

Avis n°2020-AO-02 du 3 septembre 2020 sur le projet de loi du Pays précisant le contenu des titres III et IV du code de l'énergie de la Polynésie française

L'Autorité polynésienne de la concurrence,

Vu la lettre du 13 juillet 2020 n° 04210/PR, reçue et enregistrée le 17 juillet 2020 sous le numéro 20/0006A, par laquelle le Président de la Polynésie française a saisi l'Autorité polynésienne de la concurrence, sur le fondement de l'article LP 620-2 du code de la concurrence, d'une demande d'avis sur le projet de loi du pays précisant le contenu des titres III et IV du code de l'énergie de la Polynésie française ;

Vu le code de la concurrence, et notamment ses articles LP 620-1 et LP 620-2 ;

Vu le code de l'énergie de la Polynésie française ;

Vu les autres pièces du dossier ;

Les rapporteurs, la rapporteure générale, le commissaire du gouvernement, les représentants du Ministère de la modernisation de l'administration, en charge de l'énergie et du numérique, les représentants de la société Électricité de Tahiti (EDT) et de la Société de transport d'énergie électrique en Polynésie (TEP) entendus sur le fondement des dispositions de l'article LP 630-5 du code de la concurrence lors de la séance du 1^{er} septembre 2020 ;

Est d'avis de répondre à la demande présentée dans le sens des observations qui suivent :

SOMMAIRE

INTRODUCTION	3
I. CONSTATATIONS	3
A. LE CADRE JURIDIQUE ACTUEL	4
B. LE PROJET DE LOI DU PAYS SOUMIS À EXAMEN.....	5
1. Titre III : La production d'électricité	5
2. Titre IV : Le transport et la distribution d'électricité	7
C. LES PROJETS DE TEXTES D'APPLICATION	8
II. ANALYSE CONCURRENTIELLE	9
A. LA GRILLE D'ANALYSE	9
B. ANALYSE DES DISPOSITIONS DU PROJET DE LOI DU PAYS SOUMIS A EXAMEN	10
1. La procédure d'autorisation administrative préalable des installations de production d'électricité.....	11
i. Les critères d'examen des projets soumis à autorisation	11
ii. L'intervention du service des énergies et de la commission de l'énergie	12
iii. L'exigence d'un accord préalable des gestionnaires de réseau	12
iv. Une durée très courte pour la réalisation des installations	14
v. Les restrictions quantitatives à la puissance totale déployée par filière.....	14
2. La procédure de l'appel à projets en matière de production d'électricité issue d'énergies renouvelables.....	15
3. Les installations électriques soumises à délégation de service public.....	16
i. Un manque de précision sur les cas dans lesquels le recours à une DSP est prévu	16
ii. La durée des concessions des installations hydrauliques pourrait être mieux encadrée.....	17
4. La séparation entre les activités de transport et de distribution	18
5. Les obligations d'achat de la production électrique issue d'énergies renouvelables	19
6. Le statut du gestionnaire du réseau de transports	20
CONCLUSION.....	22
TABLEAU DES RECOMMANDATIONS	24

INTRODUCTION

1. Par courrier du 13 juillet 2020, reçu le 17 juillet 2020 et enregistré sous le numéro 20/0006A, le Président de la Polynésie française a saisi l’Autorité polynésienne de la concurrence, sur le fondement de l’article LP 620-1 (§ III) du code de la concurrence, pour avis sur le projet de loi du Pays précisant le contenu des titres III et IV du code de l’énergie de la Polynésie française.
2. L’article LP 620-1 (§ III) du code de la concurrence dispose : « *L’Autorité peut être saisie par le Président de la Polynésie française de tout projet de loi du Pays, de délibération, d’arrêté ou d’instruction, et par le président de l’assemblée de la Polynésie française de toute proposition de loi du Pays ou de délibération en liaison avec le fonctionnement concurrentiel des marchés ou avec la régulation d’un secteur.* »
3. Cet article (§ V) prévoit en outre que l’Autorité doit se prononcer dans un délai d’un mois à compter de la saisine, sauf octroi d’un délai supplémentaire, demandé et accordé en l’espèce.
4. L’objectif de ce texte est de préciser les modalités de fonctionnement des secteurs de la production, du transport et de la distribution d’électricité en Polynésie française, afin notamment de réaliser les objectifs du plan de transition énergétique 2015-2030, qui vise à développer les énergies renouvelables, réduire la consommation énergétique et développer l’émergence de nouveaux acteurs au profit des consommateurs. Après une présentation du texte (I), l’analyse concurrentielle veillera à déterminer si les règles posées par ce texte et notamment la nouvelle organisation de ces marchés sont de nature à permettre de réaliser ces objectifs (II). Une description du secteur figure en annexe.

I. CONSTATATIONS

5. Le projet de loi du Pays soumis à examen constitue la deuxième étape de la codification du cadre réglementaire de l’énergie de la Polynésie française. Les pouvoirs publics estiment que la codification par étapes est justifiée par un fort degré de technicité et souhaitent la poursuivre dans les conditions validées par la décision 2020-843 QPC rendue par le Conseil constitutionnel le 28 mai 2020. L’Autorité polynésienne avait déjà été consultée sur les titres I et II du code de l’énergie qui ont donné lieu à l’avis 2018-AO-03 du 10 août 2018. Cet avis comportait une présentation du secteur de l’énergie en Polynésie, dont les données ont été réactualisées et auquel il est possible de se reporter puisqu’il figure en annexe. Depuis lors, les grands équilibres sont restés inchangés, même si la part de la production d’électricité d’origine photovoltaïque dans le *mix* énergétique a légèrement progressé, passant de 5 % en 2017 à 6 % en 2018 à Tahiti¹. La demande d’avis du 17 juillet 2020 porte sur les titres III et IV dudit code. Ils concernent uniquement l’énergie électrique, qui fera seule l’objet d’une analyse dans le présent avis, à l’exclusion notamment de la filière des hydrocarbures.

¹ Dernières données disponibles, y compris l’auto-consommation. Voir annexe, p. 4.

A. LE CADRE JURIDIQUE ACTUEL

6. Les orientations générales du secteur de la production électrique figurent dans le « *plan de transition énergétique 2015-2030* », sans valeur contraignante, mais qui constitue le fondement de la politique actuelle du Pays dans le secteur de l'énergie.
7. Ce plan vise à développer les énergies renouvelables, en portant leur part de 30 % à 50 % de la production électrique en 2020², à réduire la consommation énergétique et à développer l'émergence de nouveaux acteurs au profit des consommateurs
8. Pour ce faire, des objectifs opérationnels sont déclinés. Ils consistent pour l'essentiel à :
 - clarifier l'organisation juridique du secteur de l'énergie, notamment par une codification de l'ensemble du cadre juridique (n°1) ;
 - instaurer un modèle économique de l'électricité plus transparent, notamment par une meilleure connaissance des coûts et de marges (n°5) ;
 - promouvoir une plus grande concurrence dans le secteur de l'énergie, (i) en facilitant l'accès au réseau (n° 11 et 12) et la venue de nouveaux concurrents grâce à l'amélioration des procédures de renouvellement des concessions (n° 13) (ii) en modernisant et harmonisant les modalités de gestion des régies communales (n°15), (iii) en instaurant un arbitre indépendant pour une meilleure régulation garantissant l'égalité de traitement entre les acteurs et (iv) en élargissant les missions de la TEP et en renforçant son indépendance (n° 17) ;
 - soutenir les filières d'énergies renouvelables (n° 18 à 28) ;
 - créer l'observatoire polynésien de l'énergie (n° 44) ;
 - réorganiser le service de l'énergie et renforcer la neutralité de la TEP, pour assurer un rôle d'arbitre dans les relations entre les différents acteurs privés de l'énergie (n° 45).
9. C'est pour fixer un cadre juridique en adéquation avec ces grands objectifs que la loi n° 2019-27 du 26 août 2019 a institué le code de l'énergie et précisé le contenu de ses titres I^{er} et II, qui déterminent certains choix organisationnels majeurs : régulation du secteur, principe de séparation entre les activités, responsabilité de l'équilibre accordée au transporteur. L'Autorité, saisie de ce premier projet de texte avait, dans son avis 2018-AO-03, analysé ce cadre juridique et formulé des recommandations visant notamment à clarifier les missions du régulateur et les relations entre les acteurs. Plusieurs d'entre elles ont été reprises par la loi du Pays.
10. Le projet actuellement soumis à examen entre dans ce cadre général.

² Pour sa part, le code de l'énergie prévoit dans son article LP 111-2 un objectif de 75 % en 2030. En 2018, cette part était de 30 % environ.

B. LE PROJET DE LOI DU PAYS SOUMIS À EXAMEN

11. Ces nouveaux titres du code de l'énergie concernent les différentes fonctions déjà identifiées par ses titres I et II, celles de production, de transport et de distribution électrique. Le projet de loi du Pays soumis à examen vise notamment à distinguer avec plus de précision ces fonctions, à fixer les règles permettant de déterminer les prestataires en charge de celles-ci et à développer la concurrence sur ces différents segments. Seules les dispositions susceptibles d'avoir une incidence sur l'organisation du marché et sur la concurrence sont décrites ci-dessous, Ne sont donc pas examinées des parties substantielles du texte, et notamment les dispositions relatives au régime de sanction des installateurs non autorisés et celles relatives aux questions domaniales (occupation de propriétés privées, occupation du domaine public et servitudes de voisinage).

1. TITRE III : LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

12. Le premier chapitre fixe les grands principes de la production électrique.
13. L'article LP 311-1 pose le principe que la production d'électricité ne constitue pas une activité de service public, ce qui devrait avoir pour conséquence implicite d'ouvrir ce secteur à la concurrence.
14. Toutefois, l'activité de production fait tout de même l'objet d'un encadrement strict.
15. D'abord, il est prévu que certains équipements peuvent être attribués par délégation de service public, lorsqu'ils concourent à la puissance garantie (article LP 311-2).
16. Ensuite, la section 2 du premier chapitre prévoit une procédure d'autorisation administrative préalable du président de la Polynésie française pour les installations de production électrique ou de stockage d'énergie, à l'exception du stockage d'hydrocarbure (article LP 312-1).
17. La nature des autorisations octroyées dépend du seuil de puissance produite par l'installation :
 - Pour les installations provisoires ou de secours et les groupes électrogènes d'une puissance inférieure à 10 kW, aucune autorisation n'est requise (article LP 312-7).
 - Pour les installations de moins de 100 kW (à Tahiti) ou de moins de 50 kW (dans les autres îles), un régime d'autorisation allégé est institué, comportant une simple déclaration préalable au service en charge de l'énergie. La seule condition requise est de respecter les dispositions législatives et réglementaires en vigueur (article LP 312-17). Les installateurs professionnels doivent fournir, au plus tard le 31 mars de l'année suivante, une liste récapitulant tous les équipements installés au cours de l'année civile.
 - Pour les installations de plus 100 kW (à Tahiti) ou de plus de 50 kW (dans les autres îles), le régime d'autorisation préalable est en revanche renforcé. Il implique notamment d'obtenir un accord préalable écrit sur le raccordement de l'installation par les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution concernés. Ceux-ci veillent à la faisabilité technique et financière du raccordement (article LP 312-11). Une fois cet accord obtenu, un avis de la commission de l'énergie mentionnée à l'article LP 221-1 du code est requis (article LP 312-10). L'autorisation du président intervient après prise en considération d'une série de onze critères, portant notamment sur la compatibilité avec la programmation des investissements, le coût de la production, les sources d'énergie utilisées, l'efficacité énergétique de l'installation, la stabilité des réseaux, ainsi que les capacités techniques, économiques et financières du demandeur (article LP 312-4).

- Enfin, deux régimes dérogatoires sont prévus dans des cas où c'est la puissance publique qui est à l'initiative du projet d'installation :
 - o en matière d'installations hydro-électriques de plus de 500 kW, qui sont placées sous le régime de la concession (article LP 331-2) et non de l'autorisation ;
 - o en matière d'énergies renouvelables, qui peuvent être soumises à la procédure de l'appel à projets (articles LP 323-1 et suivants).

Puissance des installations	<i>Installations provisoires</i>	<i>Catégorie B : Installation de moins de 50 kW (100 kW à Tahiti)</i>	<i>Catégorie A : Installation de plus de 50 kW (100 kW à Tahiti)</i>	<i>Installations hydrauliques > 500 kW</i>
Régime	Libre installation	Déclaration préalable au service de l'énergie	Autorisation préalable du président (après accord préalable des gestionnaires des réseaux de transport et distribution et avis de la commission de l'énergie)	Concession
Critères	Respect de la réglementation		Liste de 11 critères d'appréciation des demandes	Régime de la DSP

18. La suite du titre III prévoit des dispositions spécifiques relatives à la production d'électricité issue d'énergies renouvelables (chapitre 2) et d'hydroélectricité (chapitre 3).
19. En matière d'énergies renouvelables (chapitre 2), le Conseil des ministres, dans l'objectif de préserver la stabilité du réseau, pourra fixer des seuils imposant le refus de toute nouvelle autorisation administrative pour des installations de production d'électricité issues d'énergies renouvelables. Les seuils sont définis en fonction de la puissance totale produite par les installations, stockée ou non stockée, et le cumul de puissances installées (LP 321-1).
20. La section 2 prévoit une obligation d'achat de l'électricité issue d'énergies renouvelables si elle est injectée sur le réseau de distribution ou de transport (articles LP 322-1 et LP 322-2). Celle-ci intervient à la demande du producteur et incombe aux gestionnaires des réseaux publics de distribution. En cas de manquement à cette obligation, le gestionnaire de réseau peut être soumis à sanctions. Le Conseil des ministres est en charge de fixer le prix d'achat de l'électricité ainsi produite.
21. Enfin, la section 3 prévoit une procédure d'appel à projets (articles LP 323-1 à LP 323-3) pour atteindre les objectifs fixés par la programmation pluriannuelle des investissements ou les volumes de puissance décidés en Conseil des ministres, Un arrêté en Conseil des ministres en fixe la procédure. Le cahier des charges de l'appel à projets doit contenir un certain nombre de dispositions, comme les caractéristiques énergétiques, techniques, économiques ou encore la puissance garantie. Le lauréat de l'appel à projets peut ensuite se voir attribuer une autorisation d'exploiter après avis de la commission de l'énergie (article LP 323-3).
22. En matière de production hydroélectrique (chapitre 3), la section 1 prévoit que les installations d'une puissance égale ou supérieure à 500 kW relèvent du régime de la concession tandis qu'en dessous de ce seuil, elles relèvent du régime de l'autorisation (article LP 331-2).

23. La section 2 précise le régime de la concession. Elle prévoit notamment des possibilités de cession du contrat de concession par avenant approuvé par arrêté en Conseil des ministres (LP 332-3). L'acte de concession contraint le concessionnaire à payer une redevance proportionnelle au nombre de kilowatts-heure produits et une redevance domaniale assise sur la puissance installée pour l'usage de l'eau (article LP 332-5). Les articles LP 332-10 et LP 332-11 rappellent pour leur part le principe de publicité et de mise en concurrence pour toute attribution de concession même lorsqu'il s'agit d'un renouvellement. Lors du renouvellement de la concession, un droit d'entrée pour le nouveau concessionnaire est prévu en cas de non amortissement des dépenses à rembourser par le Pays au concessionnaire sortant ou pour d'éventuels autres frais engagés par le Pays au titre du renouvellement de la concession.
24. La section 3 porte sur les installations hydrauliques autorisées (donc d'une puissance inférieure à 500 KW), qui le seront pour une durée maximale de 30 ans contre 75 ans pour les concessions.

2. TITRE IV : LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

25. Les dispositions de ce titre visent à délimiter avec davantage de précisions les fonctions de transport et de distribution et à prévoir les modalités de choix des gestionnaires. Elles sont donc en cohérence avec les grandes orientations de la politique énergétique, fixées par le plan de transition énergétique et la loi du Pays n° 2019-27.
26. Le premier chapitre est consacré au transport d'électricité. Il rappelle notamment qu'il s'agit d'un service public qui consiste à assurer le développement, l'exploitation, la conduite et la maintenance du réseau public de transport (article LP 411-2). A ces missions s'ajoute expressément celle de responsable d'équilibre du réseau, chargé de la stabilité du réseau et de l'adéquation permanente entre les quantités produites et consommées (article LP 121-3 et IV de l'article LP 412-1).
27. L'article LP 412-2 dispose que lorsque le gestionnaire du réseau de transport revêt la forme d'une société commerciale, les producteurs ou distributeurs d'électricité ne peuvent détenir directement ou indirectement une participation dans son capital ou exercer un contrôle sur celle-ci. L'article LP 2 du projet de loi du Pays accorde aux producteurs et distributeurs un délai de deux ans à compter de son entrée en vigueur pour se conformer à ces dispositions. Ces règles sont destinées à assurer l'indépendance du gestionnaire de réseau.
28. L'article LP 414-1 prévoit qu'à Tahiti le transport d'électricité est confié à un gestionnaire unique, tandis que dans les îles autres que Tahiti, les fonctions de transport et de distributions sont fusionnées (article LP 414-2).
29. Le chapitre 2 est consacré à la distribution de l'électricité. Il définit le réseau de distribution d'électricité comme ayant « *pour fonction de desservir les consommateurs finals et les producteurs d'électricité raccordés en moyenne et basse tension* » (article LP 421-1) et précise que la distribution d'électricité effectuée sur un réseau public de distribution constitue une activité de service public (article LP 421-2). Les missions du gestionnaire du réseau de distribution comprennent notamment le développement, l'accès, l'exploitation et l'entretien du réseau de distribution (article LP 422-1).
30. Le chapitre 3 est commun aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Il détermine notamment les modalités de gestion de ces réseaux, qui peuvent être gérés soit en régie, soit par une délégation de service public. Dans le cas d'une délégation de service public, celle-ci doit être attribuée eu égard aux « *principes de liberté d'accès, d'égalité de traitement des candidats, de transparence des procédures, d'efficacité de la commande publique et de bon emploi des deniers publics* » (article LP 432-1).

C. LES PROJETS DE TEXTES D'APPLICATION

31. Plusieurs dispositions du projet de loi du Pays renvoient à des arrêtés pris en Conseil des ministres pour leurs modalités d'application précises. Trois des projets d'arrêtés ont été transmis dans le cadre de la demande d'avis à l'Autorité :
 - arrêté CM définissant la procédure d'appel à projets portant sur des installations de production d'électricité issue d'énergies renouvelables (texte d'application de l'article LP 323-3) ;
 - arrêté CM portant définition des règles de placement des énergies en Polynésie française (texte d'application de l'article LP 231-4) ;
 - arrêté CM relatif à la programmation pluriannuelle des investissements pour la filière photovoltaïque avec stockage sur l'île de Tahiti (en lien avec l'arrêté précédent et les articles LP 321-14, LP 323-1).
32. L'arrêté définissant la procédure d'appel à projets détaille notamment le cahier des charges, les modalités de candidature et celles des différentes phases de sélection des candidats. L'instruction des dossiers incombe au services des énergies.
33. L'arrêté relatif à la programmation pluriannuelle des investissements pour la filière photovoltaïque avec stockage, intervenu après une consultation publique réalisée entre le 21 juillet et le 7 août 2020, fixe la puissance cumulée autorisée à Tahiti d'ici au 31 décembre 2023 à 30 MWc.³
34. L'analyse de l'Autorité porte sur le dispositif projeté tel qu'il résulte du contenu de l'ensemble de l'information portée à sa connaissance. Elle pourra donc être amenée à formuler également des remarques sur les dispositions de ces projets d'arrêtés.

³ Pour un panneau photovoltaïque, la puissance électrique maximale délivrée sous certaines conditions standards (ensoleillement, température...) est exprimée en Wc (watt-crête).

II. ANALYSE CONCURRENTIELLE

A. LA GRILLE D'ANALYSE

35. Lorsqu'elle est saisie pour avis sur un projet de texte, l'Autorité polynésienne de la concurrence s'attache à évaluer dans quelle mesure les dispositions de ce texte restreignent ou améliorent le fonctionnement concurrentiel du secteur. Comme cela a déjà été rappelé par l'Autorité à plusieurs occasions⁴, « *un marché dont le fonctionnement est concurrentiel alloue de manière optimale les ressources disponibles, maximise le bien-être des consommateurs et stimule la compétitivité du secteur concerné, en favorisant l'innovation, la baisse des prix, la diversification de l'offre, et la hausse de la qualité des biens et des services. La concurrence est un facteur d'efficacité productive et allocative* ». Néanmoins, la concurrence ne constitue pas une fin en soi ; elle est un outil au service de cette efficacité économique.
36. Les textes normatifs répondent très fréquemment à des préoccupations d'intérêt général plus larges que la concurrence et dessinent une intervention des pouvoirs publics qui impacte le fonctionnement de l'économie. Le rôle de l'Autorité polynésienne de la concurrence est, dans ces circonstances, d'informer le gouvernement et l'assemblée de la Polynésie française des effets sur la concurrence de l'intervention publique envisagée, et de leur recommander le cas échéant, les mesures à prendre pour parvenir à concilier les objectifs d'intérêt général et l'efficacité économique.
37. Dans les industries de réseau, le fonctionnement de la concurrence n'est pas toujours possible, ou parfois seulement sur certains segments de la chaîne de valeur. Ainsi, dans le secteur de l'énergie électrique, la production peut être ouverte à la concurrence, mais les activités de transport et de distribution sont des monopoles naturels, c'est-à-dire des structures au sein desquelles l'importance des coûts fixes par rapport à la demande font qu'il est plus efficace de n'avoir qu'un seul offreur.
38. Saisie sur des questions concernant de tels secteurs, l'Autorité polynésienne de la concurrence, n'étant pas elle-même l'agence de régulation de l'industrie de réseau, ne peut que fournir un avis sur les facteurs favorables ou les risques de frein à la concurrence sur les segments ouverts à celle-ci, et se contenter de formuler des recommandations sur l'articulation la plus efficace et la plus favorable aux consommateurs entre les segments ouverts à la concurrence et ceux restant en monopole.
39. Compte tenu des spécificités du secteur de l'énergie électrique et en particulier des interfaces qu'implique la dissociation des diverses fonctions techniques et commerciales, les autorités pilotant le système doivent toujours veiller à ce que « *le coût de mise en œuvre de la concurrence ne soit pas plus élevé que les gains à attendre de la compétition* ». ⁵

⁴ Notamment dans le cadre des avis APC n° 2017-A-01 du 1^{er} août 2017 *sur le projet de loi du Pays relatif à l'exercice de la plongée subaquatique de loisir* ; n° 2017-AO-03 du 4 juillet 2017 *sur les projets de loi du Pays portant réglementation de la profession de médiateur foncier et de l'activité d'agent de transcription en Polynésie française* ; n° 2017-AO-02 du 19 juin 2017 *relatif au projet de loi du Pays portant réglementation de l'activité de transport routier particulier avec chauffeur, au moyen de véhicules de moins de 10 places assises*.

⁵ Marcel Boiteux, « L'électricité entre concurrence et monopole », Economie publique, n°14, 2004/1

B. ANALYSE DES DISPOSITIONS DU PROJET DE LOI DU PAYS SOUMIS A EXAMEN

40. Le projet de loi du Pays vise à distinguer avec précision les fonctions de production, transport et distribution de l'électricité et à fixer les règles permettant de déterminer les prestataires en charge de ces projets. Les choix opérés correspondent largement aux préconisations qu'avait pu faire l'Autorité dans son précédent avis de 2018. Il n'est donc pas question de revenir ci-après sur les liens théoriques entre industries de réseau et concurrence, mais d'examiner concrètement ce qui, au sein des textes proposés, est susceptible de contrecarrer les intentions du législateur et de restreindre ou de fausser la concurrence.
41. En première analyse, le texte apparaît globalement à même d'assurer une meilleure séparation et une plus grande indépendance entre les différentes fonctions susvisées, mais également davantage de concurrence dans la production et pour les marchés la distribution, de même qu'une remise en concurrence régulière de l'activité de transport à Tahiti (dans les îles, ces fonctions sont communes avec celles de distributeur). Par suite, ce projet de loi du Pays présente un ensemble de caractéristiques susceptibles de constituer une avancée promouvant l'efficacité économique, l'ouverture des marchés au bénéfice des entreprises et des consommateurs, mais sans que l'on puisse garantir, en l'état actuel du projet, que l'ouverture à la concurrence se traduise par une amélioration de la qualité du service pour les consommateurs finals, ni par une baisse des tarifs de l'électricité. Il s'agit là de principes d'organisation et des modalités d'intervention publique éprouvés pour les industries de réseaux, qui tendent à concilier une ouverture des marchés sur les segments propices de la chaîne de valeur avec la poursuite d'objectifs d'intérêt général.
42. Le nouveau code de l'énergie ainsi modifié doit permettre une meilleure réalisation des objectifs du plan de transition énergétique 2015-2030. Sur le segment de la production, il devrait notamment favoriser le développement de projets innovants, par exemple en matière de production et de stockage d'énergies renouvelables, notamment photovoltaïque. On observe d'ailleurs que plusieurs territoires du Pacifique à la population et aux contraintes géographiques similaires à Tahiti ont su développer la part de l'énergie photovoltaïque dans le *mix* énergétique en s'appuyant sur de nouveaux acteurs, dont les installations combinées de production et de stockage ont permis de surmonter le caractère aléatoire de la production d'énergie solaire, tout en réduisant le coût de production de l'électricité et la facture pour les consommateurs, particuliers comme entreprises. C'est par exemple le cas de Guam en Micronésie, de Kauia'i à Hawaii, ou de Tongatapu aux Tonga.⁶
43. Pour susciter de telles innovations, il est cependant nécessaire d'offrir des garanties et une visibilité aux investisseurs et de libérer efficacement la production. Or, en matière d'industries de réseau et notamment dans un contexte d'ouverture à la concurrence d'un secteur auparavant intégré et dominé par un opérateur historique, au-delà de la fixation des grands principes, « *les conditions techniques, juridiques et financières d'accès aux réseaux jouent donc un rôle déterminant pour l'ouverture à la concurrence de la production et de la vente d'électricité et l'effectivité du jeu concurrentiel.* »⁷ Par suite, l'avis de l'Autorité doit s'attacher aux conditions concrètes de la mise en œuvre de ces principes et aux éventuelles clarifications rédactionnelles qui seraient de nature à assurer au mieux une réelle séparation des fonctions et plus de concurrence sur chacun de ces segments. Il conviendra notamment d'éviter que certaines dispositions puissent occasionner des captages d'information ou donner un pouvoir de blocage au profit de certains acteurs, qui pourraient constituer des barrières à l'entrée de nouveaux acteurs, et de renforcer le rôle de contrôle du régulateur. L'effet sur les prix acquittés par le

⁶ Voir sur ce point le dossier du magazine Tahiti Pacifique n°436 du 7 août 2020, pages 20 et suivantes.

⁷ Avis de l'Autorité de la concurrence (de métropole) n° 05-A-25 du 15 décembre 2005 relatif à un projet de décret fixant les règles tarifaires pour les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

consommateur nécessite également la possibilité de voir émerger des installations importantes, à même de susciter des économies d'échelle. À cet égard, certaines des restrictions quantitatives prévues par le texte peuvent sembler contradictoires avec cet objectif.

44. Ce sont ces différentes pistes d'amélioration qui seront évoquées ci-après par l'Autorité qui approuve par ailleurs les grands principes retenus par le gouvernement qui lui paraissent être favorables à la concurrence.
45. L'Autorité se bornera donc à formuler quelques réserves développées ci-après.

1. LA PROCÉDURE D'AUTORISATION ADMINISTRATIVE PRÉALABLE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ

46. Si la production électrique est en principe libre (LP 311-1), les grandes installations demeurent soumises à autorisation préalable, non seulement du gouvernement, mais également de certains acteurs de la filière, qui sont potentiellement également des producteurs d'électricité, c'est à dire des concurrents. Il est donc essentiel que la procédure d'autorisation ne puisse pas être détournée de ses fins en permettant en réalité de limiter la concurrence en matière de production électrique, ce qui pourrait se faire au détriment de projets innovants et pénaliser l'émergence de nouveaux acteurs.
47. S'y ajoutent certaines restrictions quantitatives, générales, quand la production consécutive à un nouvel investissement excéderait ce qui est prévu par la programmation pluriannuelle des investissements pour une filière donnée (article LP 312-15), et spécifiques aux énergies renouvelables, en cas de de risque d'atteinte à la stabilité du réseau (article LP 321-1). Elles peuvent conduire à un refus d'autorisation sans instruction de la demande au-delà de ces seuils, fixés en Conseil des ministres.
48. Si, compte tenu de la taille et du coût des installations, de leur impact sur l'environnement, de leur durée d'exploitation qui s'échelonne sur des dizaines d'années et des risques d'instabilité du réseau et de sécurité des approvisionnements, l'encadrement de ces installations apparaît nécessaire, il importe tout particulièrement à l'Autorité que cela ne se fasse pas au détriment de la libre-concurrence entre les producteurs, et ne soit pas susceptible d'aboutir à la mise en place de barrières à l'entrée de nouveaux acteurs et de projets innovants. Pour cette raison, certains points du projet de loi du Pays devraient être clarifiés ou modifiés.

i. Les critères d'examen des projets soumis à autorisation

49. L'article LP 312-4 prévoit une liste de onze critères à considérer pour accorder ou non une autorisation. Le nombre élevé et la généralité de certains de ces critères permet en réalité à l'autorité décisionnaire de retenir ou non chacun des projets proposés, selon qu'elle privilégiera tel critère ou tel autre. Ainsi, elle devra nécessairement faire des arbitrages entre ceux-ci, en hiérarchisant entre les objectifs, par exemple entre ceux visant à limiter le recours aux énergies fossiles, à réduire le coût de production, à privilégier l'efficacité énergétique ou encore à assurer la stabilité de l'approvisionnement.
50. Dès lors, s'il est souhaitable de fixer des critères, d'une part on peut regretter que ceux-ci ne soient pas hiérarchisés et, d'autre part, il est essentiel qu'ils soient examinés de manière objective et indépendante. L'un des moyens d'assurer un examen objectif des projets est, notamment, de limiter le pouvoir de blocage de certains acteurs intéressés.
51. Or, certaines dispositions du projet de loi du Pays n'offrent pas de garanties suffisantes à cet égard.

ii. *L'intervention du service des énergies et de la commission de l'énergie*

52. L'article LP 312-3 prévoit que les demandes d'autorisation d'exploiter des installations de production d'électricité sont instruites par le service des énergies (SDE) et l'article LP 312-10 que les autorisations de catégorie A, relatives aux installations les plus importantes, sont délivrées après avis de la commission de l'énergie.
53. Il s'agit de deux émanations de l'administration du Pays, régulateur sectoriel. En effet, le SDE est un service du ministère de modernisation de l'administration, en charge de l'énergie et du numérique, tandis que la commission de l'énergie comprend quatre ministres parmi ses cinq membres, le cinquième étant un représentant de l'Assemblée de la Polynésie française.
54. Or, le Pays possède également des participations dans des entreprises de production, et notamment 35 % de Marama Nui, qui gère cinq des six installations hydro-électriques de Tahiti Il pourrait donc être soupçonné de profiter de la double situation de « juge et partie », par exemple pour juger de la qualité et de la pertinence du projet hydraulique d'un acteur concurrent.
55. L'Autorité avait déjà préconisé la création d'un régulateur indépendant, par exemple sous la forme d'une autorité administrative indépendante ; cette recommandation n'a pas encore été suivie. Néanmoins, si le gouvernement souhaite lever toute ambiguïté quant à son rôle en la matière, la solution consiste incontestablement à sortir du capital des producteurs d'électricité et notamment à céder ses parts de la société Marama Nui.

iii. *L'exigence d'un accord préalable des gestionnaires de réseau*

56. L'article LP 312-11 prévoit que, avant d'être présentés devant la commission de l'énergie, les projets d'installation soumis à autorisation doivent obtenir l'accord préalable sur le raccordement au réseau des gestionnaires du réseau de transport et de distribution concernés. Concrètement, l'accord prend la forme d'une proposition technique et d'un devis financier pour le raccordement.
57. Cette disposition apparaît particulièrement problématique dans le cas des projets des îles. En effet, les gestionnaires des réseaux sont théoriquement en mesure de bloquer un projet. Or, le projet de loi ne comporte aucune disposition visant à régler l'éventualité de l'absence de réponse ou d'une réponse négative de la part du gestionnaire de réseau. Ainsi, un projet est bloqué tant que cet accord n'est pas obtenu. Il existe par ailleurs un risque qu'un candidat renonce à un projet si l'accord est donné mais avec un coût financier exorbitant.
58. S'agissant de l'accord du gestionnaire du réseau de transport (pour Tahiti uniquement), concerné notamment par les grandes opérations, qui transitent par le réseau de transport et ne sont pas directement connectées au réseau de distribution, cette formalité ne devrait pas représenter un obstacle. La TEP en effet est une SEM qui n'a pas d'autres activités que la gestion du réseau. En outre, le raccordement est une opération complexe qui nécessite pour les candidats d'avoir une visibilité sur la faisabilité et le coût de celui-ci. Tout au plus on peut se demander pour quelle raison le coût du raccordement est à la charge du porteur de projet, alors qu'il s'agit plutôt d'une extension du réseau de transport.
59. S'agissant de l'accord du gestionnaire du réseau de distribution (fonction cumulée avec celle de gestion du transport dans les îles), cette formalité est plus problématique. EDT est titulaire des 19 contrats de concessions de distribution et gestionnaire des réseaux de transport dans les îles autres que Tahiti. Mais EDT est également le principal producteur d'électricité, avec notamment les deux principales centrales thermiques et une participation majoritaire dans la société Marama Nui (hydraulique)⁸.

⁸ Sur la place centrale d'EDT dans la chaîne de valeur du secteur de l'électricité en Polynésie française, voir annexe, p. 8-9.

60. Cette procédure d'accord préalable porte deux risques concurrentiels :
- Un risque de discrimination au profit de ses propres projets. La société pourrait en effet refuser de raccorder un projet concurrent en s'abstenant de donner son accord, en faisant valoir qu'un projet est impossible techniquement ou alors en donnant un accord mais à des conditions financières exorbitantes.
 - Un risque de captation d'information. L'examen des projets d'installation peut en effet être l'occasion pour lui d'obtenir des informations privilégiées sur les projets concurrents, notamment techniques, ce qui peut conduire à calibrer et améliorer ses propres projets en mettant à profit ces informations, en particulier s'il a lui-même un projet concurrent.
61. Or, la capacité du réseau n'est pas infinie, d'autant que la programmation pluriannuelle des investissements a vocation à fixer des plafonds de puissance autorisée par filière. Il sera donc nécessaire de faire des choix entre les projets soumis et cette procédure donne à un acteur un pouvoir de blocage, de nature à discriminer certains projets au profit des siens.
62. Pour surmonter cette difficulté, on aurait pu envisager de remplacer l'accord préalable par un avis simple, comportant par ailleurs un délai de réponse au-delà duquel un avis implicite favorable serait réputé rendu. Mais une telle solution n'est pas envisageable compte tenu de la nature de l'accord concerné, qui doit détailler les modalités techniques de raccordement et leur coût, ce que seul le gestionnaire du réseau est en mesure de faire. Par ailleurs, s'agissant d'activités soumises à concurrence, il apparaîtrait excessivement attentatoire à la liberté du commerce et de l'industrie d'interdire à un acteur d'avoir à la fois des activités en matière de production et de distribution.
63. Par suite, la principale piste envisagée est de prévoir dans le texte un contrôle de ces accords par le régulateur, c'est à dire en l'espèce par le service des énergies (SDE), qui a notamment pour mission le contrôle de l'application de la réglementation. Le texte pourrait ainsi prévoir un délai contraint des gestionnaires de réseau pour proposer un accord sur les volets technique et financier. En cas d'absence d'accord, le SDE pourrait se substituer au gestionnaire. Le SDE pourrait également, en cas de contestation du candidat sur les conditions proposées par l'accord, notamment en matière financière, avoir pour mission de contrôler les arguments du gestionnaire du réseau. Le cas échéant, le droit positif pourrait prévoir une saisine pour avis de l'Autorité si les conditions posées par le gestionnaire du réseau étaient susceptibles de poser des questions de concurrence. De telles mesures devraient être de nature à s'assurer que les gestionnaires de réseau ne profitent pas de ces accords préalables pour empêcher certains projets.
64. Il convient également de rappeler que l'Autorité est compétente pour sanctionner les abus de position dominante *ex post*. Ainsi, s'il était démontré qu'un acteur profitait de sa position dominante sur un marché (par exemple celui de la distribution) pour porter atteinte à certaines entreprises concurrentes sur un autre marché où il serait également présent (par exemple la production), ce dernier serait susceptible d'être sanctionné⁹. Afin que la décision n'intervienne pas trop tard et que le projet concerné ne soit pas définitivement compromis, le candidat confronté à des exigences financières déraisonnable pourrait éventuellement saisir l'Autorité de mesures conservatoires, le cas échéant sur proposition du SDE.

⁹ C'est le cas si les marchés sont dits connexes. Voir par exemple sur ce point la décision du Conseil de la concurrence, n°04-D-32 du 08 juillet 2004, groupe Decaux

Propositions :

1. Prévoir dans l'article LP 312-11 un délai contraint des gestionnaires de réseau pour proposer un accord sur les volets techniques et financiers, et, en cas d'absence d'accord, la substitution du service en charge de l'énergie au gestionnaire du réseau.
2. Prévoir, en cas de refus, une motivation objective de la décision obligatoirement formulée par écrit.
3. Prévoir, en cas de contestation d'un candidat sur les conditions financières et techniques proposées par le gestionnaire du réseau, une procédure de contrôle de celles-ci par le service en charge de l'énergie. Une saisine complémentaire pour avis de l'Autorité polynésienne de la concurrence sur les aspects concurrentiels pourrait être envisagée (ce qui exigerait un élargissement des cas de saisine).

iv. Une durée très courte pour la réalisation des installations

65. Les articles LP 312-12 et 13 prévoient que les autorisations sont caduques si les travaux de l'installation ne sont pas achevés après un an. Il faut alors solliciter une prorogation de l'autorisation, accordée sous conditions. Si celle-ci n'est pas accordée, c'est l'ensemble de la procédure – lourde – d'installation, qui doit être reprise, avec les incertitudes déjà mentionnées.
66. Or, les installations concernées, soumises à autorisation (catégorie A), sont par nature des installations importantes. Il sera donc très fréquent que les travaux ne soient pas terminés dans le délai d'un an. Ces dispositions placent donc les porteurs de projets dans une insécurité juridique qui risque de décourager d'éventuels investisseurs, et par suite de limiter l'animation concurrentielle du marché de la production électrique. Ainsi, même s'il est important pour le gouvernement d'éviter que des projets ne prennent trop de retard, un dispositif plus souple pourrait être envisagé.
67. On pourrait par exemple imaginer que les autorisations soient données sous réserve d'achever les travaux sous un délai défini avec le producteur au moment de la présentation du projet, le texte ne prévoyant qu'un délai plafond (par exemple 3 ans). C'est seulement en cas de dépassement du délai fixé par l'autorisation, donc de retard significatif, qu'une prolongation de l'autorisation devrait être sollicitée. Un dispositif de pénalités de retard pourrait également être envisagé, afin de garantir une certaine rapidité d'exécution.

Propositions :

4. Fixer pour chaque autorisation un délai de réalisation, proposé par le producteur, et inférieur à un plafond fixé par le texte (par exemple 3 ans). En cas de dépassement du délai fixé par l'autorisation, une demande de prolongation devrait être sollicitée et un dispositif de pénalités de retard pourrait être envisagé.

v. Les restrictions quantitatives à la puissance totale déployée par filière

68. L'article LP 312-15 prévoit qu'une demande d'autorisation dans une filière ayant déjà atteint l'objectif de puissance fixé par la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) sera refusée sans examen. Pour sa part, l'article LP 321-1 prévoit en matière d'énergies renouvelables qu'un plafond de puissance par installation peut être fixé en Conseil des ministres.
69. Ces limitations sont justifiées par la nécessité d'éviter de déstabiliser le réseau, en accroissant de manière excessive la part de certaines énergies dites fatales et aléatoires, telles que le solaire et l'éolien. En effet, au moins en l'absence de stockage, leur caractère aléatoire peut conduire à une inadéquation entre la production et la consommation, notamment en période de pic de consommation, en début de soirée, correspondant précisément au moment où l'énergie solaire

connait une baisse de production. D'après EDT, aujourd'hui en charge de l'équilibre du réseau, un excès de production pourrait porter physiquement atteinte au réseau de transport, tandis qu'un excès de consommation peut conduire à des coupures de courant (blackout). C'est la raison pour laquelle la montée en puissance des énergies renouvelables est prévue par tranches.

70. Toutefois, il s'agit dans les deux cas de restrictions quantitatives à la production électrique, dont il faut s'assurer qu'elles sont proportionnées au risque identifié.
- S'agissant de la PPI, celle-ci a été communiquée à l'Autorité pour la filière photovoltaïque. Elle prévoit un plafond de production de 30 MWc jusqu'au 31 décembre 2023. Ce plafond ne concerne que l'île de Tahiti, les différents réseaux insulaires n'étant pas reliés.
 - S'agissant du plafond par installation, celui-ci sera fixé en Conseil des ministres, mais le montant de 2 MWc a été évoqué au cours de l'instruction.
71. S'agissant du plafond par filière, le texte ne prévoit aucune disposition sur la manière dont vont être accordées les autorisations. Si par exemple un seul projet couvrirait tout l'objectif de puissance prévu, cela entraînerait un effet d'éviction de tous les autres projets concurrents. Or, dans de tels projets, avant de déposer un dossier, les candidats doivent nécessairement réaliser des études importantes et coûteuses. Ces restrictions créent pourtant une incertitude sur l'examen même de leur dossier, ce qui pourrait dissuader des entreprises de se lancer dans des études et de présenter des projets.
72. Une réponse à cette incertitude pourrait être d'assurer la transparence sur l'atteinte de ces objectifs par filière. Ainsi, le SDE pourrait par exemple indiquer sur son site internet, en temps réel, les installations autorisées, leur puissance cumulée, le pourcentage d'atteinte de l'objectif par filière, mais également la puissance cumulée prévue des projets en cours d'examen. Cela donnerait aux candidats plus de garanties sur leurs chances réelles de voir leurs projets aboutir.
73. S'agissant du plafond par installation, on peut se demander si la fixation d'un tel seuil, dès lors que l'installation reste dans les limites de la programmation pluriannuelle, est pertinent et s'il n'impose par une barrière quantitative à l'entrée excessive, qui pourrait conduire à empêcher l'entrée de certains acteurs (par exemple des porteurs de projets ambitieux tels que des fermes solaires combinées à des dispositifs de stockage). Beaucoup d'équipements de production d'énergie photovoltaïque, tels que des fermes solaires, dans d'autres territoires du Pacifique, ont d'ailleurs une puissance de 10 ou 20 MWc, bien plus considérable que les 2 MWc envisagés.¹⁰ On notera d'ailleurs que la stabilité du réseau étant déjà l'un des critères d'examen des projets, sur le fondement de l'article LP 312-4, la fixation d'un tel seuil apparaît redondante.

Propositions :

5. Indiquer sur le site du SDE, en temps réel, les installations autorisées, leur puissance cumulée, le pourcentage d'atteinte de l'objectif par filière, mais également la puissance cumulée prévue des projets en cours d'examen (LP 312-15)
6. Supprimer le seuil des installations d'énergies renouvelables (LP 321-1)

2. LA PROCÉDURE DE L'APPEL À PROJETS EN MATIÈRE DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ ISSUE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

74. En matière d'énergie renouvelable, une procédure spécifique d'appel à projets est prévue lorsque le Pays souhaite susciter des investissements afin d'atteindre les objectifs de la

¹⁰ Tahiti Pacifique n°436 du 7 août 2020, pages 20 et suivantes.

programmation pluriannuelle, c'est à dire en cas d'insuffisance d'initiatives spontanées de la part des producteurs (article LP 323-1).

75. L'arrêté définissant la procédure d'appel à projets a été transmis à l'Autorité. Celle-ci s'inspire largement de celle de la délégation de service public, bien qu'elle soit définie par un arrêté et non par une loi du Pays.
76. Sur le principe, il apparaît de bonne gestion de mettre en concurrence les prestataires potentiels à travers une procédure visant à garantir les principes de liberté d'accès, d'égalité de traitement des candidats et de transparence des procédures. Certains points de la procédure retenue apparaissent toutefois de nature à limiter la concurrence effective dans l'accès à ces marchés.
77. En particulier :
 - L'article LP 323-3 prévoit un avis préalable de la commission de l'énergie.
 - Le II de l'article 8 de l'arrêté prévoit que « *les gestionnaires du réseau électrique peuvent être sollicités par le [SDE] pour émettre un avis sur la capacité de leur réseau à absorber l'électricité produite* ».
78. Les questions ici posées sont les mêmes que celles évoquées à l'occasion de la procédure d'autorisation. Interviennent dans la procédure des acteurs qui sont également présents dans la production d'électricité et qui sont donc de potentiels concurrents. La procédure leur donne donc un éventuel pouvoir de blocage, même s'il s'agit ici d'avis simples et non d'un accord préalable, et renforce la captation d'information en leur faveur, puisque la connaissance des projets concurrents est de nature à améliorer la conception de leurs propres projets ou de ceux de leurs filiales.
79. Par suite, pour cette procédure également, il serait préférable que le rôle d'instruction soit attribué au seul SDE, sans recours à l'avis des gestionnaires de réseau, en tous cas dans le cas où ils auraient eux-mêmes des projets concurrents.

Propositions :

7. Prévoir le contrôle par le seul SDE de la capacité du réseau à absorber l'électricité supplémentaire résultant d'énergies renouvelables, *a fortiori* si le gestionnaire de réseau ou l'une de ses filiales est également candidat à l'appel à projets.

3. LES INSTALLATIONS ÉLECTRIQUES SOUMISES À DÉLÉGATION DE SERVICE PUBLIC

i. Un manque de précision sur les cas dans lesquels le recours à une DSP est prévu

80. L'article LP 311-1 de la loi du Pays indique que la production électrique n'est pas une activité de service public, mais l'article LP 311-2 prévoit pour sa part que certains équipements concourant à la puissance garantie peuvent faire l'objet d'une délégation de service public. Il y a là une contradiction apparente, dès lors que seule la gestion d'un service public peut en théorie faire l'objet d'une telle délégation.
81. Ces dispositions doivent être interprétées ainsi : si l'activité de pure production n'est pas à proprement parler un service public, elle le devient dès lors qu'elle participe à la « puissance garantie », c'est-à-dire à la sécurité des approvisionnements pour les consommateurs raccordés au réseau public. Ainsi, si le premier article semble asseoir la libre-concurrence sur ce marché, le second vient en réalité la limiter, notamment pour toutes les installations les plus importantes raccordées au réseau.
82. Le régime de la délégation de service public est plus restrictif de concurrence que le régime de libre-installation. Une fois retenu, le délégataire est en effet seul gestionnaire de l'équipement

ou du service concerné pendant tout le temps de la concession et protégé de l'irruption d'un concurrent. La concurrence « sur le marché » est donc limitée. Le choix de cette procédure assure toutefois une certaine concurrence, car elle assure une mise en concurrence « pour le marché », au moment de la passation. En effet, la procédure de passation est soumise à des obligations de publicité et de mise en concurrence qui favorisent le recueil de plusieurs offres concurrentes par les candidats à l'attribution de la délégation.¹¹

83. Une ambiguïté demeure cependant sur l'usage du terme « *peuvent* ». Il signifie que la délégation de service public ne sera pas systématique, sauf dans le seul cas prévu explicitement par le texte, c'est-à-dire pour les installations hydro-électriques de plus de 500 kW. On peut donc imaginer qu'elle n'interviendra qu'à la demande de la puissance publique, en cas de carence ou d'insuffisance de l'offre spontanée des producteurs, notamment en matière d'électricité à la production non aléatoire. Toutefois, ainsi d'ailleurs que l'a fait valoir le CESEC¹² dans son avis du 13 août 2020, si d'autres cas que celui des installations hydrauliques devaient être soumis à DSP, le texte ou au moins ses arrêtés d'application devraient prévoir plus explicitement ce que revêt exactement la notion de puissance garantie et dans quels cas doivent intervenir de telles délégations.

ii. *La durée des concessions des installations hydrauliques pourrait être mieux encadrée*

84. Il est explicitement prévu par le texte que les installations hydrauliques de plus de 500 kW sont placées sous le régime de la concession (article LP 331-2) et non sous le régime de droit commun de l'autorisation. Dans un tel régime, la mise en concurrence se fait « pour le marché », au moment de la création de l'ouvrage ou du renouvellement de la concession, mais le concessionnaire dispose ensuite de la garantie de conserver la gestion de l'ouvrage pendant toute la durée de la concession, sous réserve de respecter les termes du contrat de concession.
85. Ce régime apparaît adapté à des infrastructures complexes, de très grande taille, et qui concourent à l'équilibre et à la stabilité du réseau, donc à la « puissance garantie », qui relève du service public.
86. Toutefois, faute de concurrence « sur le marché », il est nécessaire pour susciter des incitations à une certaine efficacité de gestion que ces concessions puissent faire l'objet de remises en concurrence régulière entre gestionnaires potentiels, sur les conditions matérielles et financières de la délégation (concurrence « pour le marché »). Le monopole n'a ainsi qu'une durée limitée dans le temps, et est remis en cause à chaque renouvellement du contrat.
87. L'efficacité concurrentielle d'un tel dispositif est d'autant plus grande que la durée de la délégation est courte. Or, les durées maximales prévues pour ces concessions sont extrêmement longues. Ainsi, le 6° de l'article LP 332-4 prévoit une durée maximale de 75 ans, contre 30 ans pour les installations autorisées (< 500 kW), ce qui est déjà une durée très longue (article LP 333-1).
88. Ces durées, reprises de la réglementation métropolitaine, ne sont pas nécessairement adaptées à la Polynésie française, dont les installations seront plus modestes. Certes, il s'agit d'un plafond, mais il faudrait au moins garantir que celui-ci ne devienne pas la norme, et que la durée des concessions soit proportionnée à celle de la durée d'amortissement des investissements. Le texte pourrait ainsi prévoir que la durée initiale de la concession soit équivalente à la durée d'amortissement de l'investissement initial. Une prolongation de cette durée initiale pourrait éventuellement être sollicitée, en cas de demande par le délégant de réinvestir dans la concession, si la durée d'amortissement de ces nouveaux investissements était plus longue que

¹¹ Le cadre réglementaire des délégations de service public du Pays est prévu par la loi du Pays n°2009-21 du 7 décembre 2009 et celui des communes par loi du Pays n° 2009-22 du 7 décembre 2009. La rémunération du gestionnaire du service doit être substantiellement liée aux résultats de l'exploitation du service. Il peut verser une redevance au délégant. La procédure de passation est encadrée et fait intervenir une commission spécifique.

¹² Avis du CESEC du 13 août 2020, page 4.

la durée restant à courir de la concession. Cela a par exemple déjà été le cas pour la centrale EDT de la Punaruu. Le plafond de 75 ans, durée, répétons-le, très longue, ne serait maintenu en vigueur que comme un plafond absolu pour la durée totale de la concession, y compris après d'éventuelles prolongations, afin d'éviter des investissements d'opportunité, visant uniquement à prolonger la durée de la concession.

89. Une piste alternative consisterait à prévoir une propriété publique des ouvrages, qui faciliterait une remise en concurrence plus fréquente et le changement des attributaires, chargés uniquement de la gestion de l'installation. Le régime de la concession serait ainsi remplacé par celui de l'affermage. Cela exige certes un investissement initial important, mais permet en revanche d'accroître les recettes financières annuelles versées par le concessionnaire et allège le coût global des concessions, en raison des conditions d'emprunt privilégiées dont bénéficient les collectivités publiques.

Propositions :

8. Préciser dans le texte ou ses arrêtés d'application les cas dans lesquels une délégation de service public est prévue.
9. Prévoir que la durée des concessions hydrauliques n'excède pas la durée d'amortissement de l'investissement initial.
10. Prévoir une possibilité de prolongation, en cas de demande d'investissement supplémentaire par le délégant en cours de vie de la concession, si la durée d'amortissement du nouvel investissement dépasse la durée restante de la concession.
11. Si la durée de 75 ans est maintenue, prévoir qu'il s'agit d'un plafond absolu pour la durée totale de la concession, y compris après prolongations éventuelles.
12. Substituer le cas échéant aux concessions de longue durée actuelles, un régime de propriété publique des installations, le concessionnaire étant uniquement en charge de la gestion des ouvrages (affermage), afin de raccourcir la durée des concessions et de faciliter le changement de concessionnaire.

4. LA SÉPARATION ENTRE LES ACTIVITÉS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

90. L'article LP 413-1 définit le réseau de transport public d'électricité. Cette définition est pourtant contestée par EDT, qui fait par exemple valoir qu'elle dispose de lignes à haute tension de 90 kV, intégrées à ce périmètre, à usage de son réseau de distribution. Il ne s'agit pas à proprement parler d'une question de concurrence, mais d'un enjeu relatif à la responsabilité de chacun des acteurs, notamment en cas de dommage ou de défaillance.
91. Toutefois, dès lors que le Pays a fait le choix d'une séparation stricte entre les fonctions de production, de transport et de distribution, qui apparaît comme l'organisation la plus profitable à la concurrence et au consommateur, l'Autorité souhaite rappeler qu'il est essentiel de définir avec précision ce qui relève de chacune de ces fonctions, dont la frontière n'est pas toujours claire. L'enjeu est que la propriété et la responsabilité des différents équipements correspondent bien à l'exercice des missions confiées à chacun des acteurs et que les remarques de ceux-ci sur ce découpage soient prises en considération.

5. LES OBLIGATIONS D'ACHAT DE LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE ISSUE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES

92. L'article LP 322-1 prévoit que l'obligation d'achat de l'électricité d'origine renouvelable incombe aux distributeurs, y compris lorsque celle-ci est injectée sur le réseau de transport et pas directement sur le réseau de distribution.
93. Il résulte de cette disposition que l'attribution de la fonction d'acheteur unique au transporteur, qui avait été préconisée par l'Autorité dans son avis de 2018, n'a pas été retenue.¹³
94. Les raisons invoquées sont que cette solution aurait nécessité une réforme des missions de la TEP, ainsi qu'une charge trop importante pour elle. En effet, lui attribuer une telle mission exigerait :
- une modification de ses statuts,
 - une modification de la DSP,
 - l'affectation de ressources pour lui fournir la trésorerie suffisante (elle a à ce jour pour seule ressource la redevance transport), qui peut être colossale si elle devait également acquérir l'électricité thermique ou hydraulique (ce ne devrait pas être le cas avant 2030 pour l'électricité thermique car cette question est réglée par le contrat de concession, mais cela pourrait intervenir rapidement pour l'hydraulique),
 - la fixation de règles pour savoir à quel distributeur elle vend ensuite cette électricité, dont le prix peut varier selon le coût de production et ne pas être uniforme
95. Toutefois, le régime envisagé semble poser des difficultés aux distributeurs. Aucune disposition ne prévoit en effet quel distributeur doit acheter la production d'une installation raccordée sur le réseau de transport. Or, une fois injectée sur le réseau, on ne sait pas où précisément sera affectée cette énergie, ni dans quel réseau de distribution (les contrats sont distincts pour le Sud et le Nord de Tahiti). Le critère pourrait être le point de raccordement géographique au réseau, qui peut se situer soit dans le secteur dit Tahiti Nord, soit dans le secteur géré par Secodud. Mais en réalité, cette électricité peut tout aussi bien être *in fine* distribuée dans l'autre secteur. Ainsi, d'après EDT, ce dispositif pourrait l'obliger à acheter une électricité qu'il ne va pas nécessairement vendre, ce qui peut conduire à dégrader sa rentabilité si celle-ci est plus coûteuse à l'achat. En effet, si les prix d'achat sont réglementés, ils ne sont pas uniformes et pas toujours fixés en valeur absolue, mais sont également fonction du coût de production auquel s'applique une marge réglementée.
96. Sans opter pour le principe d'un acheteur unique, puisque le régulateur semble avoir exclu ce choix, il pourrait être envisagé que le transporteur soit au moins en charge de l'acquisition de l'électricité qui transite par son propre réseau. Il pourrait ensuite la céder aux distributeurs, au prix moyen acquitté par lui. Dans le cas contraire, si le distributeur, aujourd'hui EDT, était maintenu dans ses fonctions, des règles plus claires de répartition des acquisitions pourraient être prévues.

Propositions :

- 13.** Transférer le rôle d'acheteur de l'énergie d'origine renouvelable injectée sur le réseau de transport au transporteur, ou, à défaut, prévoir explicitement les règles d'attribution au distributeur, en fonction de la localisation ou d'autres caractéristiques de ces installations.

¹³ Avis 2018-A-03 précité : « L'Autorité estime cependant que la fonction d'acheteur unique qui ne lui est pas assignée dans le projet soumis, est une question qui doit être examinée de manière approfondie afin de bien cerner les contours, modalités et délais de cette évolution qui est nécessaire. Cette fonction confiée au transporteur est en effet favorable à l'ouverture des marchés de production et de distribution et en mesure de garantir un traitement égal et transparent des acteurs amont et aval permettant davantage de concurrence et d'investissement. »

6. LE STATUT DU GESTIONNAIRE DU RÉSEAU DE TRANSPORTS

97. L'article LP 412-1 précise bien qu'au titre de ses missions, le gestionnaire du réseau de transport est responsable de l'équilibre du réseau. Ce sera effectivement le cas au 1^{er} janvier 2022 (article LP 121-3). L'objectif est d'éviter que le responsable actuel de cet équilibre, EDT, également producteur et distributeur, ne favorise ses propres équipements de production, ou choisisse en cas de difficulté quel réseau de distribution privilégier.
98. En 2018, l'Autorité avait indiqué qu'en complément de cette montée en puissance, « *le transporteur renforcé ne devrait pas être lié à, ou contrôlé d'aucune façon par, des acteurs présents sur les marchés de production et de distribution en Polynésie française. Elle recommande que les parties prenantes, EDT et le Pays, aboutissent au plus tôt à une séparation de propriété complète entre le groupe historique et l'opérateur de transport par la cession de l'ensemble des parts du capital de la TEP détenues par l'opérateur historique intégré. Cette évolution est des plus souhaitables, car de nature à assurer l'absence d'interférence de l'un dans l'autre, à finaliser la montée en responsabilités du transporteur et à garantir sa neutralité et son impartialité dans le traitement des producteurs à l'amont et des distributeurs à l'aval* ».
99. Cette préoccupation a été intégrée au projet de loi du Pays aujourd'hui soumis à examen. En effet, l'article LP 412-2 prévoit la sortie du capital des producteurs et des distributeurs du gestionnaire de transport et l'article LP 2 fixe un délai de deux ans pour ce faire. Concrètement, EDT devra donc céder les 39 % du capital de la TEP qu'elle détient aujourd'hui.
100. L'Autorité ne peut qu'approuver ces avancées, qui doivent permettre d'assurer une concurrence non faussée dans la production, susceptibles de favoriser de nouveaux entrants et des projets innovants, notamment en matière d'énergies renouvelables (fermes solaires, stockage etc.). Cependant, il convient de veiller à ce que la TEP assure ce rôle d'équilibre du réseau en réalisant un dispatching des différences sources de génération au moindre coût et dans l'intérêt constant du consommateur. Un rôle d'arbitre devrait à cet égard être clairement attribué au régulateur de l'énergie afin de résoudre tout conflit susceptible de naître entre la TEP et les producteurs dans ce domaine d'activité du secteur.
101. En complément de ces évolutions, la TEP a fait valoir au cours de l'instruction du présent avis qu'elle souhaiterait obtenir explicitement un monopole légal sur cette activité de transport.¹⁴ En effet, si l'article LP 414-1 prévoit que le réseau public de transport d'électricité de Tahiti est confié à un gestionnaire unique, la TEP n'est pas explicitement visée. Aujourd'hui, la TEP est en effet gestionnaire du réseau dans le cadre d'une délégation de service public régulièrement renouvelée et les articles LP 431-1 et suivants prévoient que la gestion des réseaux de transport comme de distribution ne peuvent se faire qu'en régie ou dans le cadre de telles délégations. Son monopole n'est donc qu'un monopole temporaire et susceptible de changer de titulaire à l'occasion d'une remise en concurrence de la délégation. Or, la TEP fait valoir que la durée résiduelle de la concession actuelle, qui prend fin en 2027, n'est pas compatible avec ses nouvelles responsabilités (équilibre du réseau, renforcement du réseau pour accueillir les énergies renouvelables, bouclage Nord du réseau) et l'empêche d'obtenir de bonnes conditions d'emprunt auprès des établissements bancaires.
102. D'après l'Autorité toutefois, ces arguments doivent être rejetés. Même en l'absence de concurrence « sur le marché », compte tenu de la spécificité des missions de gestionnaire du réseau public de transport (l'équilibrage du réseau doit être centralisé et assuré dans la durée)

¹⁴ Compte-rendu d'audition du 07/08/2020 : « *Concernant l'évolution du secteur de l'électricité en Polynésie française, nous regrettons en effet que le monopole légal de la TEP n'ait pas été conservé dans le projet de texte. En métropole, RTE dispose de ce monopole légal, bien que cela aille évidemment à l'encontre du courant actuel qui est de libéraliser les marchés mais nous pensons qu'ici, plutôt qu'une délégation de service public, un monopole légal attribué à la TEP aurait pu se justifier pour le réseau de transport, notamment pour des raisons économiques et financières. En effet, donner le monopole à la TEP, c'est permettre de gros investissements sur de longues durées et donc empêcher le relèvement du tarif de l'électricité. A ce jour, la délégation de la TEP finit en 2027, nous manquons donc de visibilité sur l'avenir.* »

et de l'importance des infrastructures qu'il ne serait pas rationnel de dédoubler en plusieurs réseaux (monopole naturel sur un territoire donné), il apparaît en revanche essentiel de maintenir une concurrence régulière « pour le marché ». Une remise en cause régulière du contrat du gestionnaire permet précisément d'écarter un acteur qui ne serait pas suffisamment compétent, ou qui le serait à un coût trop élevé pour la collectivité, et crée des incitations à une meilleure gestion. L'objet de la régulation des économies de réseau est en effet de garantir la sécurité et l'efficacité de ces réseaux, pas la sécurité des gestionnaires du réseau. A cet égard, un monopole sans limitation de durée serait la solution la plus restrictive de concurrence et une source potentielle d'inefficacité.

103. Aussi, si la durée de ces délégations peut être relativement longue, car elles s'accompagnent souvent d'investissements conséquents, il pourrait être suggéré d'intégrer au texte une limite dans leur durée, en tenant compte des investissements réalisés.

Propositions :

- 14.** Ajouter au IV de l'article LP 412-1 les mots « *sous la supervision du régulateur, à moindre coût et dans l'intérêt du consommateur* ».
- 15.** Ajouter au 4° de l'article LP 432-3 les mots « *d'une durée maximale de 30 ans* ».

CONCLUSION

104. Le projet de loi du Pays soumis à l'appréciation de l'Autorité confirme et décline des choix organisationnels à même d'assurer une meilleure séparation et une plus grande indépendance entre les différentes fonctions, et notamment davantage de concurrence, dans la production et dans la distribution d'électricité. Il s'agit là de principes d'organisation et de modalités d'intervention publique éprouvés pour les industries de réseaux, dans un contexte de sortie de l'intégration verticale complète et du monopole de l'opérateur historique, qui tendent à concilier une ouverture des marchés sur les segments propices de la chaîne de valeur avec la poursuite d'objectifs d'intérêt général. L'Autorité approuve notamment que soient explicitement prévues les modalités de la sortie du capital du gestionnaire du réseau de transports d'actionnaires également présents dans les segments de la distribution et de la production électrique.
105. L'Autorité émet donc un avis favorable au projet qui lui a été soumis.
106. Des améliorations et clarifications sont toutefois possibles et souhaitables concernant certains points relatifs à l'exécution des principes affirmés. Elles portent notamment sur les meilleurs moyens d'assurer une réelle séparation des fonctions, en évitant notamment de susciter des captations d'information ou un pouvoir de blocage au profit de certains acteurs historiques, par un renforcement du rôle de contrôle du régulateur.
107. Les principaux points relevés par le présent avis devraient notamment permettre de mieux assurer les objectifs suivants :
- Renforcer la séparation des fonctions, notamment quand un acteur est présent à différents niveaux de la chaîne (renforcer le rôle de contrôle du SDE sur les projets d'installation soumis à autorisation ou à appel à projets, en lieu et place de celui des gestionnaires de réseau ; en l'absence de régulateur indépendant, envisager un désinvestissement du Pays du secteur de la production électrique).
 - Renforcer la visibilité et la sécurité des investisseurs potentiels (prévoir la transparence sur l'atteinte des objectifs pluriannuels d'investissements ; donner plus de temps aux acteurs pour construire leurs installations) et réviser les barrières quantitatives, notamment en matière de production d'électricité d'origine renouvelable.
 - Assurer une remise en concurrence régulière « pour le marché » dans le cas des délégations de service public (encadrer plus strictement leur durée ; maintenir le principe d'une remise en concurrence des fonctions de gestionnaire du réseau de transport).
108. L'Autorité rappelle enfin que si système instauré par le nouveau code de l'énergie respecte bien les grands principes de la régulation de ce secteur, en particulier la séparation des fonctions de production, de transport et de distribution, un certain nombre d'éléments essentiels sont manquants ou imparfaitement définis dans l'architecture actuelle. Il en est ainsi de la dernière étape de la chaîne de valeur qui devrait voir des négociants pouvoir se disputer le marché auprès des consommateurs finals. Il en est ainsi également de la nécessité d'intervention du régulateur dans certaines étapes comme la supervision des décisions du transporteur dans son rôle d'équilibrage du réseau. De manière plus générale, compte tenu des difficultés techniques, économiques et juridiques de régulation de ce secteur, un recours plus systématique et institutionnalisé à la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) apporterait une expertise très utile.
109. Afin de faire le point sur les avancées en matière de concurrence dans la mise en application de la réforme du secteur, l'Autorité se saisira elle-même dans un délai de deux ans sur le fonctionnement concurrentiel du secteur.

Délibéré sur le rapport oral de M. Antoine Callot et de M. Christophe Venture, *rapporteurs*, et l'intervention de Mme Véronique Sélinsky, *rapporteuse générale*, par M. Christian Montet, *président par intérim*, Mme Aline Baldassari, Mme Marie-Christine Lubrano et M. Youssef Guenzoui, membres.

Le président par intérim,

Christian Montet

TABLEAU DES RECOMMANDATIONS

<p>La procédure d'autorisation administrative préalable des installations de production d'électricité</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Prévoir dans l'article LP 312-11 un délai contraint des gestionnaires de réseau pour proposer un accord sur les volets techniques et financiers, et, en cas d'absence d'accord, la substitution du service en charge de l'énergie au gestionnaire du réseau. 2. Prévoir, en cas de refus, une motivation objective de la décision obligatoirement formulée par écrit. 3. Prévoir, en cas de contestation d'un candidat sur les conditions financières et techniques proposées par le gestionnaire du réseau, une procédure de contrôle de celles-ci par le service en charge de l'énergie. Une saisine complémentaire pour avis de l'Autorité polynésienne de la concurrence sur les aspects concurrentiels pourrait être envisagée (ce qui exigerait un élargissement des cas de saisine). 4. Fixer pour chaque autorisation un délai de réalisation, proposé par le producteur, et inférieur à un plafond fixé par le texte (par exemple 3 ans). En cas de dépassement du délai fixé par l'autorisation, une demande de prolongation devrait être sollicitée et un dispositif de pénalités de retard pourrait être envisagé. 5. Indiquer sur le site du SDE, en temps réel, les installations autorisées, leur puissance cumulée, le pourcentage d'atteinte de l'objectif par filière, mais également la puissance cumulée prévue des projets en cours d'examen (LP 312-15) 6. Supprimer le seuil des installations d'énergies renouvelables (LP 321-1)
<p>La procédure de l'appel à projets en matière de production d'électricité issue d'énergies renouvelables</p>	<ol style="list-style-type: none"> 7. Prévoir le contrôle par le seul SDE de la capacité du réseau à absorber l'électricité supplémentaire résultant d'énergies renouvelables, <i>a fortiori</i> si le gestionnaire de réseau ou l'une de ses filiales est également candidat à l'appel à projets.
<p>Les installations électriques soumises à délégation de service public</p>	<ol style="list-style-type: none"> 8. Préciser dans le texte ou ses arrêtés d'application les cas dans lesquels une délégation de service public est prévue. 9. Prévoir que la durée des concessions hydrauliques n'excède pas la durée d'amortissement de l'investissement initial. 10. Prévoir une possibilité de prolongation, en cas de demande d'investissement supplémentaire par le délégant en cours de vie de la concession, si la durée d'amortissement du nouvel investissement dépasse la durée restante de la concession. 11. Si la durée de 75 ans est maintenue, prévoir qu'il s'agit d'un plafond absolu pour la durée totale de la concession, y compris après prolongations éventuelles.

	<p>12. Substituer le cas échéant aux concessions de longue durée actuelles, un régime de propriété publique des installations, le concessionnaire étant uniquement en charge de la gestion des ouvrages (affermage), afin de raccourcir la durée des concessions et de faciliter le changement de concessionnaire.</p>
<p>Les obligations d'achat de la production électrique issue d'énergies renouvelables</p>	<p>13. Transférer le rôle d'acheteur de l'énergie d'origine renouvelable injectée sur le réseau de transport au transporteur, ou, à défaut, prévoir explicitement les règles d'attribution au distributeur, en fonction de la localisation ou d'autres caractéristiques de ces installations</p>
<p>Le statut du gestionnaire du réseau de transports</p>	<p>14. Ajouter au IV de l'article LP 412-1 les mots « <i>sous la supervision du régulateur, à moindre coût et dans l'intérêt du consommateur</i> ».</p> <p>15. Ajouter au 4° de l'article LP 432-3 les mots « <i>d'une durée maximale de 30 ans</i> ».</p>