

République Française
TERRITOIRE DES ILES WALLIS ET FUTUNA



ETUDE D'IMPACT ECONOMIQUE ET SOCIAL RELATIVE A LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE DES ILES WALLIS ET FUTUNA

PERIODES 2016-2018 ET 2019-2023

RAPPORT FINAL



Wallis, Futuna et Alofi (Google Earth)



Numéro DNS	Version	Modification :	Date
THES-2017-003-DNS-002	3	A	31/03/2017



HISTORIQUE DU DOCUMENT

VERSION	DATE	MODIFICATION	REDACTION	RELECTURE
1	09/03/2017	Version initiale de travail	AL, FP	CM
2	17/03/2017	Version de travail complète	AL, FP	CM
3	31/03/2017	Version de travail finalisé	AL, FP	CM

SOMMAIRE

1	Etablissement des scénarios	5
1.1.	Rappel des mesures de la PPE	5
	Volet 1, concernant l'évolution de la demande en énergie :	5
	Volet 2, en termes de maîtrise de la demande en énergie :	5
	Volet 3 : développement des énergies renouvelables électriques :	6
	Volet 4, en termes de sécurité d'approvisionnement électrique :	6
	Volet 5, pour accompagner la transition énergétique :	7
	Volet 6, concernant la mobilité :	7
	Volet 7, en termes d'emplois et formation :	7
1.2.	Evaluation des types d'Energie mobilisable	10
1.2.1.	Ile de Wallis	10
1.2.2.	Iles de Futuna et Alofi	12
1.2.3.	La problématique du stockage	14
1.2.4.	Termes de référence pour l'établissement des scénarios	15
1.3.	Scénario « au fil de l'eau »	17
1.3.1.	Les hypothèses principales	17
1.3.2.	Evolution des besoins	17
1.3.3.	Choix des moyens de productions	19

1.3.4.	L'évolution des courbes de charges	21
1.4.	Scénario MAITRISE DE L'ENERGIE (MDE)	25
1.4.1.	Actions	25
1.4.2.	Evolution des besoins	26
1.4.3.	Choix des moyens de productions	28
1.4.4.	L'évolution des courbes de charges	30
2	Impact économiques et financiers	34
2.1.	Investissement nécessaire	34
2.1.1.	Dans les transports	34
2.1.2.	Dans le bâtiment	35
2.1.3.	Pour le développement des énergies renouvelables électriques	35
2.2.	Impact économiques	36
2.2.1.	Impacts sur le développement des réseaux	36
2.2.2.	Impact sur prix de l'énergie pour les consommateurs	37
2.2.3.	Impacts sur la consommation en énergie	40
2.3.	Impact sur les finances publiques	41
2.3.1.	Evolution des charges de la CSPE	41
2.3.1.	Sources de financement et impacts sur l'économie	42
2.3.2.	Impact sur les sources de financement de la collectivité	43
3	Impact social	44
3.1.	Une dépendance réduite	44
3.2.	Les ménages en situation de précarité énergétique	44
3.3.	La création d'emplois	44
3.4.	Formation à développer	45
4	Annexes	46

TABLE DES TABLEAUX

Synthèse des objectifs de la demande en électricité	8
Tableau des potentiels et contraintes des énergies renouvelables à Wallis	11
Tableau des potentiels et contraintes des énergies renouvelables à Futuna	13
Evaluation du montant de la taxe au kWh	43
Synthèse du potentiel de création d'emplois (Données Bureau International du Travail)	44

Préambule

Conformément à l'article 17 de la loi n°2105-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, la programmation pluriannuelle de l'énergie comporte une étude des impacts économiques et sociaux. Cette étude est fondée en partie sur la comparaison des effets de la mise en œuvre de la PPE par rapport au scénario fil de l'eau.

Elle comporte un volet consacré aux charges couvertes par la contribution au service public de l'électricité.

La PPE de Wallis et Futuna fait l'objet d'une étude d'impact portant les trois volets : environnement, économique et social.

L'étude d'impact portant sur l'environnement intitulée « Évaluation Environnementale Stratégique de la PPE de Wallis et Futuna » est jointe à la présente étude.

Le présent document constitue le volet étude d'impact Économique et Social de la PPE de Wallis et Futuna.

L'ordonnance n°2016-572 du 12 mai 2016 portant extension et adaptation aux îles Wallis et Futuna de diverses dispositions du code de l'énergie a été publiée le 13 mai 2016 au Journal Officiel et fixe les objectifs spécifiques pour Wallis et Futuna :

- **2030 > 50% d'énergie renouvelable**
- **2050 > 100% d'énergie renouvelable**

De plus, l'arrêté du 29 juin 2016 fixe la procédure et les conditions d'alignement des tarifs réglementés de vente de l'électricité dans les îles Wallis et Futuna sur les tarifs réglementés de vente en vigueur en métropole.

L'atteinte de ces objectifs est conditionnée par la capacité d'investissement des porteurs tout en leur assurant une rentabilité suffisante des capitaux engagés. Elle est également tributaire de nombreux facteurs inhérents à ces projets : faisabilité technico-économique, pertinence des mesures de compensation de leurs impacts environnementaux, capacité de lever les contraintes d'approvisionnement, capacité d'accueil du réseau des énergies renouvelables.

Elle est également liée au rythme de publication des appels d'offres de la CRE et à leur adaptation aux spécificités et objectifs des îles Wallis et Futuna.

1 ETABLISSEMENT DES SCENARIOS

1.1. RAPPEL DES MESURES DE LA PPE

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2016-2023 définie par le Territorial de Wallis et Futuna se décompose ainsi (extraits de la PPE, STE, 2017) :

Volet 1, concernant l'évolution de la demande en énergie :

- L'alignement tarifaire prévu d'ici 2020 (péréquation avec la métropole) va conduire à une augmentation de la consommation, comme cela a été rencontré sur d'autres territoires ;
- Parmi les scénarii proposés par EEWF (Eau et Electricité de Wallis et Futuna, exploitant du réseau électrique de Wallis et de Futuna), le scénario haut pour 2023 semble le plus probable : une consommation multipliée par 2.2 et une puissance de pointe multipliée par 2.4. Ces estimations ont vocation à être revues lors de la prochaine PPE.
- Un observatoire entre le Service des statistiques du Territoire de Wallis et Futuna, EEWF et l'ADEME va être mis en place pour analyser les consommations d'électricité et connaître les usages.

Volet 2, en termes de maîtrise de la demande en énergie :

- A ce stade, très peu d'actions de maîtrise de la demande en énergie (MDE) ont été menées sur le territoire de Wallis et Futuna ;
- Il est important que l'ADEME ait de véritables moyens d'action pour accompagner Wallis et Futuna dans la transition énergétique ;
- Quatre pistes d'action sont proposées :
 - Inciter l'achat de climatiseurs économes en énergie en modulant la fiscalité en fonction des performances énergétiques et en recommandant l'isolation de l'habitat.
 - Inciter le recours à l'eau chaude solaire en modulant la fiscalité et en utilisant le dispositif de valorisation des économies de la Contribution de Service Public de l'Electricité (CSPE) ;
 - Utiliser le dispositif de valorisation des économies de CSPE pour remplacer les ampoules à filament par des LED.
 - Avoir une action coordonnée de communication entre l'Etat, l'ADEME et EEWF.

Volet 3 : développement des énergies renouvelables électriques :

- Pour Wallis en 2023 :
 - 3 MW de photovoltaïque,
 - 500 kW de biomasse,
 - 100 kW de biogaz (récupération des déchets verts, lisiers, fosses septiques).
 - Le recours au stockage est nécessaire car l'application du seuil des 30% limite la puissance intermittente à 800 kW.
- Pour Futuna en 2023 :
 - 125 kW d'hydroélectricité,
 - 500 kW de photovoltaïque,
 - 1 MW d'éolien.
 - Le recours au stockage est nécessaire car l'application du seuil des 30% limite la puissance intermittente à 60kW.
- Par ailleurs, des études devront être menées pour analyser le potentiel et la faisabilité de projets de climatisation par eau de mer, de stockage par STEP et d'énergie marine.
- La réalisation de ces projets devrait permettre d'atteindre en 2023 un taux de pénétration des énergies renouvelables en électricité de 32% à 50% (selon le scénario d'évolution de la consommation).

Volet 4, en termes de sécurité d'approvisionnement électrique :

- Il est proposé de maintenir le critère de défaillance à 3heures.
- Pour Wallis :
 - On dispose actuellement de moyens de production permettant de faire face à la demande et passer la pointe avec une certaine marge de manœuvre.
 - Avec les projets de développement d'énergies renouvelables (ENR) dont la réalisation est prévue fin 2017, on peut recourir temporairement à des groupes de location et remplacer les deux groupes actuels obsolètes de 800kW par un seul groupe de 1250 kW.
 - Si les travaux des projets ENR n'avaient pas débuté fin 2017, il faudrait remplacer les deux groupes de 800kW obsolètes par deux groupes de 1250 kW.
- Pour Futuna :
 - le niveau de puissance garantie est proche de la pointe et la croissance doit être anticipée dès à présent pour assurer le passage de la pointe future.
 - Avec les projets ENR dont la réalisation est prévue fin 2017, on peut recourir temporairement à des groupes de location et ajouter deux groupes de 530 kW.
 - Si les travaux des projets ENR n'avaient pas débuté fin 2017, il faudrait ajouter cinq groupes de 530kW. Mais il convient d'avoir une approche progressive pour tenir compte de l'évolution réelle des consommations et pour ne pas pénaliser les projets d'énergies renouvelables. Ce point sera réexaminé lors de la prochaine PPE.

Volet 5, pour accompagner la transition énergétique :

- Pour les réseaux :
 - o Enfouissement du réseau Moyenne Tension (MT),
 - o Renouvellement partiel du réseau de distribution,
 - o Evolution du seuil de déconnexion des énergies renouvelables intermittentes : 35% en 2018 et 45% en 2023.
- Pour le comptage de l'électricité :
 - o Maintien du dispositif actuel non communicant, tout en étudiant un paramétrage des HP/HC non exploitée aujourd'hui,
 - o Volonté d'alignement sur les puissances souscrites métropolitaines en 2020.
- Pour le stockage :
 - o Recours à un stockage centralisé pour chaque île,
 - o Nécessité d'étude pour le dimensionnement dans les deux îles.

Volet 6, concernant la mobilité :

- Il est proposé de ne pas fixer pour le moment d'objectifs de déploiement à l'horizon 2018 ou 2023, mais mettre en œuvre les conditions nécessaires pour tester plusieurs dispositifs de :
 - o bornes de recharges de véhicules électriques,
 - o véhicules à faible émission dans les flottes de véhicules publics,
 - o minibus de ramassage scolaire,
 - o d'identification/analyse de possibilités de production de biocarburants à W&F
- Il est proposé d'engager une réflexion sur la mobilité afin de fixer des objectifs et répondre à cette obligation dans le cadre de la prochaine révision de la PPE (2018).

Volet 7, en termes d'emplois et formation :

Enfin, la collectivité souhaite que la transition énergétique se traduise par la création d'emplois locaux et souhaite que des formations de techniciens soient mises en place dans les domaines suivants du photovoltaïque, de l'eau chaude solaire et de l'isolation.

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2016-2023 est résumée dans le tableau ci-après.

Il est rappelé que bien que le secteur du transport constitue un enjeu important de par son impact carbone et sa part dans le bilan d'énergie finale, cette première PPE a été consacrée prioritairement au système électrique. L'enjeu du secteur transport fera l'objet de mesures plus développées dans le cadre de la prochaine révision de la PPE sur la base des éléments collectés et des projets.

Synthèse des objectifs de la demande en électricité

Synthèse 2017 de la Programmation Pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2016-2018 et 2018-2023 en matière de production d'électricité					
Source d'énergie	Outil de production	Capacité		Besoin (conso de pointe)	Production (MWh)
Wallis					
Etat des lieux - Année 2015					
Gazole	Centrale électrique de Mata-Utu, exploitée par EEWF.	7 groupes électrogènes. 6,78 MW installés. 4,28 MW garantis.		2,46 MW en 2015	15 300
Solaire photovoltaïque	1 unité exploitée par TEP Vertes	21 kWc	128 kWc		100
	4 unités exploitées par EEWF	107 kWc			
Total 2015 Wallis		6,908 MW		2,46 MW	15 400
% énergie renouvelable élec. 2015					1%
Projection - Année 2023					
Gazole	Centrale électrique de Mata-Utu, exploitée par EEWF.	6 groupes électrogènes + locations éventuelles. 6,43 MW installés. 3,93 MW garantis.		6 MW (x2,4 depuis 2015)	23 894
Solaire photovoltaïque, avec stockage	1 unité exploitée par TEP Vertes	21 kWc	3 128 kW		4 379
	4 unités exploitées par EEWF	107 kWc			
	Toitures sur plus de 30 bâtiments publics	2 MW			
	Toitures sur zone d'activités de Lavegahau	1 MW			
	Toitures privées	<i>Non estimé</i>			
Biomasse	Centrale électrique exploitant la biomasse, à Malaé	500 kW (par tranches progressives)			4 000
Biogaz	Installation de production électrique à partir de biogaz (déchets verts, vidange fosses septiques, lisiers)	100 kW		800	
Total 2023 Wallis (projet)		10,158 MW		6 MW	33 073
% énergie renouvelable élec. 2023					28%

Futuna et Alofi
Etat des lieux - Année 2015

Gazole	Centrale électrique exploitée par EEWf.	4 groupes électrogènes. 1,72 MW installés. 0,66 MW garantis.	0,5 MW en 2015	2 578
Solaire photovoltaïque	1 unité exploitée par TEP Vertes	51 kWc		55
Hydro-électricité	Centrale hydro-électrique de Vainifao	200 kW		467
Total 2015 Futuna-Alofi		1,971 MW	0,5 MW	3 100
% énergie renouvelable élec. 2015				17%

Projection - Année 2023

Gazole	Centrale électrique exploitée par EEWf.	6 groupes électrogènes + locations éventuelles 2,78 MW installés. 1,72 MW garantis.	1,2 MW (x2,4 depuis 2015)	4 026	
Solaire photovoltaïque, avec stockage	Unité exploitée par TEP Vertes	51 kWc		551 kWc	771
	Toitures, notamment sur bâtiments publics	500 kWc			
Hydro-électricité	Centrale hydro-électrique de Vainifao	200 kW		325 kW	1 625
	Petites unités hydro-électriques, notamment à Gutavai, Vai et Vainui	125 kW			
Eolien, avec stockage	Centrale éolienne sur Alofi (avec câble sous-marin)	1 MW		1 500	
Total 2023 Futuna-Alofi (projet)		4,656 MW	1,2 MW	7 922	
% énergie renouvelable élec. 2023				49%	

Total Wallis, Futuna, Alofi

Etat des lieux - Année 2015	8,879 MW	3 MW	18466
Production énergies renouvelables élec. 2015			622
% énergie renouvelable élec. 2015			3%
Projection - Année 2023	14,814 MW	7,2 MW	40 995
Production énergies renouvelables élec. 2015			13 075
% énergie renouvelable élec. 2023			32%

1.2. EVALUATION DES TYPES D'ÉNERGIE MOBILISABLE

1.2.1. Ile de Wallis

Potentiel Terrestre :

L'île de Wallis ne comportant aucun cours d'eau son potentiel hydroélectrique est nul.

Le potentiel éolien a fait l'objet d'une étude relativement poussée en 1997 par la société VERGNET. Ce document démontre l'existence d'un potentiel intéressant sur le site de la pointe de Matala'a.

Le potentiel Photo voltaïque est bien entendu très bon et ne sera limité que par la disponibilité du foncier. Les toitures existantes peuvent être équipées sans contrainte foncière. Cette piste est sans doute la plus intéressante.

Wallis possède un couvert forestier intéressant et un climat qui permet une production végétale abondante. Il est également envisageable de relancer une exploitation du coprah qui peut être utilisé dans des moteurs diesel modifiés. L'expérience montre toutefois que ce type de filière, bien que générateur de main d'œuvre, est long et difficile à mettre en place.

De plus l'élevage des porcs est une activité importante qui génère des lisiers en quantité relativement importante. Ces éléments permettent d'envisager à terme une production électrique basée sur la valorisation de la biomasse.

Potentiel Maritime :

Compte tenu de la taille du lagon, Wallis ne possède aucun potentiel en énergie houlomotrice.

La réalisation d'une unité exploitant l'énergie thermique des mers (ETM), n'est pas envisageable non plus compte tenu de la topographie des fonds qui impose une longueur très importante pour la canalisation d'eau profonde.

La présence de nombreuses passes dans le lagon pourrait permettre l'installation d'hydroliennes mais cette technologie n'est pas encore mature et là encore, la taille du lagon imposerait des linéaires de câbles sous-marins très importants, ce qui rendrait la solution économiquement non viable.

Les technologies utilisables dans le contexte de Wallis sont donc résumées dans le tableau ci-dessous :

Technologie	Potentiel existant	Contraintes	Commentaires
Hydroélectricité	Nul	Présence de cours d'eau avec dénivelé	Impossible à mettre en œuvre
Eolien terrestre	Bon sur la facade Est (très urbanisée)	Maîtrise du foncier sur le site de Matala'a	Possible techniquement si le foncier est maîtrisé
Photovoltaïque sur toitures	Très bon	Accord des propriétaires	facile à mettre en œuvre
Photovoltaïque au sol	Très bon	Maîtrise du foncier (1,5 hectare par MWc installé)	Possible techniquement si le foncier est maîtrisé
Biomasse végétale	Bon	Gestion de la coupe et de la replantation de la ressource	Possible techniquement si la chaîne d'approvisionnement (coupe ou plantation) est mise en place
Biomasse animale	Limité	Gestion de la collecte des lisiers dans un contexte d'élevages traditionnels	Difficile compte tenu de la faible quantité et de la collecte
Energie Houlomotrice	Nul	Présence de houle proche de la côte	Technologie non mature et contexte inadapté
Energie Thermique des mers	Nul	Présence de grande profondeur proche de la côte	Technologie non mature et contexte inadapté
Hydroliennes	Nul	Présence de courants (Passes) proche de la côte	Technologie non mature et contexte inadapté

Tableau des potentiels et contraintes des énergies renouvelables à Wallis

Aucune énergie marine n'est adaptée au contexte de Wallis compte tenu de l'état actuel des technologies et du contexte particulier induit par le lagon qui ceinture l'île.

En ce qui concerne les énergies terrestres, les technologies adaptées au contexte sont les suivantes :

- Le photovoltaïque sur toiture qui est facile à mettre en œuvre
- Le photovoltaïque au sol à condition de maîtriser le foncier
- L'éolien terrestre sur le site de Matala'a qui suppose la maîtrise du foncier
- La biomasse végétale qui nécessite la mise en place d'un circuit de collecte
- La biomasse animale qui sera difficile à mettre en œuvre compte tenu du morcellement du gisement.

1.2.2. Iles de Futuna et Alofi

Potentiel Terrestre :

L'île de Futuna comporte de nombreux cours d'eau qui présentent un potentiel hydroélectrique intéressant.

Le potentiel éolien a fait l'objet d'une étude relativement poussée en 1997 par la société VERGNET. Ce document démontre l'existence d'un potentiel intéressant sur le site du plateau de Futu. L'île d'Alofi présente un gisement exceptionnel mais l'étude VERGNET écarte cette hypothèse en raison de la nécessité de mettre en place un câble sous-marin qui renchérirait considérablement les coûts.

Le potentiel Photo voltaïque est bien entendu très bon et ne sera limité que par la disponibilité du foncier. Les toitures existantes peuvent être équipées sans contrainte foncière. Cette piste est sans doute la plus intéressante.

Futuna possède un couvert forestier très important et un climat qui permet une production végétale abondante. De plus l'élevage des porcs est une activité importante qui génère des lisiers en quantité relativement importante. Ces éléments permettent d'envisager à terme une production électrique basée sur la valorisation de la biomasse.

Potentiel Maritime :

Futuna, qui ne possède pas de lagon, présente un très bon potentiel en énergie houlomotrice. Cette technologie n'est malheureusement aujourd'hui pas encore mature et ne peut être intégrée aux prévisions.

La réalisation d'une unité exploitant l'énergie thermique des mers (ETM), est également envisageable compte tenu de la topographie des fonds. Ce type de technologie est aujourd'hui au point pour les systèmes de climatisation mais il suppose l'existence d'un besoin important (centre administratif, hôtel...) ce qui paraît peu adapté au contexte Futunien.

La passe située entre Futuna et Alofi génère de forts courants qui pourrait permettre l'installation d'hydroliennes mais cette technologie n'est pas encore mature, il n'est donc pas envisageable de la retenir dans les prévisions.

Les technologies utilisables dans le contexte Futunien sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Technologie	Potentiel existant	Contraintes	Commentaires
Hydroélectricité	Intéressant	Présence de cours d'eau avec dénivelé.	Facile à mettre en œuvre
Eolien terrestre	Bon sur les facades Est et Nord	Maîtrise du foncier et des accès	Possible techniquement si le foncier est maîtrisé
Photovoltaïque sur toitures	Très bon	Accord des propriétaires	facile à mettre en œuvre
Photovoltaïque au sol	Très bon	Maîtrise du foncier (1,5 hectare par MWc installé)	Possible techniquement si le foncier est maîtrisé
Biomasse végétale	Bon	Gestion de la coupe et de la replantation de la ressource	Possible techniquement si la chaîne d'approvisionnement (coupe ou plantation) est mise en place
Biomasse animale	Limité	Gestion de la collecte des lisiers dans un contexte d'élevages traditionnels	Difficile compte tenu de la faible quantité et de la collecte
Energie Houlomotrice	Bon	Présence de houle proche de la côte	Technologie non mature
Energie Thermique des mers	Bon	Présence de grande profondeur proche de la côte	Technologie non mature
Hydroliennes	Bon	Présence de courants (Passes) proche de la côte	Technologie non mature

Tableau des potentiels et contraintes des énergies renouvelables à Futuna

Les îles de Futuna et Alofi possèdent un bon potentiel pour les énergies marines mais les technologies ne sont pas encore disponibles, sauf pour la climatisation (SWAC) qui nécessite un besoin important pour être rentable. Il conviendra toutefois de maintenir une veille technologique sur ces sujets.

En ce qui concerne les énergies terrestres, les technologies adaptées au contexte sont les suivantes :

- Le photovoltaïque sur toiture qui est facile à mettre en œuvre
- Le photovoltaïque au sol à condition de maîtriser le foncier
- L'éolien terrestre sur le plateau de FUTU qui suppose la maîtrise du foncier
- La biomasse végétale qui nécessite la mise en place d'un circuit de collecte
- La biomasse animale qui sera difficile à mettre en œuvre compte tenu du morcellement et de la taille du gisement.

1.2.3. La problématique du stockage

Le recours aux énergies renouvelables intermittentes (éolien ou photovoltaïque) impose l'utilisation d'un stockage au-delà d'un certain taux de pénétration. Cette contrainte est d'autant plus forte que le réseau est isolé et de petite taille.

Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) :

Cette technologie consiste à pomper de l'eau dans un bassin élevé en guise de stockage et à turbiner cette eau pour produire de l'énergie en fonction des besoins. Ce procédé est souvent utilisé sur la base d'installations hydroélectriques existantes et pour de courtes périodes d'appoint. Il existe quelques rares cas d'installations sur des réseaux insulaires (Ile de Hierro aux Canaries) mais aucune sur des réseaux aussi réduits. Les coûts de génie civil sont en effet très importants et la gestion du système reste complexe et nécessite une maintenance importante.

Le rendement de ce type de stockage est limité par le rendement des pompes et des turbines (environ 75 %). Il est donc de l'ordre de 60 %, ce qui est relativement faible.

Enfin, l'impact foncier de ce type de stockage est très important et nous paraît difficile à gérer dans le contexte local.

Même si le relief des Iles de Wallis et Futuna est compatible avec ce type d'installation, il nous paraît peu envisageable d'avoir recours à une STEP sur les îles de Wallis et Futuna.

Stockage d'Hydrogène et Pile à Combustible (PAC) :

Cette technologie consiste à :

- Hydrolyser de l'eau pour produire de l'hydrogène et de l'oxygène
- Stocker l'hydrogène à haute pression (environ 700 bars)
- Produire de l'électricité à l'aide d'une pile à combustible qui utilise de l'hydrogène et de l'oxygène.

Cette technologie connaît un fort développement mais les rendements sont encore assez faibles (de l'ordre de 50 %) et les retours d'expérience sont encore limités.

Compte tenu du contexte insulaire, il nous paraît peu envisageable d'avoir recours à un stockage hydrogène avec PAC sur les îles de Wallis et Futuna tant que cette technologie n'est pas suffisamment mature.

Stockage Batteries :

Le stockage par batterie repose sur l'utilisation de composés chimiques qui permettent de stocker l'énergie sous forme électrochimique et de la restituer à la demande. Cette technologie connaît actuellement une véritable explosion en raison du développement en cours des véhicules électriques et des énergies renouvelables. Les prix du stockage batterie de masse baissent très rapidement et la technologie est maintenant disponible chez un grand nombre de fournisseurs.

Outre cette maturité, le stockage batterie est celui qui offre le meilleur rendement avec environ 80 % et la plus faible maintenance.

Son principal défaut est que la durée de vie des éléments qui compose les unités de stockage est d'environ 10 ans et qu'il faut impérativement prévoir une filière de récupération et d'envoi des déchets vers un centre de traitement.

Le stockage batterie nous parait donc être le plus adapté au contexte de Wallis et Futuna en raison des éléments suivants :

- **Meilleur rendement**
- **Coût de stockage plus faible**
- **Peu d'emprise foncière**
- **Technologie mature et nécessitant peu de maintenance**
- **Modularité du système.**

Approche de coûts

Le coût du stockage peut être estimé sur la base des éléments suivants :

- Durée de vie du stockage : 10 ans
- Coût initial : 180 MXPF
- Maintenance : 6 % par an, soit 11 MXPF/an
- Ratio d'utilisation : 35 % de la puissance totale

Evaluation du coût au kWh pour le stockage

Puissance :	1 000 kW
Ratio :	35%
Puissance moyenne :	350 kW
Production annuelle:	2 940 000 kWh
Coût d'investissement :	180 000 000
Durée d'amortissement	10 ans
Taux de maintenance :	6%
Coût annuel :	28 800 000
Coût au kWh stocké :	9.80

1.2.4. Termes de référence pour l'établissement des scénarios

Les deux faits majeurs des dernières années dans le domaine des énergies renouvelables sont les suivants :

- Effondrement du coût du kWc installé en Photovoltaïque
- Disponibilité à un coût abordable d'unités de stockage de l'énergie

Le couplage de ces deux évolutions technologiques rend tout à fait envisageable et économiquement réaliste la généralisation du photovoltaïque avec stockage.

En effet, le photovoltaïque possède les qualités suivantes :

- Coût d'investissement faible
- Très grande flexibilité d'implantation (peu sensible au lieu d'implantation, possibilité de fragmenter les sites, pas de génie civil,...)
- Contraintes de maintenance très faibles
- Très bonne prévisibilité de la production
- Durée de vie des installations bien maîtrisées (10 ans pour les onduleurs et 25 ans pour les panneaux)
- Très bonne qualité du signal électrique produit

Le stockage en batteries conteneurisées possède lui les qualités suivantes :

- Grande compacité (2 MWh dans un conteneur de 20 pieds)
- Prix maîtrisé (150 MXPF pour 1 MW et 2 MWh)
- Facilité d'installation et de raccordement n'importe où sur le réseau interconnecté
- Conception modulaire procurant une très bonne fiabilité et une maintenance aisée
- Déplacement ou remplacement très facile

Paramètres utilisés pour les scénarios

Les paramètres pris en compte pour la construction des scénarios sont les suivants :

Paramètres				2015	scenario tendanciel Dimenc		scenario tension Dimenc		Coût d'investissement	
Energie	Disponibilité	Nb heure	GES (g eq CO2/an)	Cout kWh sans aide 2015	Evolution n cout %/an	Cout 2030	Evolution cout %/an	Cout 2030	Unité	Montant
Solaire PV particulier	15%	1 300 H	50	35.0	0.0%	35.0	0.0%	35.0	kW	500 000
Solaire PV grande installation	17%	1 450 H	50	30.0	0.0%	30.0	0.0%	30.0	kW	400 000
Eolien	18%	1 600 H	11	28.0	0.0%	28.0	0.0%	28.0	kW	550 000
Hydro stockage	46%	4 000 H	6	35.0	0.0%	35.0	0.0%	35.0	kW	1 500 000
Hydro fil de l'eau	39%	3 400 H	6	25.0	0.0%	25.0	0.0%	25.0	kW	1 000 000
Biomasse combustion	80%	7 000 H	15	35.0	0.0%	35.0	0.0%	35.0	kW	1 200 000
Biomasse méthanisation	86%	7 500 H	15	30.0	0.0%	30.0	0.0%	30.0	kW	900 000
Thermique (Diesel)	95%	8 300 H	1179	65.0	2.4%	97.3	3.1%	109.2	kW	-
Stockage batterie	91%	8 000 H	-	10.0	0.0%	10.0	0.0%	10.0	kW	180 000

L'évolution du coût de revient du kWh ENR (PV, éolien, biomasse et stockage) a été pris égal à 0 en considérant que les progrès technologiques vont dans le pire des cas effacer le montant de l'inflation. Le scénario synergie prend en compte une politique de réduction de la consommation (MDE) énergétique mais réaliste qui permet dans un premier temps de diminuer la consommation puis de la maintenir à un niveau raisonnable.

Le solaire PV avec stockage a été favorisé pour les raisons indiquées au paragraphe 4.2.1. mais les autres ENR ont cependant été prises en compte dans le scénario.

Le coût global de production de PV avec stockage sur les Iles Wallis et Futuna est donc de l'ordre de 30 + 10, soit 40 XPF/kWh, à comparer au prix de revient de 65 XPF/kWh de la production actuelle au gazole.

Les objectifs fixés à minima sont les suivants :

- Au moins 50 % de l'électricité produite par des ENR en 2030
- 100 % de l'électricité produite par des ENR en 2050.

1.3. SCENARIO « AU FIL DE L'EAU »

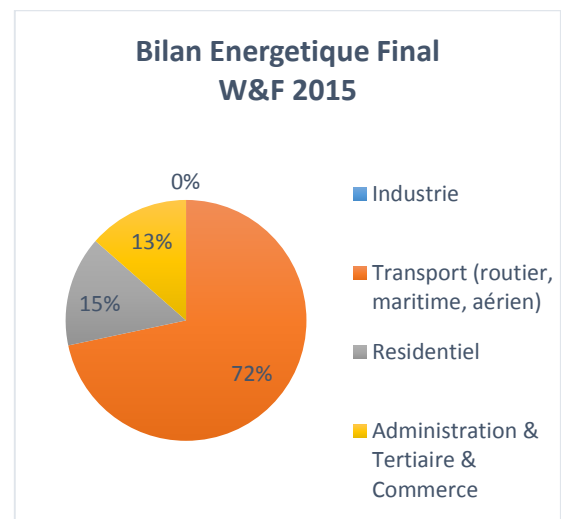
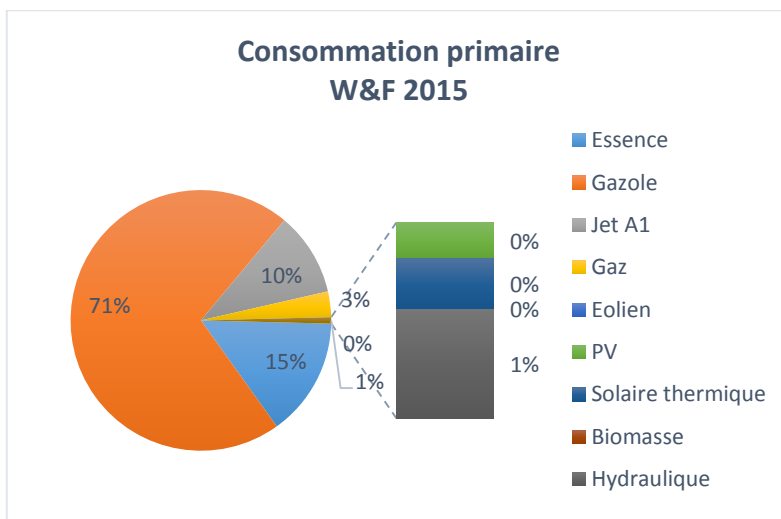
1.3.1. Les hypothèses principales

Eléments	Commentaire	Indicateur
Population	Réduction du phénomène d'émigration pour tendre vers une stabilisation	-1%/an jusqu'à 2025 0%/an jusqu'à 2030
Economique	Développement économique modéré grâce à la réduction du cout de l'énergie	2%/an jusqu'à 2025 3%/an jusqu'à 2030
	Développement modéré du tourisme	0,5%/an jusqu'à 2025 1,5%/an jusqu'à 2030
Transport	Evolution du nombre d'immatriculation sur la même tendance que les 10 années passée	5%/an jusqu'à 2025 1%/an jusqu'à 2030
	Consommation unitaire des véhicules à la baisse suivant la tendance mondiale	-2%/an jusqu'à 2025 -1%/an jusqu'à 2030

Ce scénario correspond à un développement de la consommation dans les conditions actuelles sans effort particulier sur la MDE.

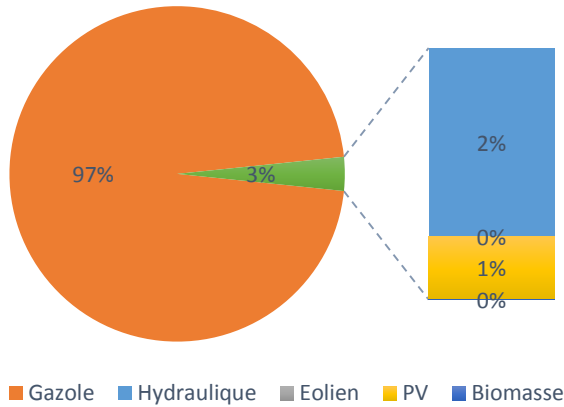
1.3.2. Evolution des besoins

L'analyse des besoins actuels indique une forte dépendance aux énergies fossiles dont une large majorité est consommé par les transports (routier, maritime et aérien).

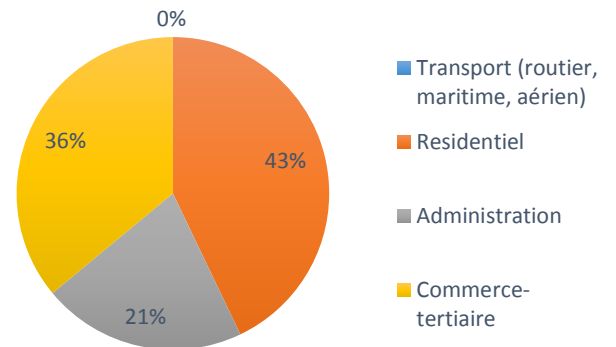


Concernant l'électricité, la part du renouvelable en 2015 n'est que de 3%. Et la majorité des consommations provient du secteur résidentiel même si globalement la répartition entre l'administration, le résidentiel et le tertiaire est équilibré.

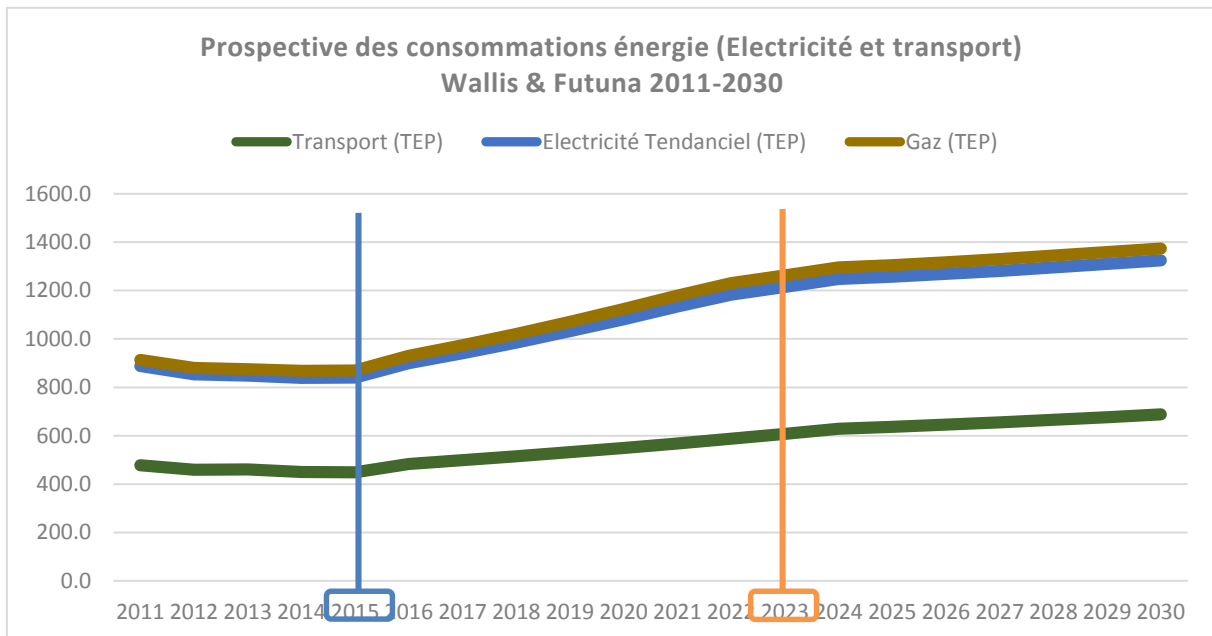
Production énergie électrique W&F 2015



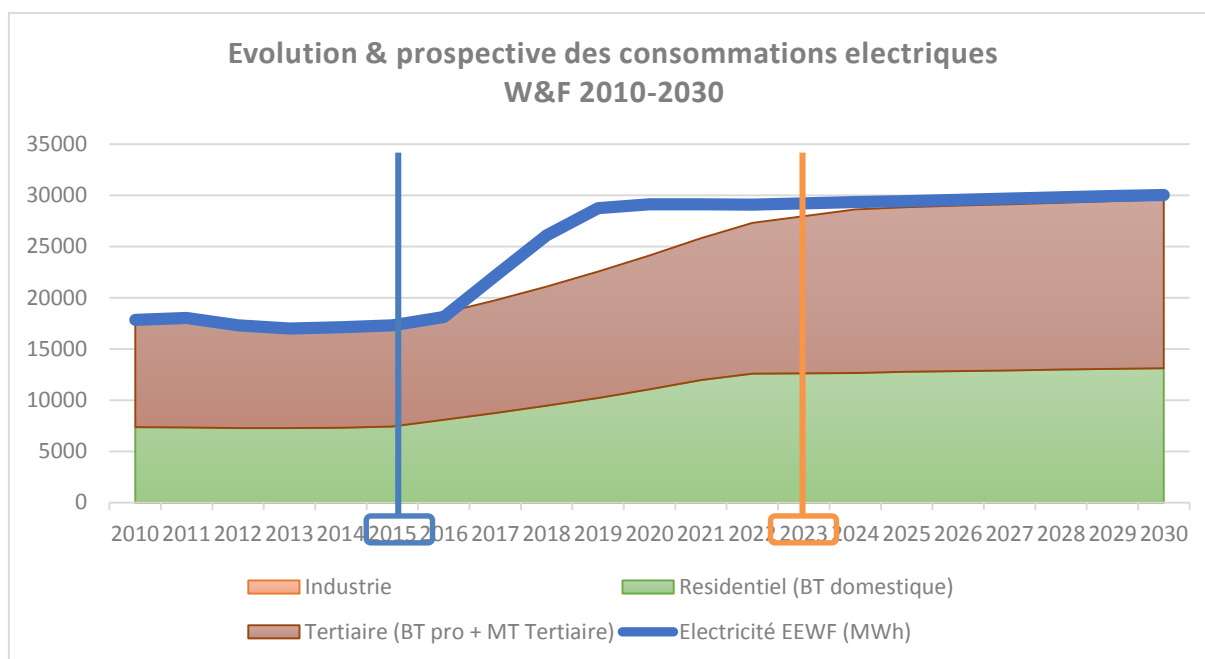
Consommation électricité W&F 2015



A l'avenir, la prospective met en évidence l'accroissement de la consommation électrique ainsi que celle lié au transport qui est conséquente.



En analysant plus spécifiquement les consommations électriques, celles-ci vont évoluer fortement dans les années à venir même si nos hypothèses d'augmentation sont moins accentuées que celles de EEFW. Néanmoins avec 8% d'augmentation annuelle moyenne, la consommation électrique évoluera bien à hausse notamment avec la part résidentiel qui bénéficiera directement des effets de la péréquation.



L'impact de l'alignement du tarif sur le tarif national est très important pendant les 5 prochaines années. Cela explique le ressaut de la courbe bleue présent sur la courbe de production d'électricité.

1.3.3. Choix des moyens de productions

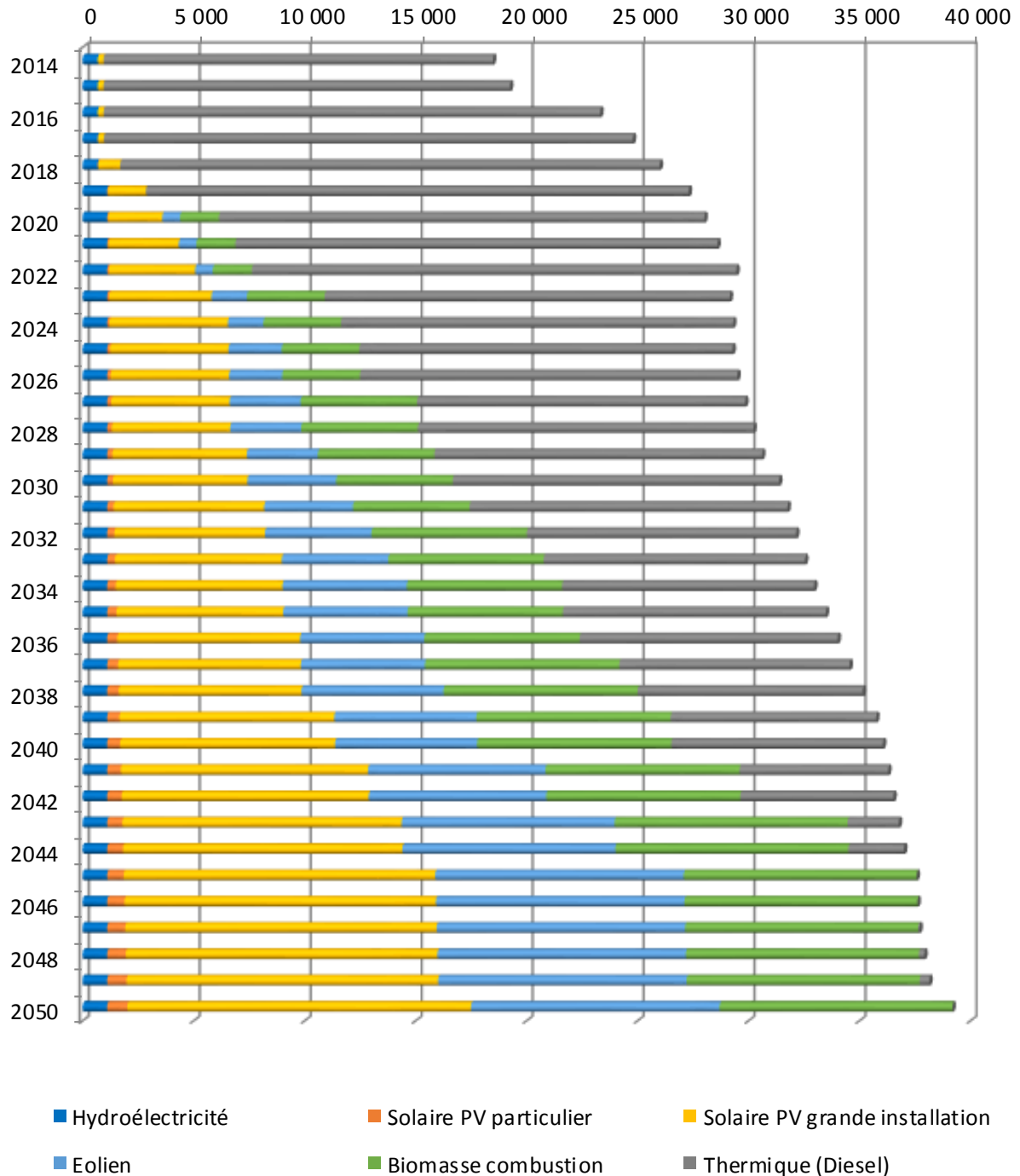
Le scénario a été élaboré en intégrant :

- Les données de la PPE.
- L'installation de PV particulier au rythme de 10 kW/an jusqu'en 2015 et 20 kW/an au-delà.
- L'installation progressive de 10 MW de photovoltaïque sur toiture ou au sol par tranche de 500 kW.
- La mise en place de 7 MW de puissance éolienne.
- La réalisation de centrales biomasse végétale (bois, déchets verts ou coprah) pour une puissance totale de 1.500 kW
- La réalisation d'unités de méthanisation pour une puissance de 100 kW.
- La mise en place de 32 MWh de stockage. Ce dispositif étant indispensable pour passer à 100 % d'ENR.

Le graphique de placement de l'énergie dans le temps est présenté ci-après.

Placement de l'énergie sur Wallis et Futuna - Scénario fil de l'eau

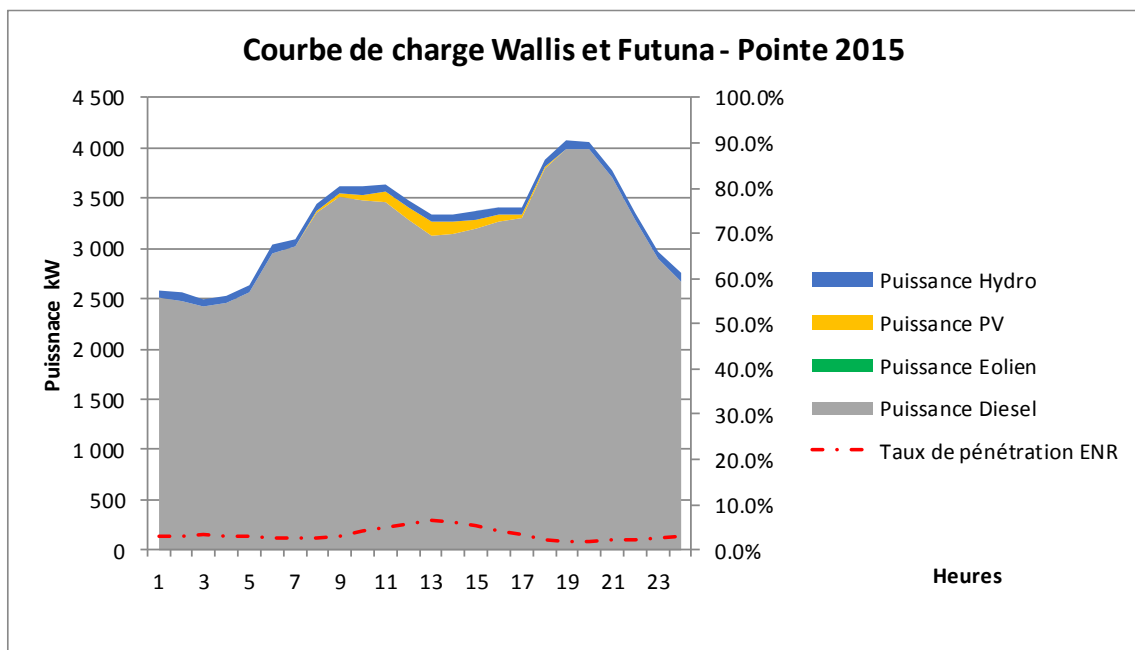
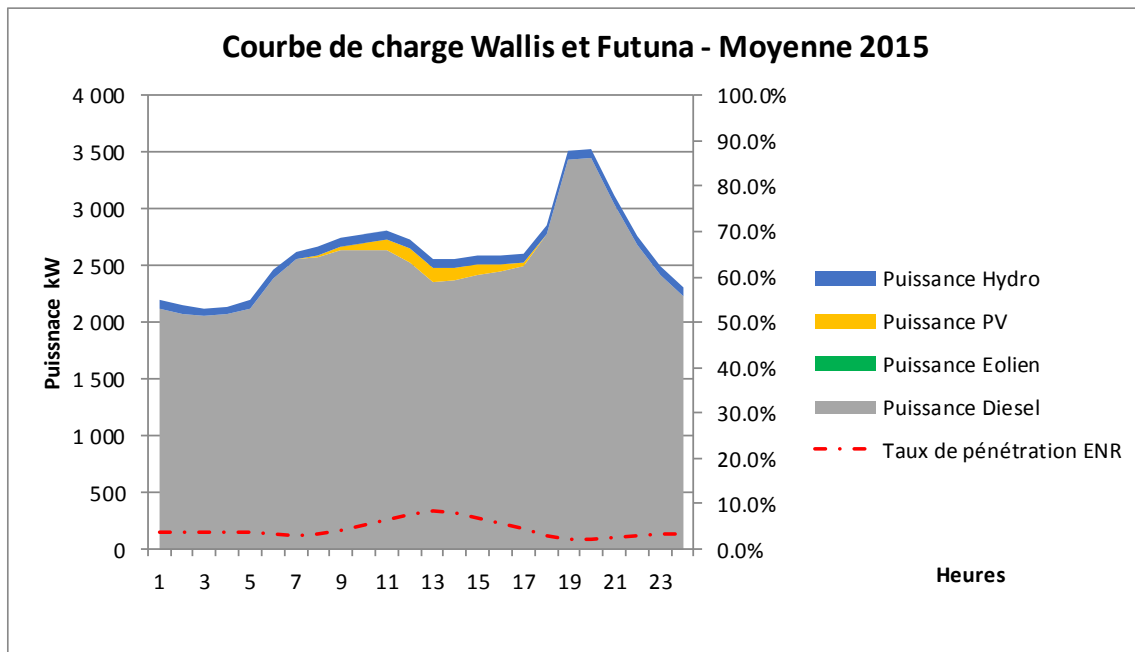
Production en MWh/an



1.3.4. L'évolution des courbes de charges

Année 2015

Les courbes 2015 sont basées sur les moyens de production existants et une évolution tendancielle de la consommation.

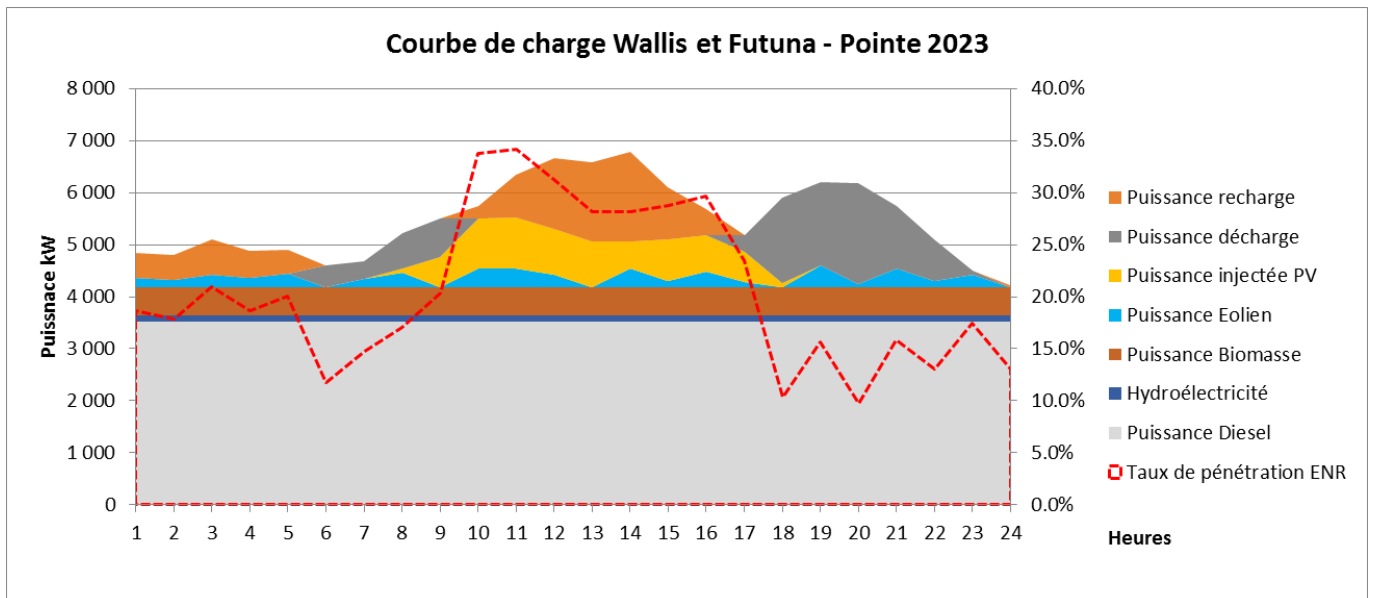
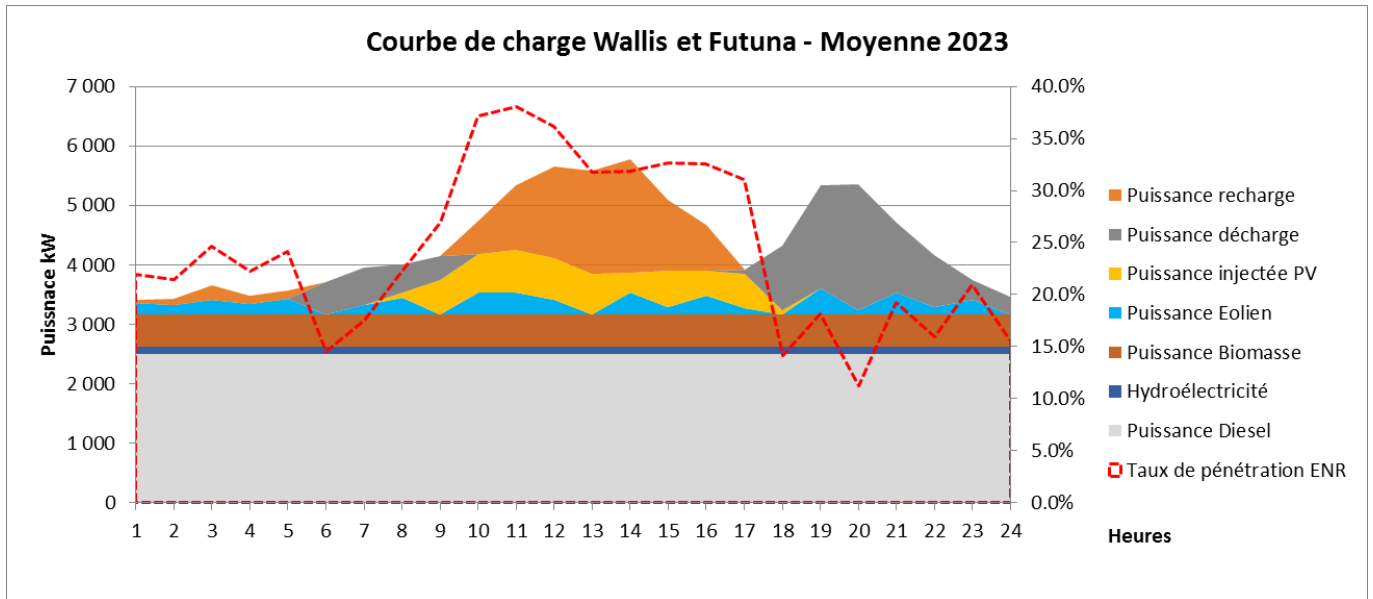


Le taux de pénétration ENR est très faible, proche de 3 % en moyenne avec des pointes à 8 % grâce au photovoltaïque existant.

Année 2023

L'objectif de l'année 2023 est d'assurer 32 % de la production électrique à l'aide d'énergies renouvelables. Cet objectif est atteint en disposant de :

- 3.249 kW en PV (particuliers et centrales confondus)
- 1.000 kW d'éolien
- 600 Kw de biomasse
- 325 Kw d'hydroélectricité au fil de l'eau
- 10.000 kWh de stockage

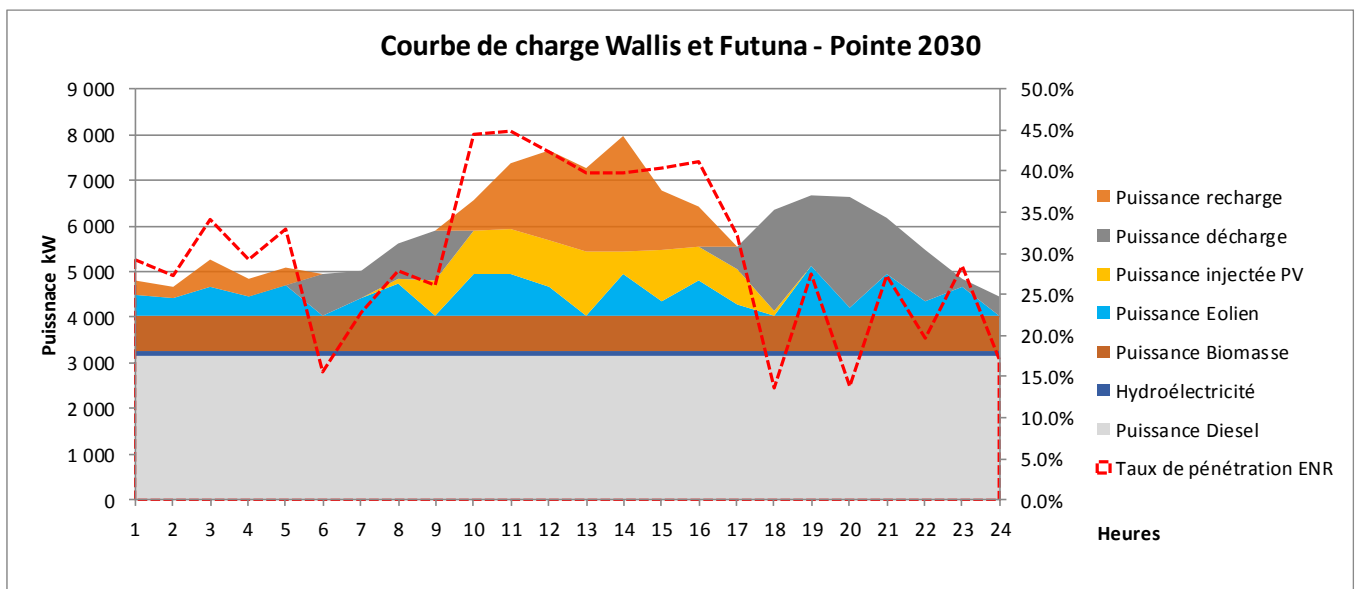
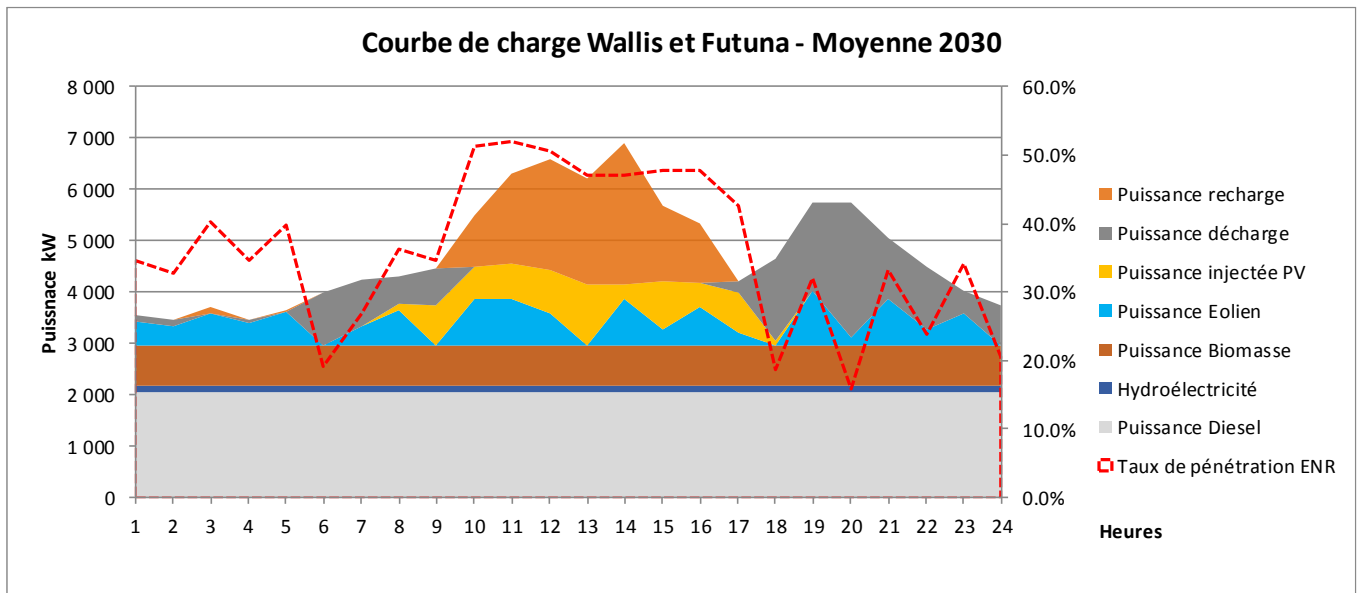


Le taux de pénétration des ENR monte ponctuellement à 38 %. Cette forte proportion d'ENR est permise par la mise en place de 10 MWh de stockage.

Année 2030

L'objectif de l'année 2030 est d'assurer 50 % de la production électrique à l'aide d'énergies renouvelables. Cet objectif est atteint en disposant de :

- 4.379 kW en PV (particuliers et centrales confondus)
- 2.500 kW d'éolien
- 850 kW de biomasse à combustion (brûlage de déchets verts, élagage, cocos...) et méthanisation
- 325 kW d'hydroélectricité
- 12.000 kWh de stockage

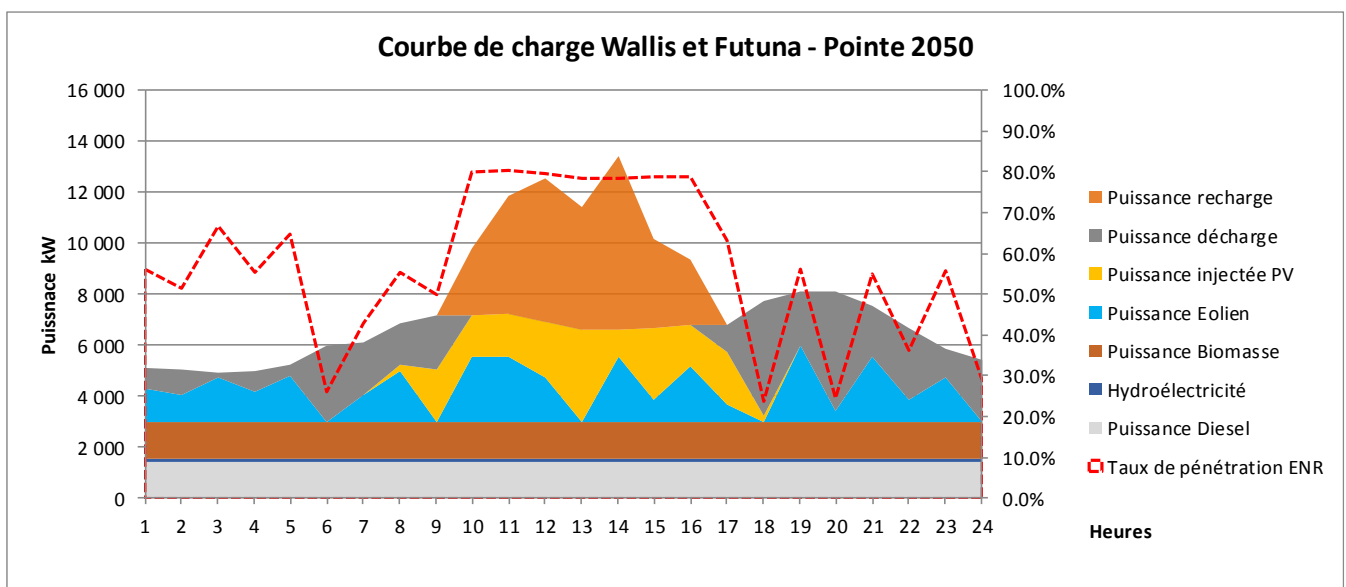
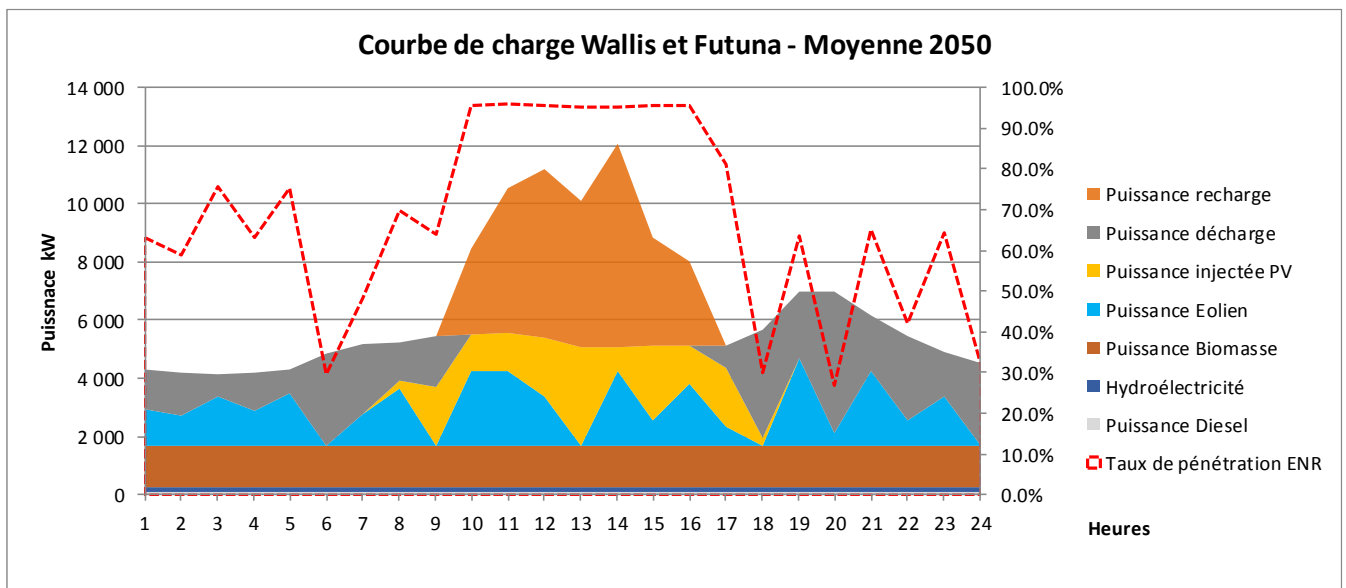


Le taux de pénétration des ENR monte ponctuellement plus de 50 %. Cette très forte proportion d'ENR est permise par la mise en place du stockage.

Année 2050

L'objectif de l'année 2050 est de parvenir à 100 % de la production électrique à l'aide d'énergies renouvelables. Cet objectif est atteint en disposant de :

- 11.379 kW en PV (particuliers et centrales confondus)
- 7.000 kW d'éolien
- 1.600 kW de biomasse à combustion (brûlage de déchets verts, élagage, cocos...) et méthanisation
- 325 kW d'hydroélectricité
- 32.000 kWh de stockage



Même si la production d'énergie est assurée à 100 % par des énergies renouvelables, il sera nécessaire, au moins dans un premier temps, de conserver une puissance diesel de l'ordre de 1.000 kW en secours et en cas d'événement climatique extrême.

1.4. SCENARIO MAITRISE DE L'ENERGIE (MDE)

La PPE de Wallis et Futuna intègre une politique de la MDE au travers d'actions précises dont les gains électriques sont attendus et pour lesquels un suivi sera mené.

1.4.1. Actions

Les axes majeurs d'intervention décrits dans la PPE concernent :

- Inciter l'achat de climatiseurs économes en énergie en modulant la fiscalité en fonction des performances énergétiques et en recommandant l'isolation de l'habitat
- Inciter au recours à l'eau chaude solaire en utilisant le dispositif de valorisation des économies de la CSPE
- Améliorer l'efficacité de l'éclairage en interdisant les ampoules à filament
- Promouvoir les actions de sensibilisation avec une action coordonnée entre les acteurs (Etat, ADEME, EEWF...)

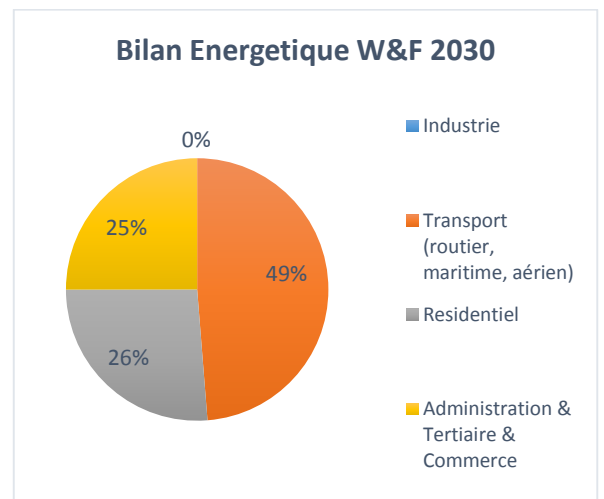
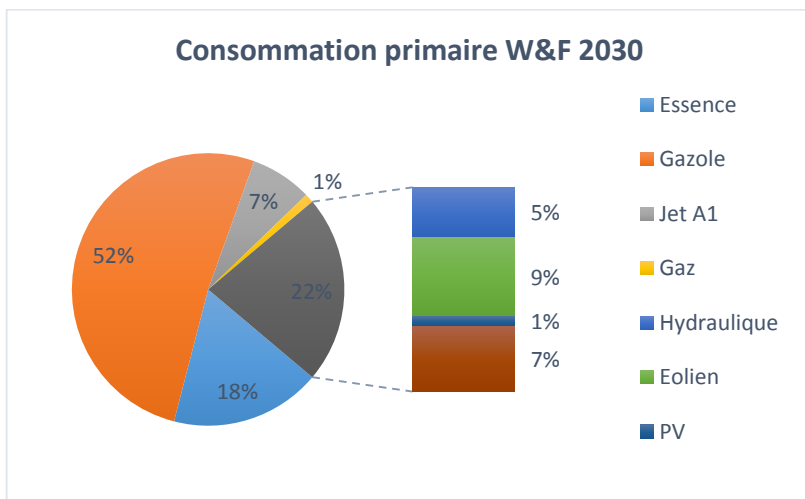
Les actions suggérées pour le résidentiel et le tertiaire sont :

- Sensibiliser les usagers à réduire le gaspillage énergétique et en généralisant les éco-gestes. La compréhension et l'appropriation des objectifs et du bénéfice collectif apporté aux systèmes énergétiques insulaires sont indispensables pour que chaque client s'inscrive dans cette évolution des modes de consommation
- l'efficacité énergétique dans le résidentiel :
 - Les évolutions technologiques liées aux systèmes d'éclairage doivent être diffusées largement avec l'interdiction des lampes incandescentes et la généralisation de la gestion de l'éclairage (minuterie, réduction des puissances...)
 - Le remplacement des appareils électroménagers énergivore par des équipements à haute performance (classe A++) grâce à la mise en place de campagnes ponctuels de diffusion.
 - Inciter l'installation de chauffe-eau solaire en remplacement des chauffe-eau gaz ou électrique
 - Réduire les besoins en climatisation en améliorant la performance thermique des bâtiments et notamment en isolant les bâtiments neufs et existants
 - Améliorer l'efficacité des équipements de climatisation en interdisant à l'importation les équipements de classe énergétique faible ou non étiqueté
- l'efficacité énergétique dans le tertiaire :
 - Optimiser la consommation informatique en intégrant la performance énergétique dans l'architecture informatique et en sélectionnant des équipements performants labellisés (Energy Star...)
 - Réduire les besoins en climatisation en améliorant la performance thermique des bâtiments et notamment en isolant les bâtiments neufs et existants
 - Améliorer l'efficacité des équipements de climatisation et de production de froid en imposant interdisant à l'importation les équipements de classe énergétique faible ou non étiqueté

- Généraliser des diagnostics énergétiques des administrations et des édifices tertiaires en vue d'établir des programmes d'améliorations adaptés
- Les évolutions technologiques liées aux systèmes d'éclairage doivent être diffusées largement avec l'interdiction des lampes incandescentes et la généralisation de la gestion de l'éclairage (minuterie, réduction des puissances...)
- L'efficacité énergétique dans le patrimoine communal :
 - Mettre en place des programmes dédiés aux communes permettant d'analyser le potentiel de maîtrise de l'énergie interne et d'agir sur les consommations de fluides (énergie et eaux).
 - l'éclairage public. Les communes réaliseront des programmes de travaux permettant de réaliser des économies d'énergie, avec notamment l'utilisation de technologies innovantes particulièrement économes.
- Pour le transport :
 - Mutualisation des moyens transports pour notamment le ramassage scolaire
 - Développer les modes de déplacement doux avec une politique public d'aide à l'acquisition et la réalisation d'aménagement adaptée
 - Véhicules à faible émission dans la flotte de véhicules publics
 - Initier une réflexion stratégique sur le transport dans le long terme et réaliser un schéma du transport à l'échelle de chaque île.
 - Former à l'éco conduite
 - Accompagner pour améliorer l'efficacité énergétique des véhicules (sélection véhicules adapté au besoin, entretien moteur, pneu...)

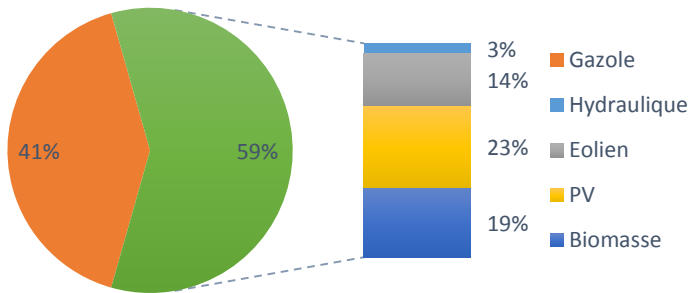
1.4.2. Evolution des besoins

L'analyse des besoins à venir permet d'améliorer la performance sur les transports (routier notamment) qui demeure le premier poste de consommation énergétique.

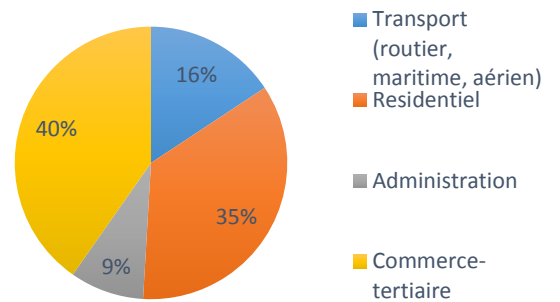


Concernant l'électricité, la part du renouvelable en 2030 peut atteindre près de 60%. Et la majorité des consommations demeureront le secteur résidentiel même si la conversion du parc automobile thermique en véhicule électrique augmentera mécaniquement la consommation électrique.

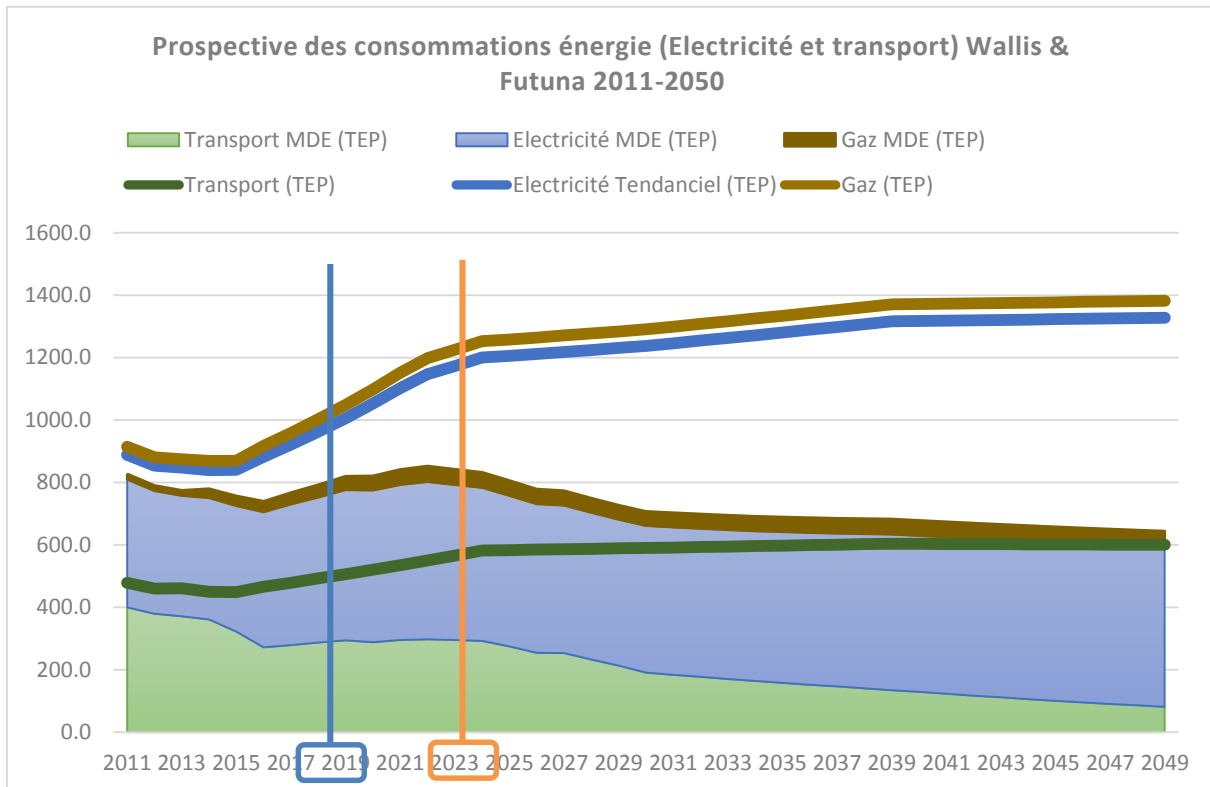
Production énergie électrique W&F 2030



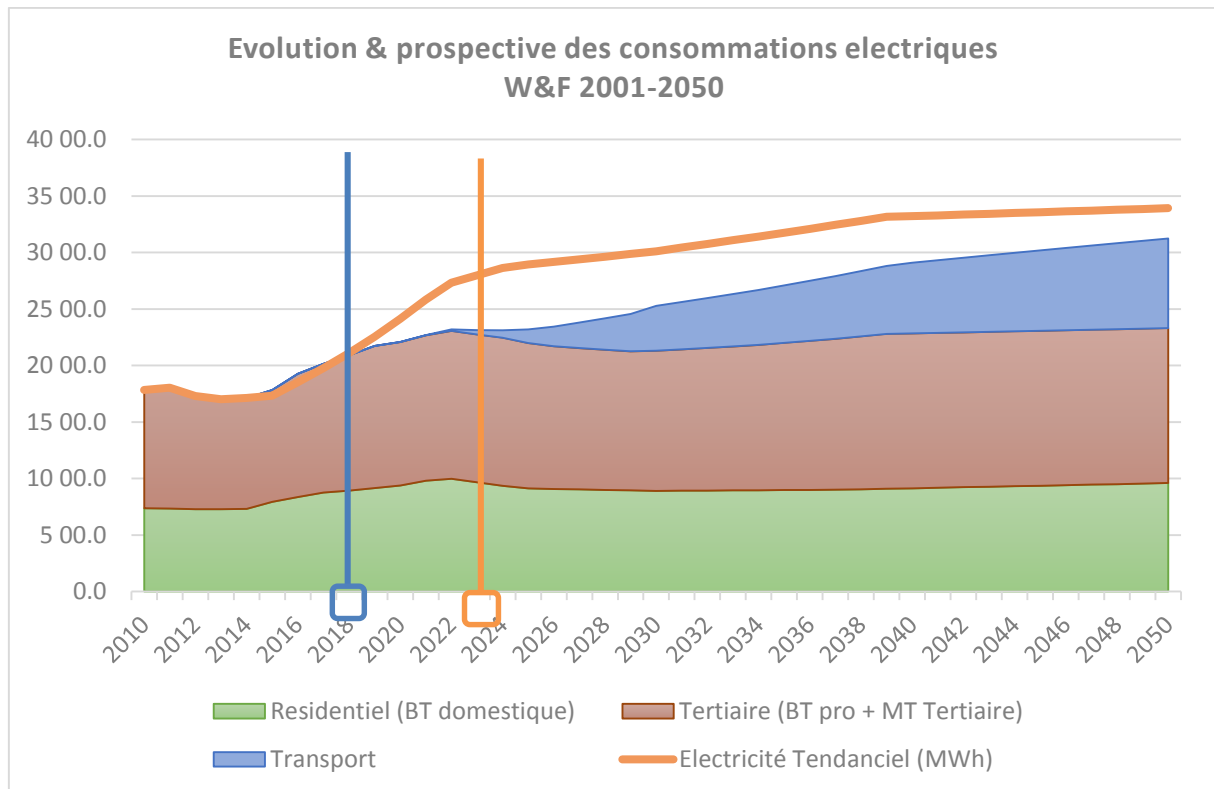
Consommation électricité W&F 2030



A l'avenir, la prospective met en évidence l'accroissement de la consommation électrique lié au transport et donc grâce à l'amélioration du rendement spécifique une diminution de la consommation énergétique liée au transport.



En analysant plus spécifiquement les consommations électriques, celles-ci évolueront moins fortement que dans le scénario de référence mais seront compensé en bonne partie par le transfert des consommations liées au transport.



1.4.3. Choix des moyens de productions

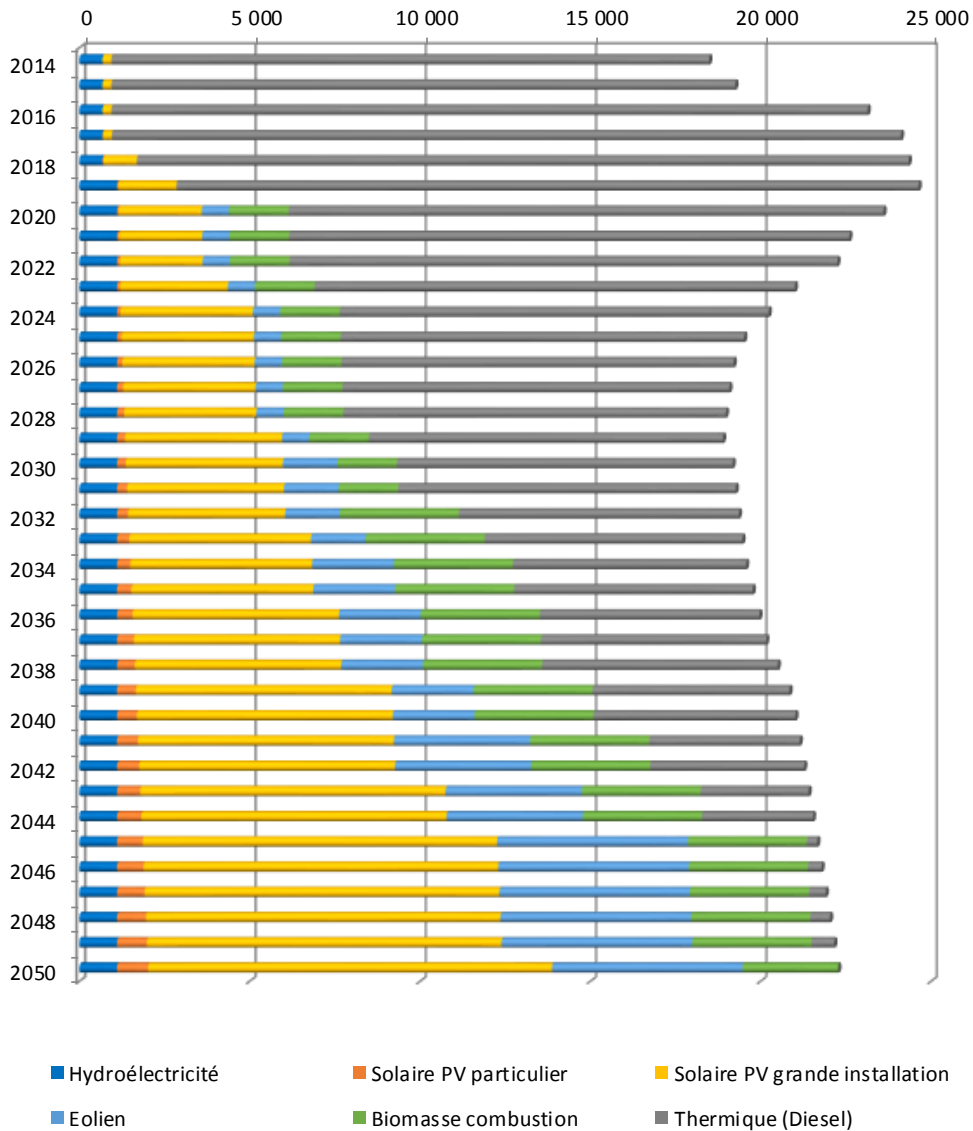
Le scénario a été élaboré en intégrant :

- Les données de la PPE
- L'installation de PV particulier au rythme de 10 kW/an jusqu'en 2015 et 20 kW/an au-delà.
- L'installation progressive de 7,5 MW de photovoltaïque sur toiture ou au sol par tranche de 500 kW.
- La mise en place de 3,5 MW de puissance éolienne.
- La réalisation de centrales biomasse végétale (bois, déchets verts ou coprah) pour une puissance totale de 500 kW
- La réalisation d'unités de méthanisation pour une puissance de 100 kW.
- La mise en place de 26 MWh de stockage. Ce dispositif étant indispensable pour passer à 100 % d'ENR.

Le graphique de placement de l'énergie dans le temps est présenté ci-après.

Placement de l'énergie sur Wallis et Futuna - Scénario MDE

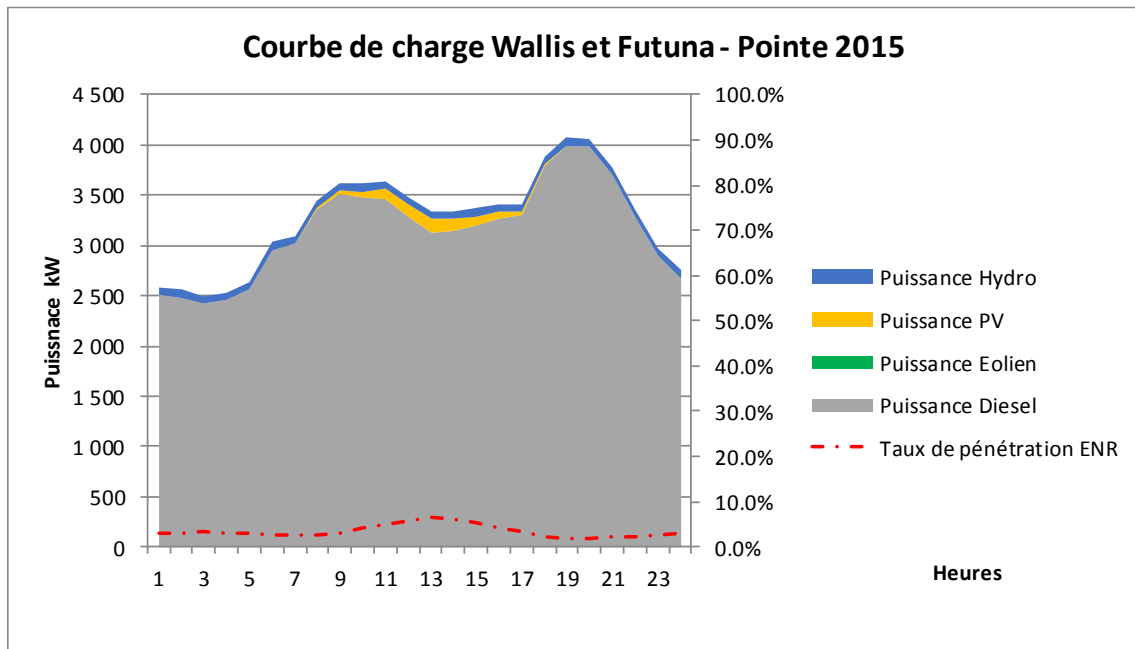
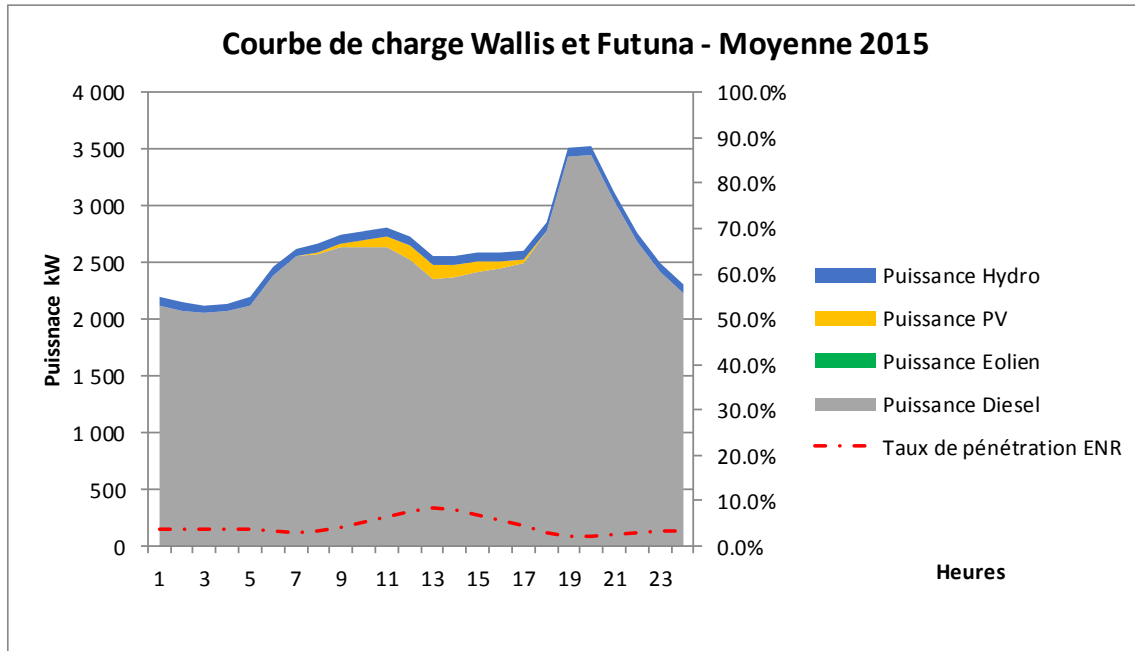
Production en MWh/an



1.4.4. L'évolution des courbes de charges

Année 2015

Les courbes 2015 sont basées sur les moyens de production existants et une évolution tendancielle de la consommation.

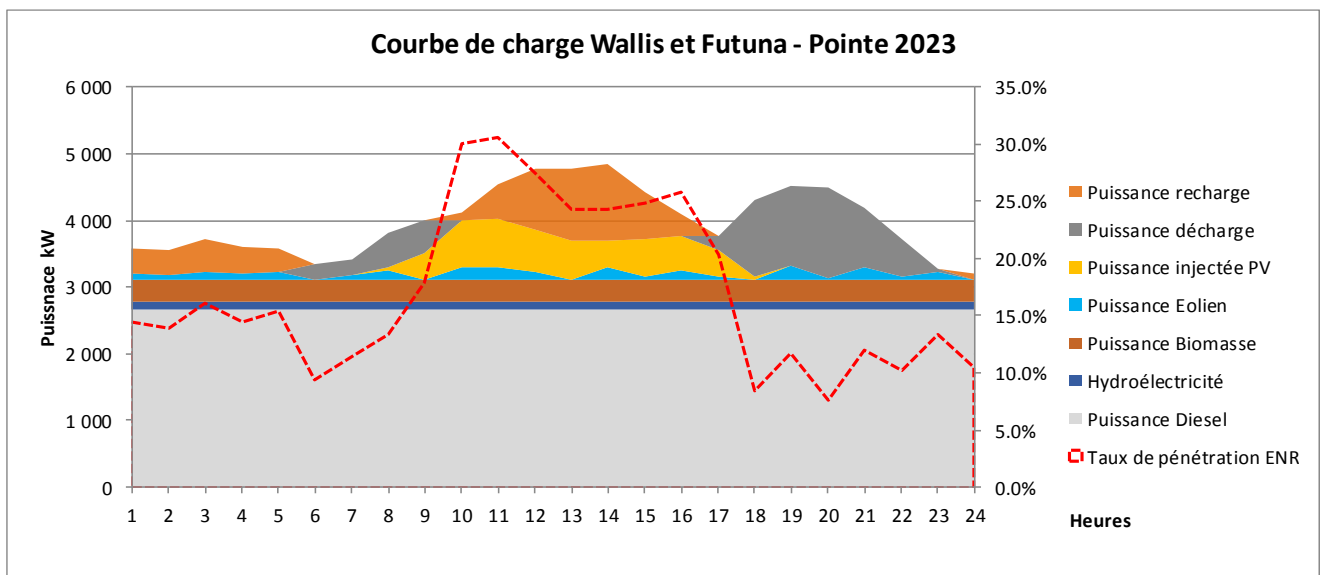
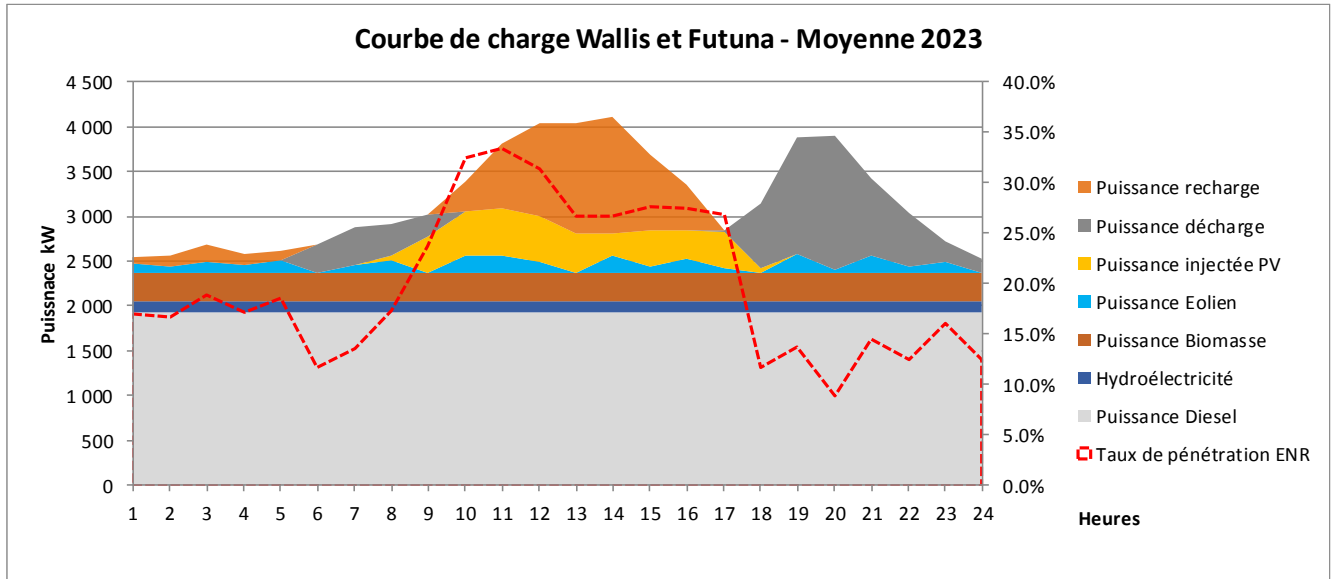


Le taux de pénétration ENR est très faible, proche de 3 % en moyenne avec des pointes à 8 % grâce au photovoltaïque existant.

Année 2023

L'objectif de l'année 2023 est d'assurer 32 % de la production électrique à l'aide d'énergies renouvelables. Cet objectif est atteint en disposant de :

- 2.249 kW en PV (particuliers et centrales confondus)
- 500 kW d'éolien
- 350 Kw de biomasse
- 325 Kw d'hydroélectricité au fil de l'eau
- 8.000 kWh de stockage

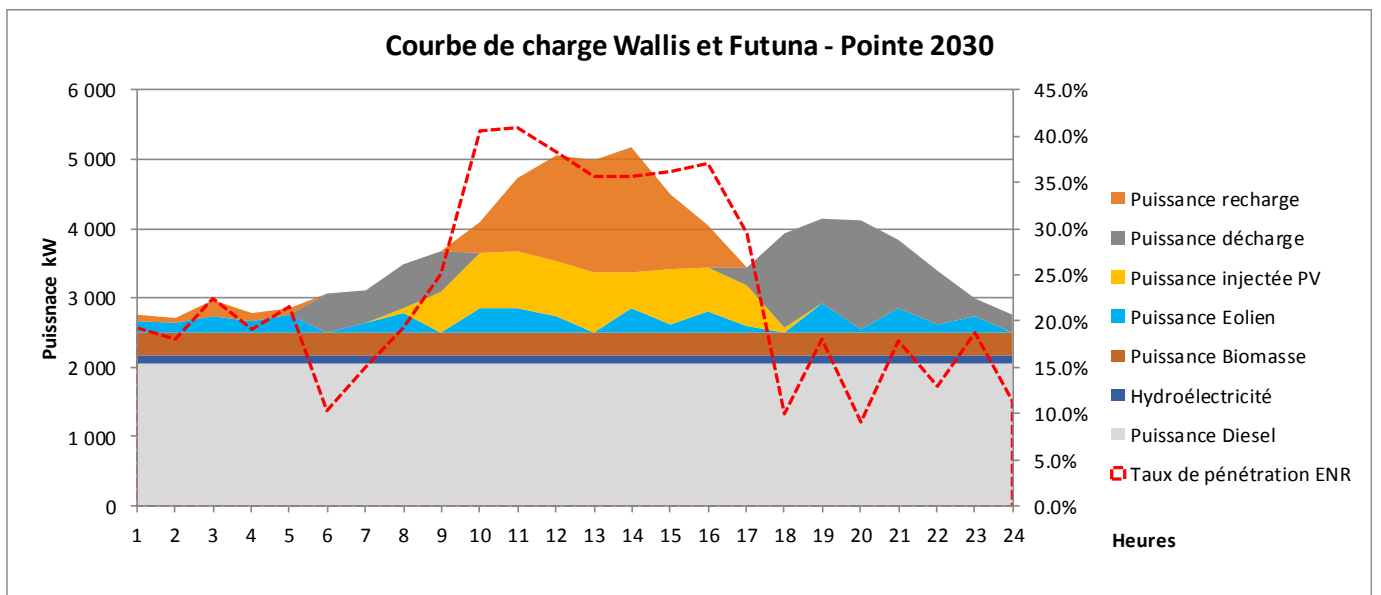
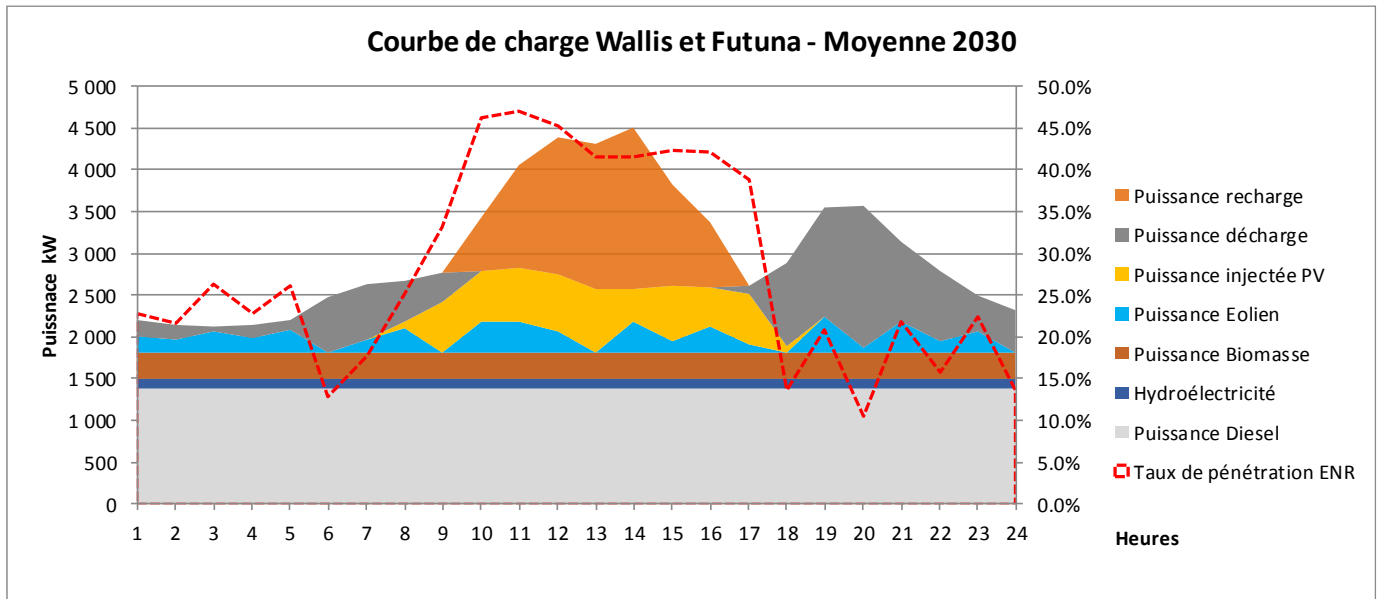


Le taux de pénétration des ENR monte ponctuellement à 33 %. Cette forte proportion d'ENR est permise par la mise en place de 8 MWh de stockage.

Année 2030

L'objectif de l'année 2030 est d'assurer 50 % de la production électrique à l'aide d'énergies renouvelables. Cet objectif est atteint en disposant de :

- 3.379 kW en PV (particuliers et centrales confondus)
- 1.000 kW d'éolien
- 350 kW de biomasse à combustion (brûlage de déchets verts, élagage, cocos...) et méthanisation
- 325 kW d'hydroélectricité
- 10.000 kWh de stockage

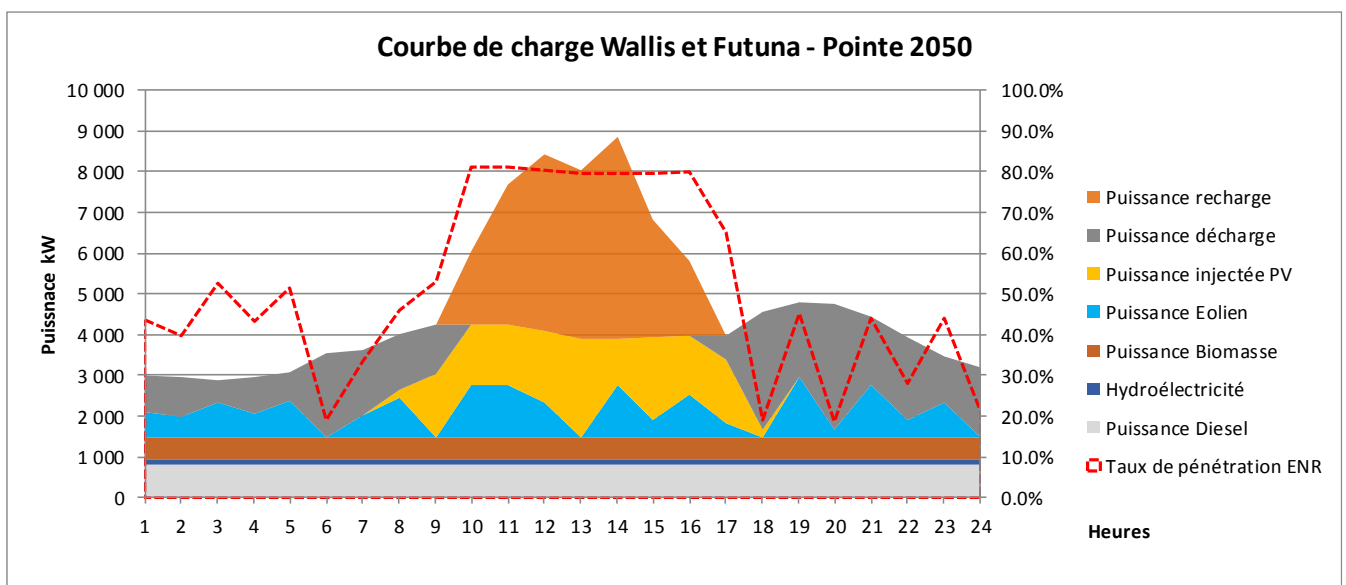
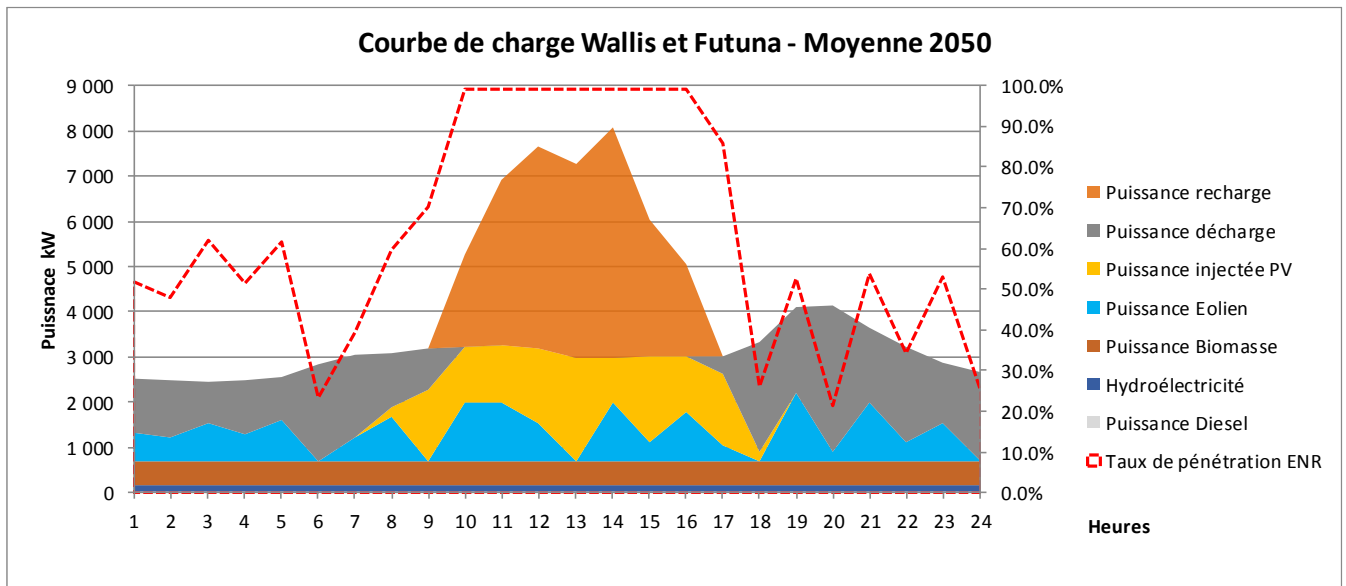


Le taux de pénétration des ENR monte ponctuellement plus de 45 %. Cette très forte proportion d'ENR est permise par la mise en place du stockage.

Année 2050

L'objectif de l'année 2050 est de parvenir à 100 % de la production électrique à l'aide d'énergies renouvelables. Cet objectif est atteint en disposant de :

- 8.879 kW en PV (particuliers et centrales confondus)
- 3.500 kW d'éolien
- 600 kW de biomasse à combustion (brûlage de déchets verts, élagage, cocos...) et méthanisation
- 325 kW d'hydroélectricité
- 26.000 kWh de stockage



Même si la production d'énergie est assurée à 100 % par des énergies renouvelables, il sera nécessaire, au moins dans un premier temps, de conserver une puissance diesel de l'ordre de 1.000 kW en secours et en cas d'événement climatique extrême.

2 IMPACT ECONOMIQUES ET FINANCIERS

Les actions de développement des énergies renouvelables, de maîtrise de la demande d'énergie, de mobilité durable, de remplacement des moyens de production représentent un besoin de financement à hauteur de 18 100 millions de Francs CFP sur la période 2017-2050.

Il est nécessaire de structurer un dispositif local de renforcement de l'emploi et des compétences afin de maximiser les retombées pour le territoire induites par la mise en œuvre de la PPE et pour développer les compétences dans les îles.

2.1. INVESTISSEMENT NECESSAIRE

Le besoin de financement des actions MDE, et de soutien aux énergies renouvelables s'élèverait à 12,7 milliards de Francs CFP contre 13,3 milliard dans le scénario « au fil de l'eau » uniquement basé sur les moyens de production.

2.1.1. Dans les transports

Le secteur des transports pèse pour 72% des consommations d'énergie primaire de Wallis et Futuna : c'est le premier secteur consommateur d'énergie.

La PPE propose de mettre en œuvre les conditions nécessaires pour tester plusieurs dispositifs :

- Bornes de recharges de véhicules électriques
- Véhicules à faible émission dans la flotte de véhicules publics
- Minibus de ramassage scolaire
- Identification et analyse de possibilité de production de biocarburant
- Engager la réflexion sur la mobilité afin de fixer des objectifs et répondre à cette obligation pour la prochaine révision de la PPE (2018)

Exemple d'action de MDE sur la mobilité

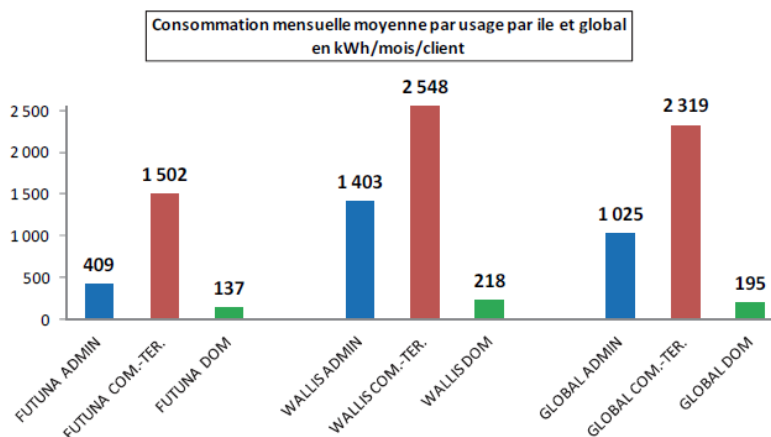
- Accompagner pour améliorer l'efficacité énergétique des véhicules (sélection véhicules adapté au besoin, entretien moteur, pneu...)
- Initier une démarche permettant l'émergence de véhicule à énergie électrique d'origine renouvelable
- Objectif de 20% de véhicules électriques dans les flottes administratives avec installation de bornes de recharge : sélection, tests et suivi des performances avant dissémination (voitures, 4*4, vélos, utilitaires de moins d'une tonne de charge utile, avec ou sans location de batteries).
- Service de minibus de ramassage scolaire (financement à étudier).
- Etude / analyse des biocarburants qui pourraient être produits à WF pour leur développement et intégration dans l'essence et le gazole.
- Développement de services innovants (covoiturage dynamique, nouvelles formes d'autopartage, véhicules automatisés, nouveaux services vélo, ...) ou d'utilisation innovante de ces services (réorganisation d'activités, mutualisation des personnels et véhicules pour les services à la personne par exemple) et l'évaluation du potentiel de ces services en termes de réduction de l'usage de la voiture particulière.

- Mieux connaître les situations de précarité énergétique dans la mobilité et soutenir les personnes en situation de précarité en développant un outil de diagnostic de vulnérabilité de la mobilité

L'ensemble des actions a un cout estimé à 5,4 milliards de francs sur 15 ans dont près de 5,1 milliard sont directement attribué à la mobilité électrique.

2.1.2. Dans le bâtiment

Les administrations ainsi que les locaux tertiaires avec des ratios de consommations très important sont des cibles à privilégier pour engager les actions de maîtrise de l'énergie. Ainsi les clients de la branche commerciale tertiaire consomment en moyenne 2700 kWh/mois soit 5 fois plus que la référence la plus élevé.



Classiquement, les postes énergivores sont liés à l'usage de la climatisation dans des locaux inadaptés ce qui génère des consommations importantes.

Afin d'identifier plus précisément les postes à améliorer, un diagnostic sera mené sur les principaux utilisateurs du réseau électrique.

Pour compléter la démarche, les administrations devront tendre vers des bâtiments à haute performance avec des équipements adaptés. Les thématiques à travailler sont principalement :

- L'enveloppe des bâtiments et plus particulièrement l'isolation de la toiture
- Les systèmes de rafraîchissement
- Les systèmes d'éclairage
- L'optimisation des réseaux (serveurs) informatique
- La production d'eau chaude sanitaire

L'ensemble des actions d'amélioration des bâtiments tertiaire et résidentiel a un cout estimé à 4,1 milliards de francs sur 15 ans dont près de 1,8 milliard pour le résidentiel, 1,1 milliard pour l'administration et 1,2 milliard pour le tertiaire.

2.1.3. Pour le développement des énergies renouvelables électriques

Au regard des objectifs de développement des énergies renouvelables arrêtés dans la PPE, les tableaux ci-dessous donnent une estimation du montant des investissements nécessaires pour permettre la construction des unités de production en fonction du scénario mis en œuvre.

Les besoins en investissement pour réaliser le **scénario ENR au fil de l'eau** sont estimés à environ **13,27 milliards** sur la période. Ils se répartissent de la façon suivante :

- 350 millions en photovoltaïque particulier
- 4,2 milliards en centrales photovoltaïques
- 3,85 milliards en éolien
- 100 millions en hydroélectricité
- 1,8 milliards en biomasse combustion
- 90 millions en méthanisation
- 2,88 milliards en stockage

Même en tenant compte du montant de ces investissements, le solde cumulé en 2050 est positif de 50 milliards par rapport au scénario tendanciel et de 71 milliards par rapport au scénario tension.

Les besoins en investissement pour réaliser le **scénario ENR MDE** sont estimés à environ **8,6 milliards** sur la période. Ils se répartissent de la façon suivante :

- 350 millions en photovoltaïque particulier
- 3,2 milliards en centrales photovoltaïques
- 1,92 milliards en éolien
- 100 millions en hydroélectricité
- 600 million en biomasse combustion
- 90 millions en méthanisation
- 2,34 milliards en stockage

Même en tenant compte du montant de ces investissements, le solde cumulé en 2050 est positif de 26 milliards par rapport au scénario tendanciel et de 38 milliards par rapport au scénario tension.

2.2. IMPACT ECONOMIQUES

2.2.1. Impacts sur le développement des réseaux

Le recours à des unités de production ENR avec stockage permet de foisonner les sites de stockage et de production, en particulier pour le solaire photovoltaïque.

Il est alors possible, si le foncier le permet, de créer des unités de production à proximité des centres de consommation. Les conséquences de cette décentralisation de la production et du stockage sont les suivantes :

- Délestage du réseau de transport qui est moins sollicité qu'avec un centre de production unique
- Diminution des pertes en ligne qui représentent aujourd'hui environ 6 % de la production
- Stabilisation du réseau en fréquence et en tension
- Sécurisation de l'approvisionnement qui ne dépend plus d'un moyen unique de production.

La mise en place d'unités de production électrique décentralisées améliorera donc la qualité du service et permettra de limiter les renforcements des réseaux de transport dans l'avenir.

2.2.2. Impact sur prix de l'énergie pour les consommateurs

Le programme ENR n'aura aucun impact sur le tarif de l'électricité puisque celui-ci sera aligné sur le tarif commun de la péréquation.

Par contre, le passage progressif aux véhicules électriques et la mise en œuvre d'une politique de MDE permettra d'améliorer l'utilisation de l'énergie et donc au final de réduire la facture globale d'énergie payée par les consommateurs à service équivalent.

	2015	2030	2050
BUDGET PRODUCTION ELECTRIQUE	1 252	2 543	5 057
BUDGET CONSO ELEC	1 516	2 532	2 870
BUDGET GAZ	53	101	148
BUDGET TRANSPORT	460	865	1 412

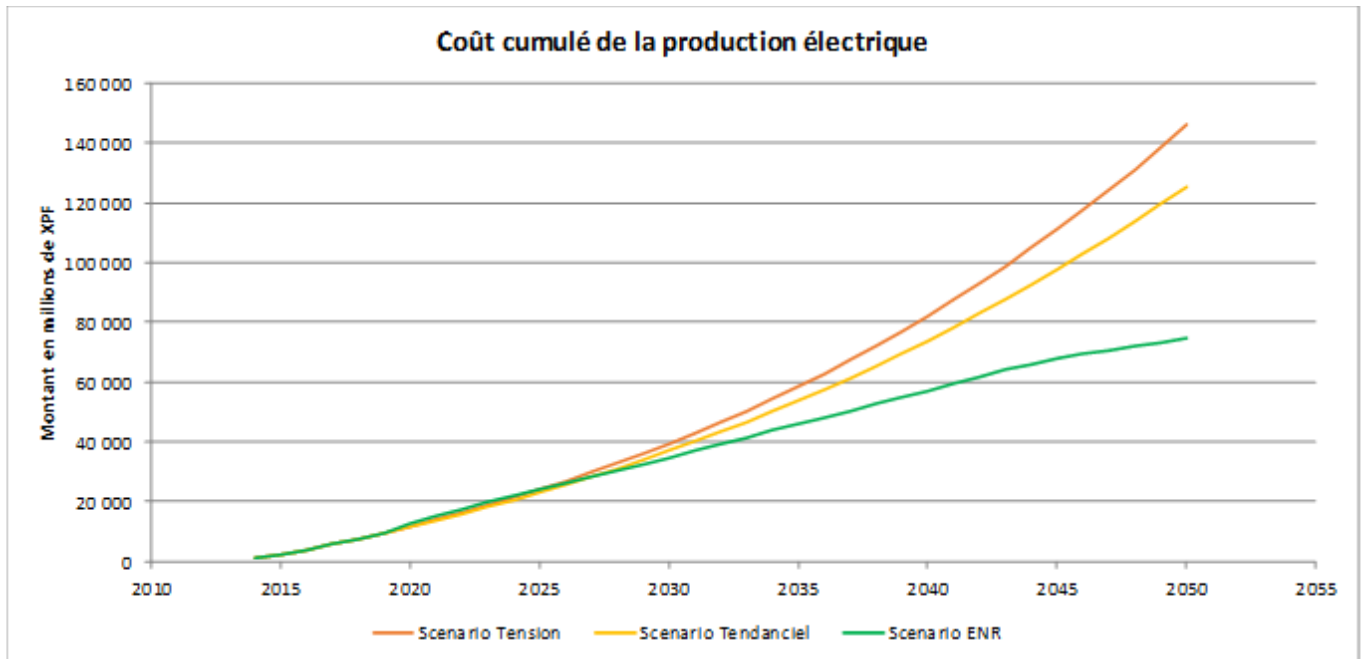
Pour le scénario « au fil de l'eau »

Le graphique ci-dessous montre l'impact du scénario ENR sur le coût de revient moyen du kWh. **Les courbes rouge et orange décrivent l'évolution de ce coût moyen à investissement nul en ENR en fonction des scénarios tendanciel ou tension sur le coût des hydrocarbures.**

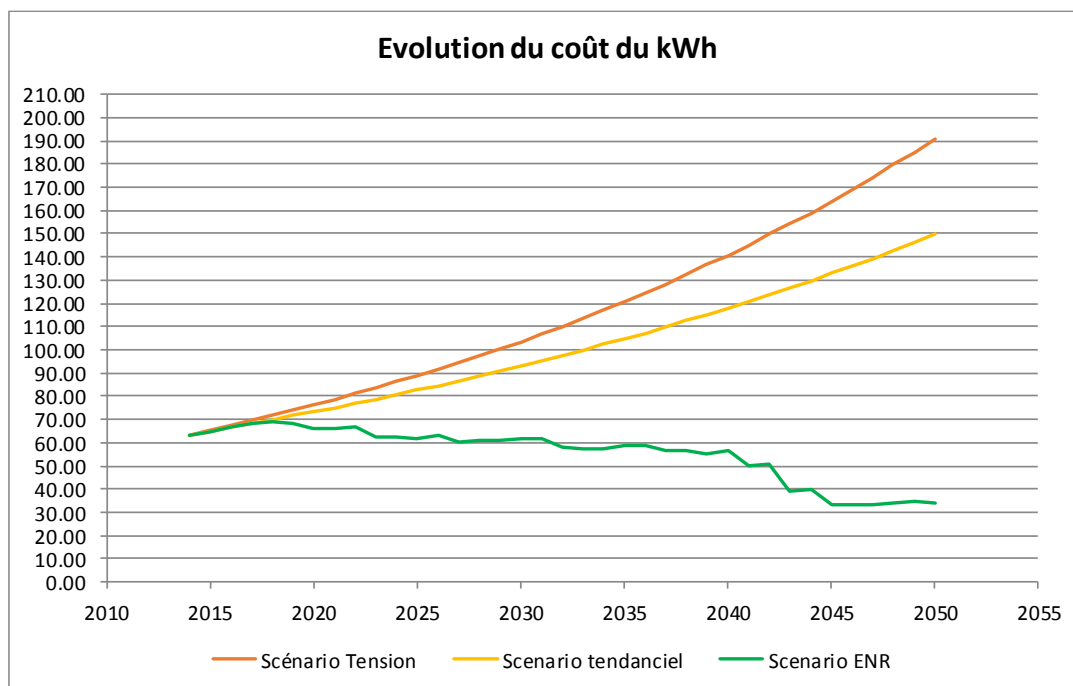
Dans les deux cas, la facture au kWh produit va quintupler d'ici 2050. La facture annuelle de production d'électricité atteindra donc plus de 5 milliards de XPF par an au lieu de 1.166 millions aujourd'hui si l'on tient compte de l'évolution de la consommation.

A contrario, le scénario ENR permet de réduire le coût de production à 34 XPF/kWh en 2050, soit une facture annuelle de **1.133 millions seulement**, soit 5 fois moins qu'avec une production basée sur les carburants fossiles.

L'économie cumulée générée à l'horizon 2050 par l'adoption du scénario ENR est de 50 milliards par rapport au scénario tendanciel et de 70 milliards par rapport au scénario tension.



Le graphique ci-dessus présente les coûts cumulés (y compris investissement) de la production électrique jusqu'en 2050.



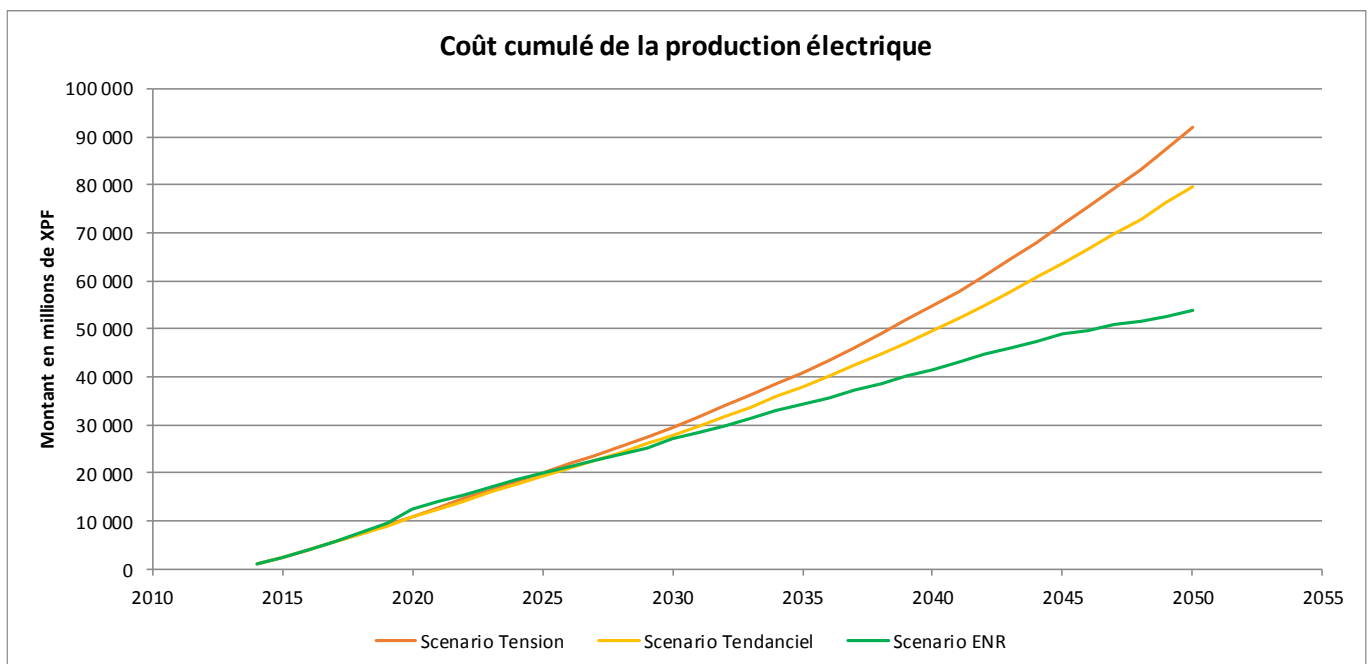
Pour le scénario MDE

Le graphique ci-dessous montre l'impact du scénario ENR sur le coût de revient moyen du kWh. **Les courbes rouge et orange décrivent l'évolution de ce coût moyen à investissement nul en ENR en fonction des scénarios tendanciel ou tension sur le coût des hydrocarbures.**

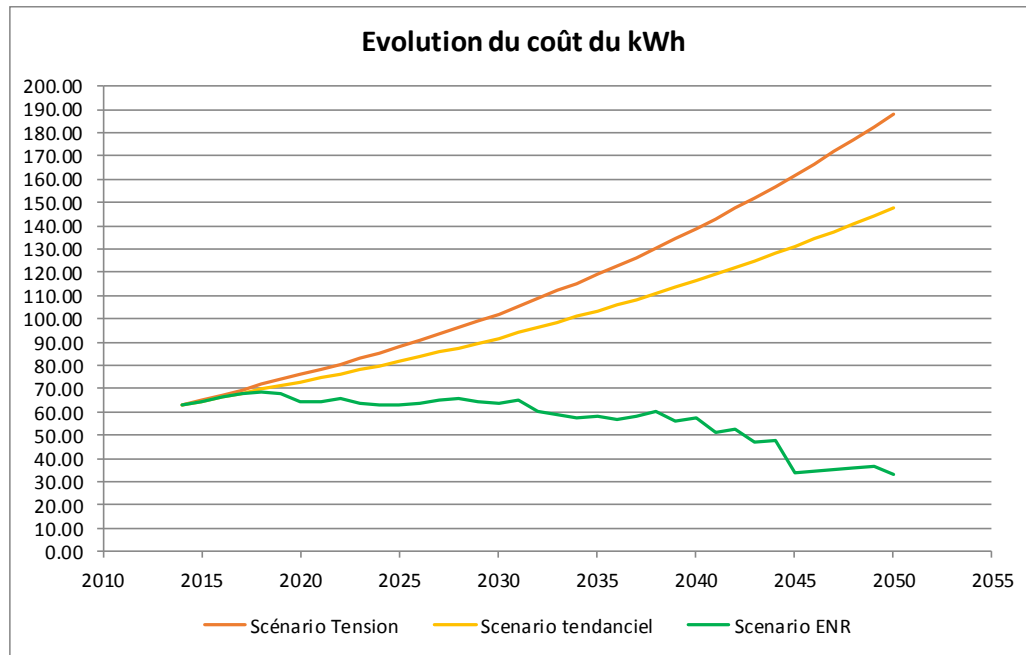
Dans les deux cas, la facture au kWh produit va tripler d'ici 2050. La facture annuelle de production d'électricité atteindra donc plus de 3 milliards de XPF par an au lieu de 1.166 millions aujourd'hui si l'on tient compte de l'évolution de la consommation.

A contrario, le scénario ENR permet de réduire le coût de production à 33 XPF/kWh en 2050, soit une facture annuelle de **758 millions seulement**, soit 5 fois moins qu'avec une production basée sur les carburants fossiles.

L'économie cumulée générée à l'horizon 2050 par l'adoption du scénario ENR MDE est de 26 milliards par rapport au scénario tendanciel et de 38 milliards par rapport au scénario tension.



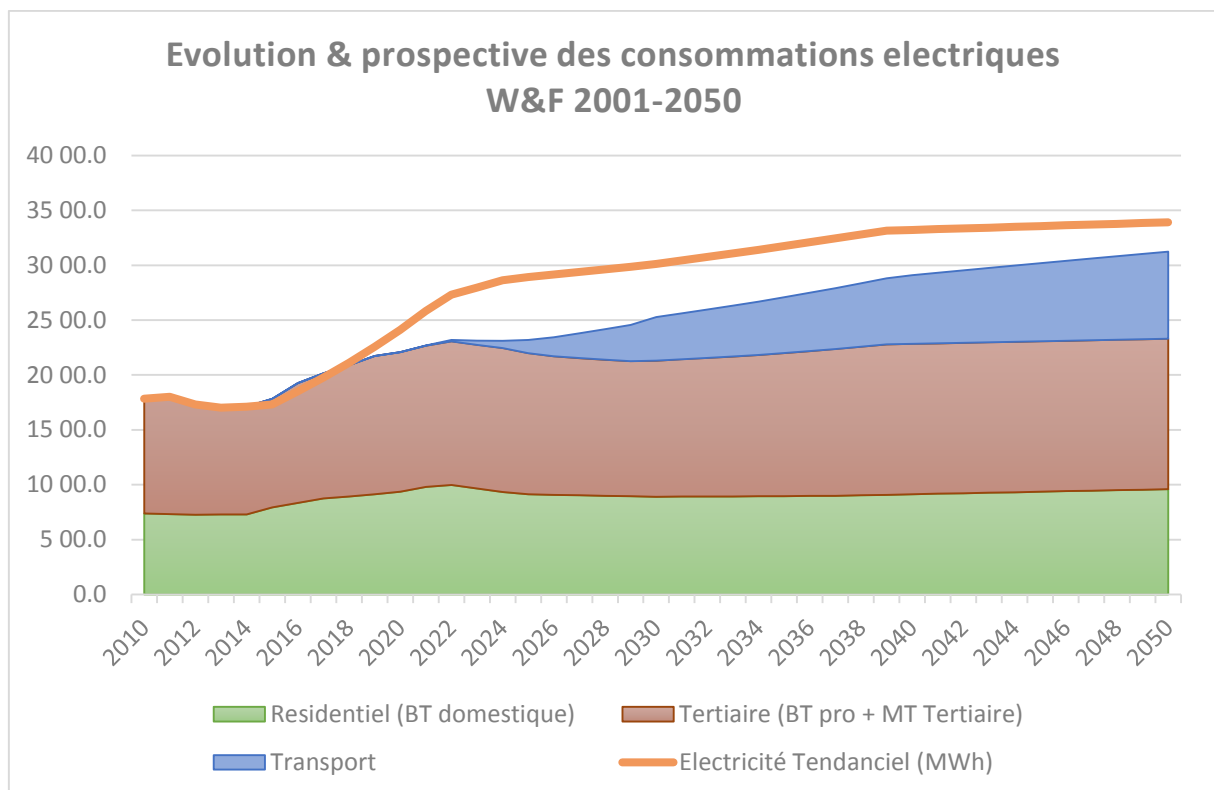
Le graphique ci-dessus présente les coûts cumulés (y compris investissement) de la production électrique jusqu'en 2050.



2.2.3. Impacts sur la consommation en énergie

La baisse du prix de l'énergie électrique va entraîner une hausse à court terme de la consommation qui aura un impact très négatif sur le coût de revient global si aucune mesure de transition énergétique n'est mise en œuvre.

A contrario, si le scénario MDE avec mise en place de nouvelles unités de production renouvelables est mis en place, la hausse de la consommation électrique sera très vite maîtrisée. Cela aura un impact très positif sur l'économie globale du Territoire par rapport à la situation actuelle.



Globalement, le coût de production local et importation des énergies va se réduire complétement par la réduction des consommations liées à la mise en œuvre des programmes de MDE.

2.3. IMPACT SUR LES FINANCES PUBLIQUES

2.3.1. Evolution des charges de la CSPE

Conformément à l'article 176 de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, l'étude d'impact économique et social de la programmation pluriannuelle de l'énergie doit évaluer l'évolution des charges couvertes par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Comme rappelé dans la PPE, en raison des contraintes spécifiques aux ZNI, les coûts de production de l'électricité y sont nettement supérieurs à ceux observés en métropole continentale. Par conséquent, les tarifs réglementés de vente s'avèrent insuffisants pour rémunérer la production d'électricité dans ces zones. Pour assurer la péréquation tarifaire nationale, une compensation des surcoûts est nécessaire. Celle-ci est calculée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et est aujourd'hui financée par la contribution de service public de l'électricité (CSPE).

Les coûts moyens de production par zone dépendent fortement des caractéristiques du parc installé.

Les charges de service public dans les ZNI, donnant lieu à compensation, comprennent :

- les charges dues à l'application des dispositifs sociaux ;
- les coûts des ouvrages de stockage d'électricité gérés par le gestionnaire du système électrique ;
- les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité (MDE).

Elle s'explique principalement par :

- la mise en œuvre progressive de la péréquation tarifaire, diminuant les recettes de production malgré la hausse probable de la demande ;
- une relativement faible consommation
- la conséquence de la baisse des tarifs d'électricité et de la croissance démographique et économique la hausse sensible des prix des combustibles fossiles, qui constituent la source d'énergie primaire des centrales thermiques composant le parc de production de Mayotte.

Les orientations de la PPE proposent un nouveau modèle énergétique et listent une série d'actions, de mesures et de projets axées sur les énergies renouvelables.

Ces énergies renouvelables sont d'ores et déjà compétitives et présentent un coût plus pertinent que l'énergie d'origine thermique.

Compte tenu des éléments présentés dans le scénario « au fil de l'eau » l'impact sur la CSPE est compris entre 26 (218 M€) et 38 (318 M€) milliards d'économies d'ici 2050, soit une économie globale de 0,79 à 1,15 milliards de XPF par an, soit environ 9 M€.

Dans le scénario MDE, l'impact sur la CSPE est compris entre 50 (419 M€) et 71 (595 M€) milliards d'économies d'ici 2050, soit une économie globale de 1,5 à 2 milliards de XPF par an, soit environ 12 M€.

2.3.1. Sources de financement et impacts sur l'économie

Les investissements réalisés sur le secteur profiteront directement à l'économie locale.

Pour financer tous les projets plusieurs pistes sont à solliciter :

- L'Europe via le 11^e FED. En effet, le 23 novembre 2013, le Conseil de l'Union européenne a pris la décision de réitérer son association avec les pays et territoires d'outre-mer (PTOM) pour la période 2014-2020. Ce nouveau partenariat repose sur trois grands piliers : renforcer la compétitivité des PTOM, développer leur capacité d'adaptation et réduire leur vulnérabilité et, enfin, renforcer la coopération avec d'autres partenaires.
- La coopération mondiale via Le Fonds vert pour le climat est un mécanisme financier de l'Organisation des Nations unies, rattaché à la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (CCNUCC) auquel qu'il est possible par l'intermédiaire des institutions lié à l'état tel que la Banque Public d'Investissement (BPI), la Caisse des Dépôts et Consignation (CDC) ou l'agence Française de Développement (AFD).
- L'état directement ou indirectement par la CSPE qui sera le principal bénéficiaire de tous les dispositifs permettant de réduire tant la consommation que la production électrique.
- Les sociétés privées qui dans un contexte économique favorable peuvent investir dans les moyens de production pour les revendre à un prix défini et sur une période donnée
- Les citoyens bénévoles par l'intermédiaire de structure participative permettant directement aux citoyens des îles de s'investir dans leurs moyens de production en remplacement des autorités locales.

2.3.2. Impact sur les sources de financement de la collectivité

Une partie non négligeable du budget de la collectivité est fourni par la taxe à l'importation sur les carburants. La mise en œuvre du scénario MDE va progressivement diminuer ce revenu.

La collectivité peut envisager la création d'une taxe locale au kWh afin de maintenir son budget.

Le montant collecté en 2015 était de 78 MXPf. En appliquant à ce montant le ratio d'énergie renouvelable dans le mix énergétique et en prenant une inflation de 2 % par an pour le budget de la collectivité, on obtient les montants de taxe prévisionnels suivants :

	2015	2023	2030	2050
Montant de la taxe à l'importation :	78 000 000	91 389 432	104 977 730	155 991 385
MWh consommés :	21 599	27 696	29 754	36 234
Pourcentage ENR	4%	35%	62%	100%
Montant de la taxe ENR au kWh :	0.14	1.15	2.19	4.31

Evaluation du montant de la taxe ENR au kWh

3 IMPACT SOCIAL

3.1. UNE DEPENDANCE REDUITE

Avec un taux de dépendance énergétique de 99% en 2015, la dépendance chutera à 78% en 2030 et atteindra même que 41% pour la production électrique.

Des temps de coupures aujourd'hui évalué à plus de 12h/an par client du réseau électrique pouvant être réduits voir minimiser, la PPE prévoit de réduire le risque de défaillance à 3heures.

3.2. LES MENAGES EN SITUATION DE PRECARITE ENERGETIQUE

Avec la péréquation, le prix de l'énergie électrique va chuter réduisant fortement la précarité énergétique des Wallisiens et Futuniens. Toutefois, dans le même temps, le prix des hydrocarbures va évoluer mondialement conduisant une augmentation de la précarité sur le transport si celui-ci demeure principalement thermique.

En développant le transport à énergie électrique, la précarité pour le transport sera donc minimisée.

3.3. LA CREATION D'EMPLOIS

La mise en œuvre de la programmation pluriannuelle de l'énergie sur la période 2016-2023 permettra de maintenir les emplois locaux, de renforcer les structures existantes et de créer de nombreux emplois sur le territoire. Les secteurs du BTP, de l'énergie, du bois et de l'agriculture en sont les bénéficiaires à travers les chantiers d'efficacité énergétique, la construction et l'exploitation de nouvelles installations de production d'énergie, le développement des filières agricole et bois d'œuvre adossé au développement de la filière biomasse, etc.

En première estimation, il a été retenu une approche sectorielle basée sur des chiffres du Bureau International du Travail en termes de nombre d'emplois par MW installé. Une approche macroéconomique pourrait être envisagée dans le cadre d'un prochain exercice intégrant les différentes phases générées par ces investissements, dont une phase d'accroissement de la demande lorsque se déploient ces investissements, avec des bénéfices économiques immédiats, une phase durant laquelle les coûts (efforts financiers) associés à ces investissements se manifestent, ce qui pèse sur la situation économique, et une dernière phase enfin, à long terme, durant laquelle les bénéfices structurels de ces investissements sont à l'œuvre (économies d'énergie, amélioration de la compétitivité).

Filières	Emploi par MW moyen		Puissance prévue	Emploi créés	
	Phase travaux	Exploitation		Phase travaux	Exploitation
Création d'emplois					
Photo-Voltaïque	6.21	4.8	8.7	54.027	41.76
Eolien	2.51	0.27	3.5	8.785	0.945
Biomasse	0.4	2.44	0.6	0.24	1.464
TOTAL				63.052	44.169

Synthèse du potentiel de création d'emplois (Données Bureau International du Travail)

La mise en œuvre de la PPE est donc susceptible de créer à minima 63 emplois directs en phase travaux et 44 emplois directs en phase exploitation, c'est-à-dire sur la durée de vie des ouvrages.

3.4. FORMATION A DEVELOPPER

Le développement et la structuration des filières énergétiques portées par la PPE va demander le développement de nouvelles compétences et de nouveaux métiers ancrés sur le territoire, notamment dans les domaines :

- des métiers de l'encadrement du montage et de la gestion de projet, de la finance,
- de l'industrie ou du génie civil en phase de construction,
- de métiers de l'entretien et de la maintenance des installations,
- de l'exploitation et de la valorisation des ressources,
- du déploiement des actions de maîtrise de la demande d'énergie.

Ce sont ainsi plusieurs chaînes de valeur ajoutée locale qui devront faire l'objet d'un accompagnement spécifique.

Il est donc essentiel que les partenaires locaux de la formation soient approchés et mobilisés avant fin 2017 par la CTG et l'Etat pour structurer un dispositif local de renforcement de l'emploi et des compétences afin de maximiser les retombées pour le territoire induites par la mise en œuvre de la PPE.

4 ANNEXES

ANNEXE I : Données de production et consommation électrique

Tableau 1. Production et consommation d'électricité

en milliers de kWh	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Energie produite	19 687	20 261	20 321	20 091	19 816	19 752	18 983	18 837	18 556	18 340
- Wallis	16 123	16 531	16 624	16 641	16 719	16 420	15 570	15 555	15 365	15 519
- Futuna	3 564	3 730	3 697	3 450	3 097	3 332	3 413	3 282	3 191	2 821
Vente d'énergie	16 181	16 903	18 405	16 558	16 332	16 237	15 656	15 374	15 539	15 708
- Wallis	12 956	13 541	15 061	13 449	13 642	13 292	12 602	12 428	12 586	12 838
- Futuna	3 225	3 362	3 344	3 109	2 740	2 945	3 054	2 946	2 953	2 870
Nombre d'abonnés	3 669	3 695	3 706	3 751	3 592	3 578	3 615	3 592	3 674	3 660
- Wallis	2 651	2 557	2 574	2 628	2 589	2 589	2 600	2 563	2 624	2 593
- Futuna	1 108	1 138	1 132	1 123	1 004	989	1 015	1 029	1 050	1 067

Sources : RA IEOM 2015 - EEWf

Tableau 2. Tarification annuelle moyenne

Prix du kWh en F CFP	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Basse tension										
- Petits utilisateurs	66,16	71,14	77,33	69,35	75,14	84,83	92,12	93,25	85,48	78,08
- 1ère tranche	82,7	88,92	96,67	85,35	93,92	106,04	115,15	116,56	115,26	108,18
- 2ème tranche	66,16	71,14	77,53	69,35	75,14	84,83	92,12	93,25	92,21	86,55
- 3ème tranche	49,62	53,36	58	52,01	56,35	63,62	69,09	69,94	69,16	64,92
Moyenne tension										
- 1ère tranche	62,03	66,7	72,18	65,01	70,44	79,53	86,36	87,42	86,45	81,14
- 2ème tranche	41,35	44,46	48,12	43,34	46,96	53,02	57,57	58,28	57,63	54,10

Sources : RA IEOM 2015 - EEWf