de l'opérateur à court, moyen et long terme. Dans ces conditions, il apparaît difficile en l'état d'asseoir la négociation sur des bases rationnelles.

Compte-tenu des délais d'exécution de la mission dont le cahier des charges ne prévoyait pas de procéder à l'analyse détaillée des comptes d'EDT, la mission ne s'y est pas livrée. Toutefois, une analyse succincte des comptes tels qu'ils figurent dans le rapport au concédant et dans le rapport de la Chambre territoriale des comptes permet de tirer déjà un certain nombre d'enseignements.

1. Ainsi, en première approche et sous réserve d'une analyse plus approfondie, la relative stabilité de la marge de l'opérateur dans un contexte marqué par une hausse soutenue des prix des hydrocarbures tend à démontrer que le paramètre représentatif des charges de combustible est convenablement dimensionné et comporte une marge. La non répercussion de l'évolution des consommations spécifiques a probablement eu un impact secondaire au regard des autres variations. La pertinence de cette composante est surtout affectée par une prise en compte normative du volume de production hydraulique : une production hydraulique abondante tend à réduire la marge de l'opérateur.
2. A l'inverse, le mode de calcul et l'indexation de la composante « autres charges d'exploitation » ne garantissent pas une totale adéquation avec les coûts comptables correspondants.

En premier lieu, alors que les ACE sont essentiellement composées de charges fixes, qui ne sont pas directement liées aux variations à court terme de la demande¹⁴, le mode de calcul retenu définit une répartition par kWh, plutôt qu'un coût global. Or, ce mode de calcul est très sensible aux aléas de la demande : si, toutes choses égales par ailleurs, la consommation augmente, sans que les ACE aient nécessairement évolué en proportion, la marge de l'opérateur augmente également.

Par le passé, cette distorsion avait conduit à l'introduction d'un facteur « L » dit de « partage de croissance », qui ne compense en réalité cet effet que de manière normative, sans que sa pertinence ait été précisément qualifiée et suivant une formule d'interprétation litigieuse.

A la faveur d'une croissance soutenue de la demande, le calcul de la composante ACE du prix de référence a très probablement joué en faveur d'EDT, à tout le moins jusqu'à l'introduction du paramètre « L ». A partir de 2009, avec l'évolution contraire de la demande et le développement de la production photovoltaïque autoconsommée, qui s'assimile à une baisse supplémentaire de la demande vue du fournisseur, l'entreprise est confrontée à un retournement de tendance. Celui-ci est d'autant plus marqué que le paramètre L n'avait pas prévu de partage de la décroissance.

En second lieu, les modalités d'indexation des ACE, qui reposent pour 40 % sur l'indice du coût de la vie et pour 60 % sur le prix des produits et services divers, ne semblent pas correctement représentatives de l'évolution typique des charges fixes d'un opérateur intégré. Elles devraient comporter une part significative qui ne soit pas indexée pour tenir compte de la charge d'amortissement des actifs dont la valeur s'érode avec l'inflation.

¹⁴ Par exemple : si la consommation par foyer augmente, mais que le nombre de clients est identique, il aura lieu d'augmenter les investissements en production et de renforcer la capacité du réseau de distribution, mais les effectifs ne devraient pas nécessairement évoluer significativement.

Ainsi, à supposer que le montant des ACE ait été convenablement déterminé à l'origine, le mode de calcul et les modalités d'indexation conduisent, sauf extraordinaire coïncidence, à ce que la composante correspondante dans le calcul du prix de référence a de sérieuses raisons de diverger du montant des charges qu'elle est supposée couvrir.

Compte-tenu des imperfections structurelles de la formule de calcul du prix de référence, la mission considère qu'il n'est pas possible d'envisager une évolution satisfaisante dans le cadre actuel.

Elle préconise donc une refonte du calcul des tarifs selon les modalités suivantes :

1. recalculer les tarifs sur les coûts comptables, en niveau et en structure (répartition fixe / variable) par fléchage des postes de charge :
 - a. suivant un calcul au « premier franc » et non plus par écart d'une année sur l'autre ;
 - b. en raisonnant par enveloppes de charges à couvrir et non plus par kWh ;
 - c. afin de neutraliser l'effet des variations de la consommation et des productions tierces sur les comptes de l'opérateur ;
2. effectuer un recalage annuel sur les coûts constatés plutôt qu'une indexation normative, suivant les principes de la régulation incitative énoncés précédemment, donnant lieu, si nécessaire, à régularisation :
 - a. la régulation peut s'effectuer sur plusieurs années antérieures ;
3. exclure les postes de charge ne pouvant donner lieu à prise en compte pour l'élaboration des tarifs
 - a. activités hôtelières, activités de production d'électricité hors cadre de la concession (notamment lorsqu'elle fait l'objet d'une rémunération spécifique, comme pour le photovoltaïque) ;
 - b. amendes et indemnités pour condamnation civile ou pénale (le cas échéant) ;
 - c. charges non justifiées à l'issue d'un contrôle...
4. Par ailleurs, une distinction des tarifs par activités serait de nature à accroître la transparence financière dans le cadre d'un accès des tiers aux réseaux, ainsi que l'exploitation par des tiers de toute ou partie des réseaux de distribution (ex. Tahiti, Raiatea,...).

Il conviendrait ainsi de scinder la formule tarifaire, entre les composantes suivantes :

- a. transport ;
- b. distribution ;
- c. production ;
- d. fourniture ;
- e. péréquation et taxes.

De la sorte, au terme des composantes a. à d., le tarif devra correspondre strictement, pour chaque concession, en niveau et en structure, au coût du service rendu. La composante e. permettrait alors, de manière transparente, sous contrôle des pouvoirs publics, l'introduction d'une péréquation entre

les concessions. Cette péréquation doit faire l'objet d'un traitement suivant des critères distincts en distribution et en fourniture.

Pour que cette décomposition tarifaire puisse être établie sur une base robuste, elle doit reposer sur une séparation comptable stricte, documentée et auditable au sein de l'entreprise intégrée EDT. A l'extrême, mais sans que cela constitue un impératif, ce raisonnement peut conduire à une filialisation des activités.

2.3.3. Le calcul du facteur de partage de croissance repose sur une formule à l'interprétation équivoque

La formule de calcul du facteur de partage de croissance est difficile à interpréter en raison d'un choix d'indices peu judicieux

Ainsi qu'exposé précédemment, les recettes résultant de l'application la formule qui fixe l'évolution d'une année sur l'autre de la composante ACE du prix de référence sont sensibles aux variations de la consommation, alors que cette composante répercute des charges fixes qui, par définition, n'évoluent pas en proportion de la consommation, au moins à court terme. Ce constat a conduit par le passé à l'introduction d'un facteur « L » de partage de croissance. Celui-ci intervient uniquement en modération de la fraction des ACE imputables à Tahiti et conformément à la formule suivante définie par le contrat de concession :

$$ACE = ACE_i \times \%Conso_i + ACE_t \times \%Conso_t \times L$$

où :

ACE_i et ACE_t correspondent à la valeur de la composante ACE dans les îles et à Tahiti ;

$\%Conso_i$ et $\%Conso_t$ correspondent à la part de la consommation des îles et de Tahiti dans la consommation totale.

La formule qui fixe la valeur du facteur « L » est rédigée de la manière suivante :

$$L = 0,5 + 0,5 \times \frac{Conso\ t^{année\ 0}}{Conso\ t^{n-1}} \times (1 + C_m)^{(n-1)-année\ 0}$$

où :

$Conso\ t^{année\ 0}$ est égal au nombre de kWh vendus à Tahiti en 2000

$Conso\ t^{n-1}$ est égal au nombre de kWh vendus à Tahiti au cours de l'année n-1

C_m est égal à 0,025 pour les années 2000 à 2005 puis 0,015 au-delà de cette date

Le choix des indices m et n est, pour le moins, peu judicieux. Faute d'avoir été définis de manière explicite il est difficile de leur donner une interprétation univoque. Ainsi, le mode de calcul à retenir fait l'objet de divergence entre le MEM et le MEF.

L'interprétation la plus approchante aboutit à des résultats sans logique économique évidente

On peut présumer de l'emploi du n dans l'indexation des paramètres $Conso\ t$ qu'il correspond à l'année pour laquelle le tarif est calculé. Par contre, il est difficile de s'expliquer le recours à l'indice m qui n'est défini nulle part. Faute de précision, il peut être supposé que $m = n$, mais dans ce cas, pourquoi avoir opté pour des indices différents ?

L'année à partir de laquelle la formule s'applique n'est pas précisée non plus. L'année 0 n'est pas explicitement définie non plus. Comme la formule a été introduite en 2000, on peut présumer que le premier calcul a porté sur le tarif de l'année 2001 et donc que l'année 0 correspond à l'année 2000. Mais, dans ce cas, pourquoi avoir défini C_m pour l'année 2000 ?

A partir de ces hypothèses, qui complètent au mieux les imprécisions du contrat sans totalement écarter le risque d'erreur, le MEM adopte une lecture littérale de la formule.

Cette interprétation conduit aux résultats qui suivent.

Pour 2001 :

$$L = 0,5 + 0,5 \times \frac{Conso\ t^{2000}}{Conso\ t^{2000}} \times (1 + C_{2001})^{2000-2000}$$

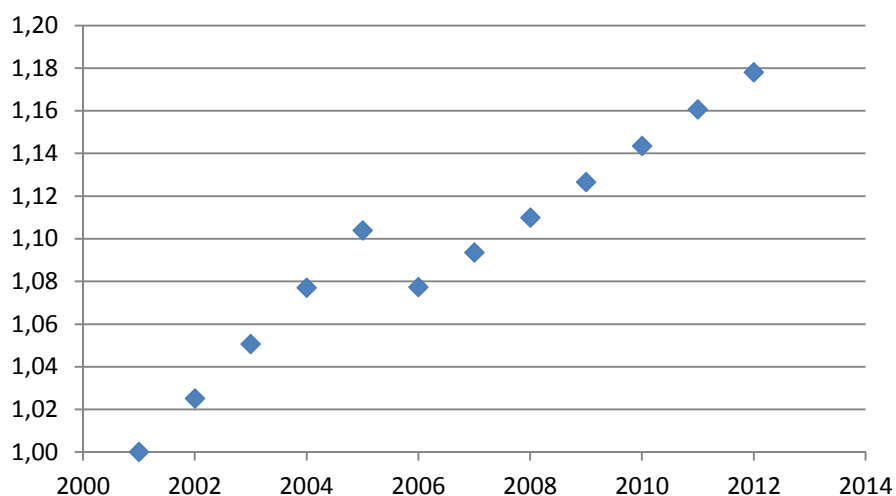
soit :

$$0,5 + 0,5 \times 1 \times (1 + 0,025)^0 = 1$$

Le facteur L est donc, quoi qu'il arrive, neutralisé.

Pour les années qui suivent :

On obtient pour le membre $(1 + C_m)^{(n-1)-année\ 0}$ une série de valeur dont l'évolution échappe à toute logique économique établie sur la base d'une prévision raisonnable de l'évolution de la consommation :



En effet, outre l'incompréhensible neutralisation du facteur L en 2001, la série présente une rupture en 2006 qui ne correspond à aucune réalité économique prévisible.

Pour pouvoir répondre à l'objectif pour lequel elle avait été conçue, la formule aurait dû faire appel à un produit des coefficients C_m

La mission suggère qu'une formule qui corresponde à l'objectif d'un partage de croissance modulé dans le temps prenne, par exemple, pour le calcul du tarif applicable à l'année 2001 et aux suivantes, la forme suivante :

$$L = \min \left[0,5 + 0,5 \times \frac{\text{Conso } t_{1999}}{\text{Conso } t_{n-1}} \times \prod_{m=2001}^n (1 + C_m), 1 \right]$$

où :

n correspond à l'année pour laquelle le tarif est calculé ;

$\text{Conso } t$ est égal au nombre de kWh vendus à Tahiti pour l'année figurant en indice ;

C est le facteur de modulation pour l'année figurant en indice m ; il est pris égal à 0,025 pour les années 2001 à 2005 et 0,015 à partir de 2006.

De cette manière, lorsque l'augmentation cumulée de la consommation dépasse 2,5 % pour les années 2000 à 2005 par rapport à l'année qui précède, et 1,5 % au-delà, l'année suivante, l'augmentation des recettes liée à la composante tarifaire ACE imputable à Tahiti est modulée à la baisse.

Cette formule correspond approximativement à l'interprétation donnée par le MEF et appliquée jusqu'ici. Mais, de toute évidence, la rédaction adoptée dans le contrat de concession ne correspond pas à cette formule, loin s'en faut.

Conclusion

Il est impossible de donner une interprétation certaine à la formule de calcul du facteur de partage de croissance. Celle donnée par le MEM est sans doute la plus fidèle à la rédaction figurant dans le contrat, mais elle correspond à une logique économique peu pertinente. Celle donnée par le MEF et appliquée jusqu'à aujourd'hui correspond mieux à la logique économique du partage de croissance, mais sa formalisation mathématique rigoureuse apparaît très éloignée de la rédaction figurant dans le contrat de concession.

Le mode de calcul préconisé par le MEM est légèrement plus favorable aux consommateurs que celui retenu par le MEF. Dans les deux cas, l'effet du facteur « L » sur le prix de référence reste très limité et sa pertinence au regard de l'évolution effective des autres charges d'exploitation mériterait d'être vérifiée.

Au final, une réécriture de la formule, avec, à la clé, une régularisation du passé, s'avère nécessaire.

2.3.4. La méthodologie par laquelle le prix de référence est décliné à travers la structure des tarifs devrait mieux refléter le coût de revient pour le fournisseur de chaque catégorie de clients

Les tarifs et leur structure sont établis par écarts avec le prix de référence. La gamme tarifaire et les écarts sont inscrits dans le contrat de concession. La grille est arrêtée annuellement en Conseil des ministres.

En théorie, la moyenne pondérée des prix par les volumes consommés dans chaque tranche tarifaire devrait être égale au prix de référence. Dans les faits, ce calcul est difficilement vérifié ex-ante, car il fait abstraction de l'évolution de la demande et des transferts de clients entre les tarifs provoqués par les variations importantes en niveau et l'évolution différenciée de chaque tarif. Dans ce cas de figure, le contrôle ne peut s'envisager qu'à la condition que le concédant soit pleinement informé des modifications que le concessionnaire entend voir opérer sur la grille tarifaire et qu'il dispose des données nécessaires à l'analyse des impacts sur la ventilation des clients entre les tarifs. Cela suppose à minima une base de données très détaillée des caractéristiques de consommation de la clientèle.

Par ailleurs, la définition de la structure des tarifs (niveau moyen de chaque tarif au sein de la gamme et niveau relatif des postes au sein de chaque tarif) ne répond à aucune logique économique mathématiquement formalisée. Il en résulte un écart important entre le ratio part fixe / part variable des coûts du concessionnaire et des tarifs réglementés de vente : pour un profil moyen de consommation, les ACE représentent plus de 50 % des charges quand la part fixe des tarifs représente 15 à 20 % de la facture.

Pour souhaitable qu'elle soit, la stricte correspondance entre ces ratios n'est pas non plus vérifiée en métropole. Toutefois, dans un contexte marqué par une faible élasticité de la demande et des évolutions tarifaires plus mesurées d'une année sur l'autre, les conséquences de ces écarts sur l'évolution du chiffre d'affaire des fournisseurs sont mieux anticipées et présentent, dès lors, moins d'enjeux.

Ainsi, la mission recommande de :

1. d'imposer au concessionnaire de fournir annuellement au concédant une base de données détaillée des caractéristiques de consommation de la clientèle (par tarif et puissance souscrite, par décile de consommation,...) ;
2. faire évoluer progressivement les tarifs réglementés de vente de manière à rétablir à terme l'équilibre de la grille :
 - a. en s'assurant que chaque consommateur paye à hauteur du coût de production du service dont il bénéficie ;
 - b. pour chaque activité (transport, distribution, production, fourniture).

Cette approche neutraliserait l'impact pour l'opérateur de l'évolution de la demande et du développement de la production photovoltaïque autoconsommée, alors que les incitations tarifaires actuelles devraient logiquement le conduire à maximiser la consommation et limiter l'autoproduction.

3. maintenir la possibilité pour le Gouvernement de procéder à un rééquilibrage de la grille, à travers un fonds dédié, qui assurerait, suivant des critères de politique énergétique définis par les pouvoirs publics, un subventionnement croisé entre les tarifs, à l'exclusion de tout déficit :
 - a. entre des tranches sociales et des tranches majorées au sein d'une tarification progressive ;
 - b. entre les catégories de consommateurs ;
 - c. entre les zones de production.

La condition essentielle au bon fonctionnement de ce mécanisme réside dans le contrôle du fonds et la prévention de tout déficit. Une validation externe, par exemple par la Chambre territoriale des comptes, peut s'avérer nécessaire pour ne pas reconduire les dérives du FRPH.

Enfin, la transparence des tarifs serait renforcée :

4. par la publication par l'administration d'une notice méthodologique faisant apparaître annuellement les principes et les hypothèses selon lesquels est établie la grille tarifaire et détaillant, à la maille de la concession, la contribution de chaque tarif :
 - a. au coût de production du service ;
 - b. au système de redistribution ;
 - c. aux taxes.

2.3.5. Les pratiques d'amortissement et de lissage des prix pourraient utilement être adaptées

Les amortissements pour caducité renchérissement artificiellement les prix

Le contrat de concession prévoit la restitution des actifs à valeur nulle en fin de concession. Cette stipulation conduit le concessionnaire à pratiquer un suramortissement, afin que les actifs soient totalement amortis à la fin du contrat. Cette charge supplémentaire se répercute logiquement à la hausse sur les tarifs, à travers les ACE.

De plus, cette clause présente des risques, puisqu'à l'approche de l'échéance du contrat le concessionnaire n'est plus incité à investir, sauf à ce qu'il puisse pratiquer des hausses tarifaires importantes de nature à couvrir rapidement l'intégralité des amortissements.

Enfin, le principe d'une remise à valeur nulle des actifs en fin de concession, qui se pratiquait fréquemment par le passé, a aujourd'hui largement perdu de son intérêt. Dans le cadre d'une activité pérenne comme peut l'être la distribution d'électricité, en cas de reprise de concession, la pratique consiste désormais à verser au sortant une soulte correspondant à la valeur des actifs non amortis. Le repreneur a alors la possibilité d'amortir la valeur résiduelle des actifs dans le cadre de son activité.

S'il est établi un lien direct entre le tarif et les coûts selon les principes énoncés précédemment, la remise en cause de cette clause du contrat de concession pourrait se traduire par une diminution immédiate des tarifs à travers la reprise des amortissements pour caducité. En fonction de son importance, il pourrait s'avérer nécessaire de lisser la répercussion dans le temps.

Une stratégie d'achat des produits pétroliers sur les marchés à terme se substituerait avantageusement au FRPH sans en présenter les risques

Le FRPH a été conçu dans le but de lisser l'impact sur les tarifs de l'électricité des variations du prix des hydrocarbures. Il a évolué progressivement vers un mécanisme de subvention budgétaire dont les déficits cumulés constituent dorénavant une charge difficilement soutenable pour le Pays.

Des alternatives existent. Ainsi, la mission recommande :

1. de recentrer l'action des pouvoirs publics sur un objectif de lissage des prix des carburants dans le temps ;
2. de recourir à une stratégie d'achat sur les marchés à terme afin de lisser les variations de cours :
 - a. étaler les achats sur plusieurs années ;
 - b. procéder par des achats mensuels ou trimestriels portant sur une fraction correspondante du volume consommé à l'échéance ;
 - c. conserver une faible proportion d'achat sur les marchés de court terme (de l'ordre de 10 à 20 % en fonction de la fiabilité des prévisions) destinée à se prémunir des aléas à la baisse de la demande ou d'une augmentation conjoncturelle des autres sources de production, notamment de l'hydraulique.

L'objet premier de cette démarche n'est pas de spéculer en vue de rechercher sur la période le meilleur prix, ce qui présenterait également des risques en cas d'anticipation erronée, mais de parvenir, à l'échéance de livraison, à un niveau de prix de combustible prévisible, représentatif de la moyenne glissante sur la période d'achat. Les variations tarifaires en serait d'autant plus réduites que la période de constitution du portefeuille d'approvisionnement est longue au regard de la périodicité des révisions tarifaires.

Ce type de contrat est proposé par la plupart des négociants en produits pétroliers (compagnies pétrolières ou institutions financières).

2.4. EDT est légitime à revendiquer la compensation des pertes directes occasionnées par le développement de la production photovoltaïque, mais les pertes indirectes seraient plus efficacement résorbées par une refonte du modèle tarifaire

2.4.1. La compensation des pertes directes doit reposer sur une juste évaluation des coûts d'exploitation et d'investissement évités

L'obligation faite à EDT de racheter la production des installations photovoltaïques à un prix supérieur à son coût moyen de production occasionne une charge pour EDT qui doit être répercutée dans les tarifs de vente. Toutefois, en se substituant à la production des moyens d'EDT, les installations photovoltaïques permettent également à EDT de réaliser une économie. Le débat porte donc sur l'étendue des économies réellement réalisées.

Un consensus existe pour considérer que la production photovoltaïque évite l'ensemble des charges d'exploitation des moyens conventionnels, directement proportionnelles au nombre de kWh produits.

Toutefois, il y a aussi lieu de prendre en compte l'économie réalisée sur les coûts fixes de production et de réseau. Cette économie ne porte logiquement que sur les extensions de capacité et se manifeste donc par un report dans le temps des investissements et des coûts d'exploitation associés (personnels, maintenance), comparable à l'impact d'une moindre demande. Cette analyse est à moduler selon la typologie de l'installation :

- une installation configurée en autoconsommation avec revente des excédents, de puissance comparable à la puissance du consommateur associé, occasionne une économie à la fois sur la puissance appelée et sur le développement des réseaux ;
- une installation configurée en revente totale permet un report dans le temps des investissements en production, mais occasionne, selon son implantation et la topologie du réseau, une économie en général très limitée, voire inexistante, sur les coûts de réseaux.

Dans ces cas de figure, le coût fixe évité ne représente qu'une fraction du coût d'investissement dans la capacité conventionnelle de même puissance. Pour déterminer cette fraction, il convient de se référer à la notion de puissance substituée¹⁵ au passage des pointes de consommation.

La notion de puissance substituée s'entend comme la puissance d'un moyen de production conventionnel qui peut être substituée par une installation de production intermittente (typiquement éolienne ou photovoltaïque) pour un même niveau de qualité de fourniture, soit encore une durée annuelle moyenne de défaillance égale.

Cette contribution dépend de la corrélation de la production avec les pointes de consommation et du foisonnement de la production du parc. A titre de comparaison, le taux retenu par RTE pour le parc éolien français est égal à 20 % pour 15 GW installés. Ce taux résulte notamment de ce qu'il existe une relative décorrélation entre les principaux gisements de vent. De la même manière, le taux à retenir pour la filière photovoltaïque polynésienne doit être la résultante d'un calcul spécifique qui prenne en compte ses caractéristiques propres.

Ainsi, la mission propose de retenir un coût évité de référence égal à :

1. l'ensemble des charges d'exploitation directement proportionnelles au volume d'énergie effacé des moyens propres marginaux d'EDT dans les périodes de production de la filière photovoltaïque ;
2. les coûts d'investissement dans les réseaux et les moyens de production à hauteur d'une fraction limitée de la puissance photovoltaïque installée, égale à la puissance substituée de la filière ; il appartient aux pouvoirs publics de s'accorder avec EDT sur la détermination de cette fraction suivant une approche statistique, en s'appuyant sur les historiques de contribution de la filière au passage des pointes ; compte-tenu du manque de recul, le calcul pourra utilement être affiné annuellement pendant les premières années de mise en œuvre.

¹⁵ Voir par analogie : RTE, Bilan prévisionnel de l'équilibre offre – demande, 2007 (p.49, 105)

2.4.2. EDT subit également des pertes indirectes, liées au mode de calcul du prix de référence, mais leur résorption réside plus vraisemblablement dans une refonte de la formule tarifaire que dans un mécanisme de compensation

Les pertes indirectes résultent des biais introduits par la formule tarifaire. Elles ont deux origines distinctes. En effet, le développement de la production photovoltaïque autoconsommée a pour conséquence :

- de réduire la consommation dans les tranches hautes du tarif, de sorte que les recettes qu'elles procurent se révèlent insuffisantes pour compenser les rabais accordés sur les tranches basses, aboutissant ainsi à un déséquilibre de péréquation entre les tranches ;
- de réduire la consommation vue du fournisseur, ce qui a pour effet de créer un déficit d'absorption des coûts fixes, conformément au mécanisme exposé dans le chapitre consacré à la formule tarifaire.

La mission ne se prononce pas sur la légitimité des autoproducteurs à se soustraire au dispositif de péréquation et, accessoirement, à la fiscalité. Il semble, d'ailleurs, qu'il soit relativement difficile de les identifier afin de les mettre à contribution.

En revanche, la mission observe que ces biais seraient corrigés par l'approche tarifaire qu'elle propose, notamment :

1. par une meilleure adéquation entre la répartition des charges et la structure tarifaire ;
2. par le transfert à un fonds extérieur à la comptabilité d'EDT des mécanismes redistributifs ; la charge se voit alors transférée du concessionnaire aux pouvoirs publics à l'origine de la mesure de promotion du photovoltaïque.

La compensation des pertes indirectes ne constitue donc pas, du point de vue de la mission, une priorité. Mais, elle devrait, au contraire, être l'un des motifs d'une refonte en profondeur de l'approche tarifaire.

A défaut d'accord à court terme sur une telle démarche, le principe d'une compensation pourrait être admis à titre transitoire. Mais, dans le prolongement du paramètre L, elle ne ferait qu'ajouter un correctif supplémentaire à un édifice déjà fragile et contesté.

2.5. Des initiatives susceptibles de concourir à la maîtrise de la demande d'électricité et à la réduction des coûts de production mériteraient d'être étudiées

L'évolution des prix des produits pétroliers qui constitue l'une des causes prépondérantes de l'augmentation des tarifs n'est pas aisément maîtrisable. Toutefois, au cours de ses investigations, la mission a identifié des opportunités d'actions permettant de maîtriser la dépendance aux combustibles importés et les autres charges.

Ces opportunités n'ont pas pu faire l'objet d'une étude économique approfondie dans le cadre de la mission. Il s'agit uniquement, à ce stade, de pistes de réflexion, que la mission a souhaité signaler.

Certaines ne semblent pas économiquement viables à court terme. Mais, compte-tenu des bénéfices socio-économiques durables qu'elles sont susceptibles de procurer au territoire à plus long terme, un financement complémentaire sous forme de subventions pourrait opportunément être négocié dans le cadre du contrat de projet avec l'Etat.

2.5.1. Une plus forte contribution des effacements et un bouclage du réseau de transport devraient permettre de réduire l'écart entre la capacité installée et la puissance appelée à la pointe

La mission a fait le constat d'un écart important entre la puissance appelée à la pointe et la puissance installée. Ce constat est particulièrement marqué à Tahiti, mais se retrouve également dans d'autres îles. Il a été indiqué à la mission que cet écart trouvait sa justification dans la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Ce point mériterait d'être expertisé, compte-tenu de ce que, d'une part, la marge est plus importante que ce que l'on constate habituellement, y compris dans les autres zones insulaires et que, d'autre part, elle se révèle coûteuse en investissements comme en fonctionnement.

La mission estime que des alternatives de nature à réduire la marge du système devraient être étudiées :

1. Contractualiser des effacements avec les gros consommateurs :
 - a. des engagements de limitation de puissance appelée en cas d'incident ;
 - b. un recours coordonné aux groupes électrogènes de secours¹⁶ implantés auprès des principaux clients, pour l'écrêtage de l'extrême pointe et la prévention des événements exceptionnels (voire pour reconstituer la marge en période de maintenance des installations d'EDT).

Cette initiative est d'autant plus aisée à mettre en œuvre qu'une part essentielle de la consommation est le fait d'une fraction réduite des clients (50% de l'électricité est consommée par 1% des clients) et que le parc des groupes électrogènes est bien connu d'EDT puisque, dans de nombreux cas, il a été installé et reste exploité en sous-traitance par des filiales du groupe GDF-SUEZ.

2. Compléter le bouclage nord-est de l'île par le réseau de transport, afin de permettre le retrait des moyens de production de la centrale de Vairaatoa destinés à la levée des contraintes de réseau sur l'approvisionnement des postes sources de Papeete ; ce projet pourrait, d'ailleurs, opportunément bénéficier d'un soutien dans le cadre du contrat de projet ;
3. Etudier la constitution d'installations de secours mobiles mutualisées en substitution aux groupes de secours maintenus sur chaque île ; cette capacité peut être acquise et prépositionnée sur un site central ou souscrite auprès d'un négociant spécialisé dans ce type de prestation (ou relever d'une combinaison de ces deux solutions).

¹⁶ pour des raisons réglementaires, la participation des installations de secours de l'hôpital et de l'aéroport n'est généralement pas possible

2.5.2. Le développement massif de la filière hydraulique constitue la solution la plus prometteuse pour le développement des énergies renouvelables et la stabilisation des prix de l'électricité

Au vu des études réalisées jusqu'ici, le territoire dispose d'une possibilité de porter à 50, voire 60%, la production d'électricité de source renouvelable. L'hydraulique en constitue le levier principal.

Il ressort également de ces études que les centrales hydrauliques susceptibles d'être construites seraient plus coûteuses que celles actuellement en exploitation. Les projets ne pourront donc être menés à terme sans impact haussier sur les tarifs de vente qu'avec l'appui de subventions à l'investissement.

La maximisation du productible des centrales hydrauliques passe par une optimisation des capacités de stockage et leur participation au réglage de fréquence

Dans les conditions actuelles de fonctionnement du système, le potentiel hydraulique n'est que partiellement exploité. Le développement accru de la filière doit donc s'accompagner d'une réflexion sur la maximisation du productible. La visite par la mission des installations de la vallée de la Papenoo, par une journée pluvieuse, a montré que les réservoirs pouvaient atteindre rapidement leur côte maximale. Ainsi, si la perte de productible liée au maintien en fonctionnement de deux groupes thermiques est chiffrée par l'exploitant à 2 % environ, il est probable que la perte liée à la capacité de stockage soit plus importante.

La mission recommande de lancer des études sur :

1. le développement de capacités de stockage pour les ouvrages à construire, mais aussi par une adaptation des ouvrages existants lorsque leur potentiel peut être accru ;
2. la participation de certaines centrales hydrauliques au réglage de fréquence, ce qui impliquerait l'installation de systèmes de télé-régulation et, peut-être, dans certains cas, de cheminées d'équilibrage.

Le développement d'une concurrence effective dans la filière hydraulique est conditionné à la pertinence des choix à opérer pour la mise en concurrence

L'implantation de producteurs hydrauliques tiers revêt un fort enjeu de régulation concurrentielle. En effet, si les nouvelles centrales devaient être appelées sur un critère de présence économique fondé sur un prix moyen du kWh produit, elles seraient nécessairement appelées après les centrales existantes et verraient probablement leur potentiel sous-exploité.

Le choix d'un tel critère apparaît donc inadapté, car les coûts sont très majoritairement fixes et ne dépendent pas des volumes produits. A l'extrême, dans l'incertitude de connaître les durées d'appel, le producteur se trouverait dans l'incapacité de fixer un prix.

Dans la perspective d'un appel d'offres, cette situation ne serait pas satisfaisante. Elle pourrait même créer une sérieuse distorsion de concurrence en faveur d'EDT, puisque si cette entreprise devait subir un manque à gagner lié à une sous-utilisation de ses nouvelles centrales, cela se ferait au bénéfice d'une plus grande utilisation des centrales plus anciennes qui lui appartiennent également. De ce fait, elle prendrait à l'échelle de l'entreprise, un moindre risque que ses concurrents potentiels.

En situation de marché purement concurrentiel, le critère usuel à retenir serait un coût marginal et, plus précisément, dans le cas de l'hydraulique, un coût d'opportunité (l'anticipation du bénéfice que peut trouver le producteur à utiliser ses réserves pour produire à un instant donné plutôt que de les conserver en réserve pour plus tard). Ce schéma ne se prête pas non plus au contexte polynésien en l'absence de prix de marché.

Dans ces conditions, la mission recommande que :

1. l'appel des centrales soit supervisé dans une logique d'optimisation globale de l'utilisation de la ressource par un dispatching indépendant géré par la TEP ;
2. les centrales à construire soient rémunérées sur la base d'un prix par kWh produit égal à celui pratiqué pour les centrales existantes ;
3. le critère économique de mise en concurrence porte sur le montant fixe complémentaire (une prime) à verser au producteur annuellement ; ce montant fixe complémentaire devra faire l'objet d'une modulation normative en fonction de la disponibilité, afin de se prémunir d'une stratégie non-coopérative du producteur visant à maintenir la centrale hydraulique dans une situation d'indisponibilité tout en continuant à percevoir la prime fixe.

Afin d'assurer une mise en concurrence transparente, il est nécessaire de faire réaliser par la TEP et de publier une étude globale destinée à estimer la production moyenne escomptée des centrales hydrauliques dans l'hypothèse d'un développement du parc. Si cette étude devait faire apparaître le risque d'un écart important entre le productible et la production effective, lié à une saturation des capacités d'absorption du réseau dans des proportions qui ne puissent être anticipées, un système de modulation de la rémunération variable, destiné à compenser tout ou partie du manque à gagner qui en résulterait, pourrait être envisagé. A défaut, le producteur pourrait être incité à pondérer la prime fixe demandée d'une prime de risque plus importante.

Enfin, le projet de loi qui plafonne à 50 % la part d'EDT et des entreprises placées sous son contrôle dans la production d'électricité à partir d'énergies renouvelable n'est probablement pas le moyen le plus efficace de stimuler la concurrence. En effet, dans un contexte où le territoire souffre d'un manque d'attractivité pour les investissements dans le secteur électrique, le risque, outre celui d'un appel d'offres infructueux, serait de se trouver au moment du dépouillement en présence d'un nombre très limité de candidats. S'il devait même n'y en avoir qu'un seul, ce qui ne manquerait pas de se savoir avant même la date limite de dépôt des offres compte-tenu de la visibilité que requiert l'organisation des études et des négociations foncières préalables, celui-ci serait en mesure de fixer librement son prix, y compris à un niveau très supérieur à l'optimum qui résulterait de l'exercice d'une concurrence effective. Cette situation serait préjudiciable pour le consommateur. Dans ces conditions, la présence d'EDT peut constituer un facteur de stimulation de la concurrence.

Ainsi, afin de favoriser la concurrence et à l'instar de ce que propose l'Autorité de la concurrence métropolitaine dans le cadre du renouvellement des concessions hydrauliques¹⁷, la mission

¹⁷ Avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité ; alinéa n° 75

recommande plutôt qu'EDT puisse être autorisé à concourir aux appels d'offres, mais que le cahier des charges comporte un critère de sélection relatif au développement de la concurrence permettant de favoriser les offres des autres producteurs. La pondération exacte de ce critère est laissée à l'appréciation des autorités concédantes, en fonction du degré de pression concurrentielle qu'elles souhaitent faire peser sur les nouveaux entrants.

Le développement de la filière hydraulique ne pourra se concrétiser qu'avec un soutien politique fort et un intéressement des propriétaires et des collectivités locales au projet

Le développement de la filière hydraulique est aujourd'hui entravé par des interrogations politiques sur son impact environnemental. La mission considère que l'objectivation des risques environnementaux, par des inventaires et des études d'impact, devrait être une action prioritaire du gouvernement, en partenariat avec l'ADEME qui dispose de budgets lui permettant d'en financer une partie. Elle permettrait notamment de comparer les conséquences sanitaires et environnementales d'un développement de la filière hydraulique avec le maintien d'un outil de production principalement assis sur la filière thermique.

Afin de lever l'opposition, d'une part, des propriétaires fonciers qui souhaitent maximiser les retombées financières et, d'autre part, des collectivités locales qui, en plus d'un intérêt financier, peuvent être intéressées à conserver un droit de regard sur l'exercice de l'activité de production, la mission suggère que les propriétaires fonciers et les collectivités locales puissent être financièrement associés aux projets. Ils pourraient, par exemple, bénéficier de parts de la société en échange de l'apport de leurs terrains. Une telle stratégie avait, semble-t-il, déjà été mise en œuvre lors de la constitution de la société Marama Nui dans les années 80. Ce schéma est également celui qui est privilégié pour la reprise par EDT d'une installation hydraulique abandonnée à Raiatea.

Il existe plusieurs modèles d'association des propriétaires fonciers et des collectivités locales qui répondent à des objectifs différents en termes de contrôle et de risque financier. Les principaux sont énumérés ci-après :

- une participation directe dans la société propriétaire et exploitante des actifs de production (bien qu'exploitante de jure, la société conserve la possibilité de sous-traiter l'exploitation à un tiers) :
 - participation des actionnaires à toutes les décisions ;
 - intéressement proportionnel au bénéfice d'exploitation ;
 - transparence maximale, puisque les comptes remis aux actionnaires reflètent directement le bénéfice de l'activité de production ;
 - risque « de marché » plus élevé, lié à l'évolution du volume appelé et, suivant les décisions politiques, des prix ;
- participation à une société détentrice de l'actif de production, qui est placé en leasing auprès d'un exploitant :
 - correspond typiquement au schéma de défiscalisation ;
 - participation aux décisions d'investissement mais pas d'exploitation, opacité aux bénéfices réalisés sur l'activité de production (l'exploitant se borne à verser un loyer qui ne dépend généralement pas de sa performance financière) ;

- revenus plus récurrents, risque limité ;
- participation à une société foncière qui loue le terrain sur lequel sont implantés les ouvrages :
 - permet de fédérer les propriétaires et de leur permettre de bénéficier des retombées économique à proportion de leurs apports ;
 - structure opaque aux bénéficiaires de l'activité de production et qui n'offre aucun pouvoir de contrôle.

Dans le cas d'un appel d'offres, le modèle à retenir tel qu'il sera arrêté après la concertation avec les parties prenantes locales devra faire l'objet d'une prescription à caractère contraignant dans le cahier des charges. En tout état de cause, un appui politique fort et une démarche d'accompagnement locale de l'opérateur demeure nécessaire pour lever les contraintes foncières.

Enfin, cette logique d'association, qui pourrait s'appliquer à l'identique à des projets de centrales thermiques, pourrait constituer le point de départ de la recherche d'une solution aux problèmes de la commune d'Uturoa, particulièrement attachée à conserver le contrôle de son approvisionnement en électricité, permettant de faire intervenir des producteurs prêts à investir dans le remplacement de la centrale existante qui arrive en fin de vie ou d'organiser l'interconnexion avec le réseau EDT.

2.5.3. Les actions de maîtrise de l'énergie pourraient être relancées et le système électrique pourrait bénéficier d'innovations technologiques

Les raisons du blocage des projets de SWAC devraient être clarifiées

En Polynésie, la demande en électricité est étroitement liée à la climatisation. La maîtrise de ce poste de consommation constitue donc un enjeu prioritaire.

La climatisation par eau de mer (sea water air conditioning ou « SWAC ») constitue une alternative intéressante. Il s'agit d'une technologie mature. De nombreuses installations sont en service dans le monde. L'une d'entre-elles est entrée en fonction au sein d'un complexe hôtelier à Bora-Bora. En puisant l'eau fraîche des grandes profondeurs, elle permet de réaliser une économie de l'ordre de 90 % de la consommation d'électricité. La bathymétrie des côtes polynésienne se prête particulièrement bien à cette technologie, puisque les grands fonds peuvent être atteints à quelques centaines de mètres du rivage. Par contre, l'ampleur des investissements requis, notamment dans la construction des conduites, requiert un besoin important dans un périmètre géographique restreint à quelques centaines de mètres afin de bénéficier à plein des effets d'échelle, ce qui limite la portée de cette technologie aux grands ensembles tertiaires et aux zones urbaines denses.

Plusieurs projets ont été identifiés, notamment à Tahiti. Le plus important est celui du centre hospitalier de Pirae. Sa réalisation est devenue un enjeu critique pour l'établissement. En effet, bien que de conception très récente, ce dernier est confronté à une consommation d'électricité deux fois supérieure aux prévisions. Dans un contexte où les ressources du système autonome de santé polynésien sont limitées, l'augmentation des prix de l'électricité a bouleversé l'équilibre budgétaire de l'établissement. Pourtant, le projet de SWAC tarde à se concrétiser...

D'autres projets existent, mais semblent moins avancés. Ils pourraient concerner, pour le premier, le complexe aéroportuaire et hôtelier de Faa'a et, pour le deuxième, le centre-ville de Papeete. Dans

ces deux cas, le projet est d'autant plus complexe qu'il nécessite la réalisation concomitante d'un réseau de distribution de froid.

Pour débloquer cette situation, la mission propose :

1. de lancer une enquête pour déterminer les raisons du blocage des projets ;
2. de vérifier si un apport en subvention est réellement nécessaire et, le cas échéant, d'en déterminer le juste niveau.

La configuration bathymétrique de la Polynésie se prêterait bien à une expérimentation de type ETM, mais cette filière ne semble pas constituer une source d'approvisionnement suffisamment mature

La technologie d'énergie thermique des mers (ETM) utilise le différentiel de température entre la surface des mers et les profondeurs pour mettre en mouvement des turbines qui produisent de l'électricité. Il s'agit d'une technologie encore expérimentale, mais prometteuse si les industriels parviennent à atteindre les objectifs de réduction de coûts qu'ils revendiquent. Cette filière n'est pas encore mature. Des expérimentations à l'échelle industrielle commencent à être lancées, mais aucune ne vise, pour le moment, à se substituer aux moyens existants. Il est donc prématuré d'envisager son emploi à grande échelle.

En France, une expérimentation pourrait être lancée. Plusieurs industriels emmenés par le groupe spécialisé dans les technologies marines DCNS (ex-direction des constructions navales) envisagent la réalisation d'un démonstrateur de l'ordre de 10 MW. Ce projet bénéficie d'un soutien financier important de la part des pouvoirs publics métropolitains, notamment au titre des aides à la recherche et au développement.

Les négociations en vue de son implantation sont en cours avec différentes régions insulaires françaises (Réunion, Martinique). La Polynésie dispose d'atout à faire valoir dans cette négociation : de grandes profondeurs à faible distance des côtes et un gradient de température élevé. Élément décisif dans la négociation, l'apport en subvention de la collectivité au projet pourrait bénéficier de l'effet de levier des subventions métropolitaines dans le cadre du contrat de projet. A défaut, de constituer une source fiable d'approvisionnement en électricité, le Pays pourra bénéficier des retombées en termes d'emploi locaux à haute valeur et se positionnera favorablement pour tirer parti de la technologie en cas de succès.

Le gouvernement de Polynésie pourrait prioritairement lancer des actions de maîtrise de la demande à caractère réglementaire

En comparaison avec la situation en métropole, le secteur polynésien de l'énergie se caractérise par une réglementation lacunaire dans le domaine de la maîtrise de l'énergie. La réglementation applicable en métropole ne s'y applique pas de manière automatique. Compte-tenu d'une situation climatique très différente, elle ne serait d'ailleurs pas toujours pertinente. Toutefois, force est de constater que, s'agissant des caractéristiques du parc automobile ou, pour ce qui concerne plus directement la consommation d'électricité, de la performance énergétique du bâti et des appareils électriques, les exigences sont minimales, voire inexistantes.

Le levier réglementaire offre l'avantage d'un coût minimal en comparaison des dispositifs budgétaires à caractère incitatifs, tels que la promotion de la filière photovoltaïque. Il présente généralement aussi une efficacité supérieure.

Enfin, la critique souvent formulée d'un impact défavorable de ces dispositifs sur le pouvoir d'achat, puisque les contraintes réglementaires imposent généralement un surcoût à l'achat, mérite d'être nuancée. S'agissant des équipements électroménagers, et sous réserve de ne pas se limiter aux catégories de performance les plus élevées (supérieures à « A » dans la nomenclature européenne), le surcoût est limité et le gain en économie d'énergie compense nettement le surcoût d'investissement sur la durée de vie du bien. En matière de logement, il s'agit le plus souvent d'un transfert de charge entre de l'occupant qui supporte les charges liées à la consommation d'énergie, vers le propriétaire qui supporte le surcoût des normes constructives avec, là encore, en bilan global généralement très positif.

Pour ces raisons, la mission recommande de mettre en place :

1. une réglementation relative à la performance énergétique du bâti et des équipements électriques et électroniques ;
2. un conditionnement des aides à la construction de logement et d'infrastructures touristiques sur des critères de performance énergétique.

2.5.4. Le remplacement de la centrale électrique d'Uturoa constitue une urgence

La centrale électrique d'Uturoa est exploitée en gestion directe par la commune. Le conseil municipal a toujours marqué son opposition à toute forme de délégation à un tiers de ce service public.

Situés au centre de la commune, à proximité directe de la mairie et de divers bâtiments publics (prison, gendarmerie, école...), les équipements actuellement en fonctionnement ont été mis en service à partir des années 50. Ils sont maintenus en état au prix d'un effort remarquable des personnels d'exploitation.

Toutefois, ce type d'équipement est aujourd'hui largement dépassé. Leur consommation de carburant est élevée et les systèmes de traitement des gaz d'échappement inexistant. L'installation occasionne, en outre, des nuisances sonores substantielles. L'impact sanitaire sur le personnel et sur la population, s'agissant d'un équipement implanté en centre-ville, est un réel sujet d'interrogation.

Mais surtout, de conception ancienne, la centrale n'est pas dotée de systèmes de prévention des risques technologiques les plus élémentaires. Foyer de risque majeur le plus évident, le parc de stockage du combustible, constitué de deux citernes renfermant du fuel léger hautement inflammable, ne dispose pas de bassin de rétention et il est implanté au pied d'une falaise d'une quinzaine de mètres environ, constituée d'un terrain meuble, non stabilisé. Dans une région soumise aux cyclones tropicaux, le risque d'un glissement de terrain qui emporterait les stockages, ou tout autre évènement susceptible de porter atteinte à l'intégrité des citernes, répandrait le combustible dans le voisinage et produirait en plein centre-ville un incendie majeur, ne peut être exclu. Sans même qu'il soit besoin d'évoquer l'impact sur l'environnement, les conséquences humaines pourraient être dramatiques.

Au surplus, compte-tenu de l'importance des stocks de carburant et en l'absence de système d'extinction incendie autonome, les risques seraient aggravées par les incertitudes sur la capacité des services d'incendie et de secours à maîtriser l'étendue de l'incendie avec les moyens dont ils disposent localement. La maîtrise d'un feu d'hydrocarbure nécessite des moyens spécifiques (mousse) et le voisinage de la centrale n'est équipé d'aucune borne d'incendie.

Ainsi, bien que cet aspect ne relève pas strictement du champ de l'intervention qui lui a été confiée, la mission croit devoir alerter les autorités sur l'ampleur des risques que fait courir le maintien en fonctionnement de cette centrale et sur l'urgence à opérer son remplacement. Il est difficile d'imaginer que de simples aménagements à la centrale existante puissent permettre de lever les risques de manière convaincante.

La commune considère que l'exploitation de la centrale est rentable. Elle parvient d'ailleurs à réaliser, chaque année, un petit bénéfice. Mais, les marges d'exploitation ne semblent pas permettre de dégager une capacité d'autofinancement suffisante pour financer le renouvellement de l'installation. Aussi, bien qu'envisagé de longue date – un terrain a même été réservé à cet effet – le projet tarde à se concrétiser, d'autant que la commune reste méfiante à l'égard de l'entrée de partenaires privés.

Au vu de l'urgence de la situation, la mobilisation de l'ensemble des sources de financements publics, sous forme de prêts et subventions, permettant un remplacement rapide de la centrale apparaît nécessaire. La mission considère qu'il s'agit là de l'action prioritaire à financer si le contrat de projet devait prévoir des subventions à la production d'électricité. Des négociations seraient également à approfondir avec la commune sur les conditions qui lui permettraient de conserver le pouvoir décisionnaire au sein de la nouvelle centrale tout en lui permettant d'accéder à l'expertise de partenaires privés spécialisés.

3. Récapitulation des mesures proposées

Renforcer le contrôle sur le secteur.

Accroître le partage d'informations.

- 1.1.1. Mettre en place une approche systématique d'information et d'explication, voire de pédagogie, sur les politiques et les projets qui sont conduits.
- 1.1.2. Rendre obligatoire la saisine de la commission compétente en matière d'énergie du Conseil économique, social et culturel de Polynésie, pour avis consultatif sur les projets de textes réglementaires relatifs à l'énergie.
- 1.1.3. Créer des instances formelles et multipartites de concertation, pour associer les administrations, les acteurs économiques et les représentants des consommateurs à la préparation des décisions.

Renforcer le pouvoir des autorités publiques et améliorer leur coordination.

- 1.2.1. Mutualiser les services administratifs chargés de l'énergie et mettre en place une autorité conjointe des ministres dotés de prérogatives sur le secteur.
- 1.2.2. Conférer à l'administration des pouvoirs étendus de contrôle sur les concessionnaires de transport et de distribution d'électricité, notamment celui de définir annuellement le reporting attendu, de mener des investigations et d'opérer des retenues sur les montants pris en compte pour le calcul des tarifs lorsqu'ils ne sont pas justifiés.
- 1.2.3. Renforcer l'expertise par le recours à des compétences externes, en matière technique et comptable, et le maintien d'équipes stables dans le temps.
- 1.2.4. Accroître les échanges avec d'autres administrations chargées de la supervision de systèmes électriques insulaires, afin d'être en mesure d'opérer des comparaisons détaillées de coûts, notamment dans le domaine de la production.
- 1.2.5. Instaurer un dialogue de gestion annuel avec le concessionnaire, débouchant sur la définition d'un contrat d'objectifs portant notamment sur des critères de qualité et de performance.

Créer des structures d'arbitrage en matière pré-contentieuse et de concurrence.

- 1.3.1. Attribuer les compétences en matière de concurrence dans le secteur de l'électricité à la future Autorité de la concurrence, dont la création est en discussion à l'Assemblée territoriale de la Polynésie.
- 1.3.2. Créer une structure d'arbitrage, composée de magistrats, chargée de trancher les litiges relatifs à l'application des règlements et procédures nécessaires au traitement transparent et non-discriminatoire des acteurs du système électrique par les entreprises bénéficiant d'un monopole naturel.

Créer les conditions du développement d'une offre alternative dans les secteurs de la production et de la distribution d'électricité.

Renforcer le rôle de la TEP.

- 2.1.1. Attribuer sans délai à la TEP les compétences de conduite du réseau, de gestion prévisionnelle (planification de moyens de production) et de réglage de la fréquence (ajustement en temps réel de l'équilibre offre-demande).

- 2.1.2. Organiser un transfert progressif des moyens nécessaires aux nouvelles missions de la TEP, au cours d'une période transitoire.

Organiser la transition.

- 2.2.1. Formaliser et faire approuver par l'autorité administrative les règles de gestion techniques et financières concernant, d'une part, les relations entre les producteurs d'électricité (dont EDT) et la TEP et, d'autre part, les relations internes à EDT entre les activités concurrentielles et celles relevant de monopoles.
- 2.2.2. Assurer la présence d'un responsable de conformité de la TEP au dispatching d'EDT.
- 2.2.3. Renforcer les compétences techniques et réglementaires de la TEP, pour le recrutement de nouveaux collaborateurs spécialisés ou par des partenariats.
- 2.2.4. Mettre en place les conditions d'indépendance et de neutralité des agents de la TEP.
- 2.2.5. Limiter la présence des producteurs au capital de la TEP, et, en tout état de cause, plafonner les droits de vote au conseil d'administration à un niveau inférieur à celui nécessaire pour constituer une minorité de blocage.

Anticiper l'ouverture à la concurrence des concessions hydrauliques.

- 2.3.1. Procéder au transfert vers la TEP des moyens techniques et humains nécessaires à une gestion indépendante des activités du réseau de transport et du système électrique préalablement à l'ouverture à la concurrence des concessions hydrauliques.

Auditer l'équilibre financier de la concession et réformer le modèle tarifaire.

Objectiver le juste niveau de rémunération du concessionnaire.

- 3.1.1. Définir un objectif de rentabilité par activité, comparable aux normes du secteur.
- 3.1.2. Mettre en place un système de régulation incitative, avec un encadrement de l'évolution des charges d'exploitation et un objectif d'amélioration de la productivité.
- 3.1.3. Soumettre à l'approbation des pouvoirs publics les investissements pris en compte dans le calcul du tarif, soit individuellement, soit en volume global, suivant les montants.

Réformer en profondeur la méthodologie de calcul du tarif.

- 3.2.1. Recaler annuellement les tarifs sur les coûts comptables, en niveau et en structure.
- 3.2.2. Procéder à des régularisations annuelles sur la base des charges constatées.
- 3.2.3. Identifier les postes de charges à exclure pour le calcul du tarif.
- 3.2.2. Distinguer les composantes tarifaires par activité : transport, distribution, production, fourniture, péréquation et taxes.

Clarifier la formule de calcul du coefficient L

- 3.3.1. Vérifier la pertinence de la formule de calcul du coefficient L au regard de l'évolution en fonction de la croissance de la consommation des « autres charges d'exploitation », la réécrire et régulariser, si nécessaire, le passé.

Définir des tarifs mieux corrélés au coût de revient de chaque catégorie de consommateurs, en niveau comme en structure.

- 3.4.1. Mettre à disposition du concédant les informations nécessaires à l'évaluation de

l'impact des mouvements tarifaires, notamment le détail des nouvelles grilles et une base de données des caractéristiques de consommation de la clientèle.

- 3.4.2. Faire évoluer les tarifs de manière à rétablir l'équilibre de la grille, pour chaque catégorie de consommateurs (définie comme l'ensemble des consommateurs ayant souscrit le tarif considéré) :
- en niveau, de sorte que les recettes tirées de la catégorie de consommateurs considérée coïncident avec les coûts engagés pour satisfaire leur consommation ;
 - en structure, en recherchant l'adéquation entre, d'une part, charges fixes et recettes d'abonnement et, d'autre part, charges variables et recettes au kWh.
- 3.4.3. Maintenir la possibilité pour le Gouvernement de procéder, si nécessaire, à un rééquilibrage de la grille suivant des critères de politique énergétique (lutte contre la précarité énergétique, progressivité,...), à travers un fonds qui organise des subventions croisées entre les tarifs, à l'exclusion de tout déficit.
- 3.4.4. Publier une notice méthodologique faisant apparaître annuellement les principes et les hypothèses selon lesquels est établie la grille tarifaire afin d'accroître la transparence.

Revoir certaines pratiques qui ont une influence sur la hausse des prix.

- 3.5.1. Renoncer à la clause de reprise à valeur zéro des actifs en fin de concession en contrepartie d'une suppression des amortissements pour caducité.
- 3.5.2. Mettre en place une stratégie de lissage des prix des hydrocarbures par des achats sur les marchés à terme échelonnés dans le temps, de manière à se prémunir du risque de déficit que fait courir le FRPH.

Compensation des pertes occasionnées par le développement de la production photovoltaïque.

- 4.1. Le coût évité nécessaire à l'évaluation des pertes directes doit être calculé à partir de la somme :
- de l'ensemble des charges d'exploitation directement proportionnelles au volume d'électricité produit ;
 - augmenté des coûts d'investissement à hauteur d'une fraction limitée de puissance photovoltaïque installées.
- 4.2. Les pertes indirectes sont avérées, mais seraient plus efficacement résorbées par un rééquilibrage de la structure tarifaire.

Mettre à l'étude de nouvelles initiatives en matière de maîtrise de la demande et de réduction des coûts de production.

Réduire l'écart entre la capacité installée et la puissance appelée.

- 5.1.1. Contractualiser des effacements avec les gros consommateurs :
- engagements de limitation de puissance appelée,
 - appel coordonné des groupes électrogènes de secours.
- 5.1.2. Compléter le bouclage du réseau de transport au nord-ouest de Tahiti.
- 5.1.3. Etudier la mise en place d'un stock de groupes de secours mobiles mutualisés, en substitution aux groupes de secours maintenus dans chaque île.

Développer la filière hydraulique

- 5.2.1. Maximiser le productible des centrales existantes ou à construire :
- par l'augmentation des capacités de stockage, chaque fois que c'est possible,
 - par la participation des centrales hydrauliques au réglage de fréquence, ce qui implique l'installation de systèmes de télé-régulation et de cheminées d'équilibrage sur les conduites forcées, lorsque c'est techniquement possible.
- 5.2.2. En cas de mise en concurrence des concessions, fixer des conditions d'appel d'offres :
- dont les modalités de rémunération garantissent une équité de traitement entre nouveaux entrants et les producteurs existants,
 - qui favorisent une concurrence ouverte, tout en accordant, si possible, un avantage aux nouveaux entrants.
- 5.2.3. Lever les oppositions locales à l'implantation des ouvrages :
- par un soutien public fort,
 - par un intéressement financier des propriétaires et des collectivités.

Relancer les actions de maîtrise de la demande

- 5.3.1. Identifier les raisons du blocage des projets SWAC et déterminer si des subventions sont nécessaires.
- 5.3.2. Négocier la participation de la Polynésie à une expérimentation ETM.
- 5.3.3. Lancer une politique de maîtrise de la demande par des mesures à caractère réglementaire :
- réglementation de la performance énergétique des logements, ainsi que des équipements électriques et électroniques,
 - conditionnement des aides à la construction de logements et d'infrastructures touristiques au respect de critères de performance énergétique.

Remplacer d'urgence la centrale communale d'Uturoa en raison de son ancienneté et d'un profil de risque technologique anormalement élevé

- 5.4. Mobiliser prioritairement les financements.

Annexe

Liste des personnes auditionnées

Pouvoirs publics du Pays

- Vice-présidence du gouvernement de la Polynésie française
 - M. Antonino Troianello, Conseiller juridique
 - M. Alain Moyrand, Conseiller juridique

- Ministère de l'environnement, de l'énergie et des mines
 - M. Jacky Bryant, Ministre
 - M. Olivier Champion, Directeur de cabinet
 - M. Terii Vallaux, Conseiller technique énergie
 - Mme Sylvie Yu Chip Lin, Chef du service de l'énergie et des mines
 - M. Karl Réguron, Chargé de communication

Cabinet Horwath Tahiti SARL, expert-comptable mandaté par le ministère de l'environnement, de l'énergie et des mines

 - Thierry Wagener, Expert-comptable
 - Maria Venot, Auditrice

- Ministère de l'économie et des finances
 - M. Pierre Frebault, Ministre
 - M. Patrice Perrin, Directeur des affaires économiques
 - Mme Sophie Lubet, Conseillère technique économie

- Ministère des ressources marines
 - M. Jacques Martinique, Directeur de cabinet

- Commune d'Uturoa
 - Mme Sylviane Teroatea, Maire
 - M. Dominique Goche, Adjoint énergie
 - M. Joseph Mouchas, conseiller municipal, Président du SPIC « électricité »

Pouvoirs publics et administrations de l'Etat

- Haut-commissariat de la République en Polynésie française
 - M. Jean-Pierre Laflaquière, Haut-commissaire

- Sénat
 - M. Richard Tuheiava, Sénateur de la Polynésie française

- Direction des finances publiques
 - M. Yann de Molliens, Trésorier payeur général

- Tribunal administratif de la Polynésie française
 - M. Bernard Leplat, Président

- Chambre territoriale des comptes de la Polynésie française
M. Michel Cormier, Procureur financier
- Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
M. David Mourot, Représentant local
M. François Maurice, Chargé de mission énergies renouvelables
Mlle Julie Masson, Ingénieure environnement

Entreprises chargées du transport et de la distribution d'électricité

- Groupe Électricité de Tahiti
M. Hervé Dubost-Martin, Président directeur général
M. Dominique Bayen, Directeur général
M. François Dupont, Directeur technique
M. Rémi Grouzelle, Directeur commercial
M. Maurice Daguenet, Chef d'exploitation EDT Raiatea
M. Yann Wolf, Directeur technique Marama Nui
M. Guy Aubonnet, Responsable informatique industrielle Marama Nui
- Société de transport d'énergie électrique de Polynésie
M. Thierry Trouillet, Président directeur général
M. Guy Stalens, Conseiller technique

Représentants des entreprises du secteur

- Syndicat Polynésien des Énergies Renouvelables
M. Teva Sylvain, Président
M. Yves Conroy, Vice-président
- Syndicat des Industriels de Polynésie Française
M. Jimmy Wong, membre du Conseil d'administration
M. Frédéric Dock, membre du Conseil d'administration
- Solarcom Pacifique
M. Patrice Senn, Gérant
M. Pierre Boscq, Chargé d'affaires

Visite de sites

- Poste électrique TEP de Punaruu
- Centrale électrique et dispatching EDT de Punaruu
- Centrales Marama Nui de la vallée de Vaite et centre de conduite de Taravao
- Vallée de Papenoo
- Centrale électrique communale d'Uturoa
- Centrale électrique EDT de Raiatea et expérimentation de compteur à prépaiement