



Schéma directeur des ENR

Résumé à l'attention des décideurs

31/01/2012



**MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,**
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*

Contacts: Jean-Marc JANCOVICI – jean-marc.jancovici@carbone4.com
Julien BLANC – julien.blanc@carbone4.com
Stéphane BITOT – stephane.bitot@carbone4.com



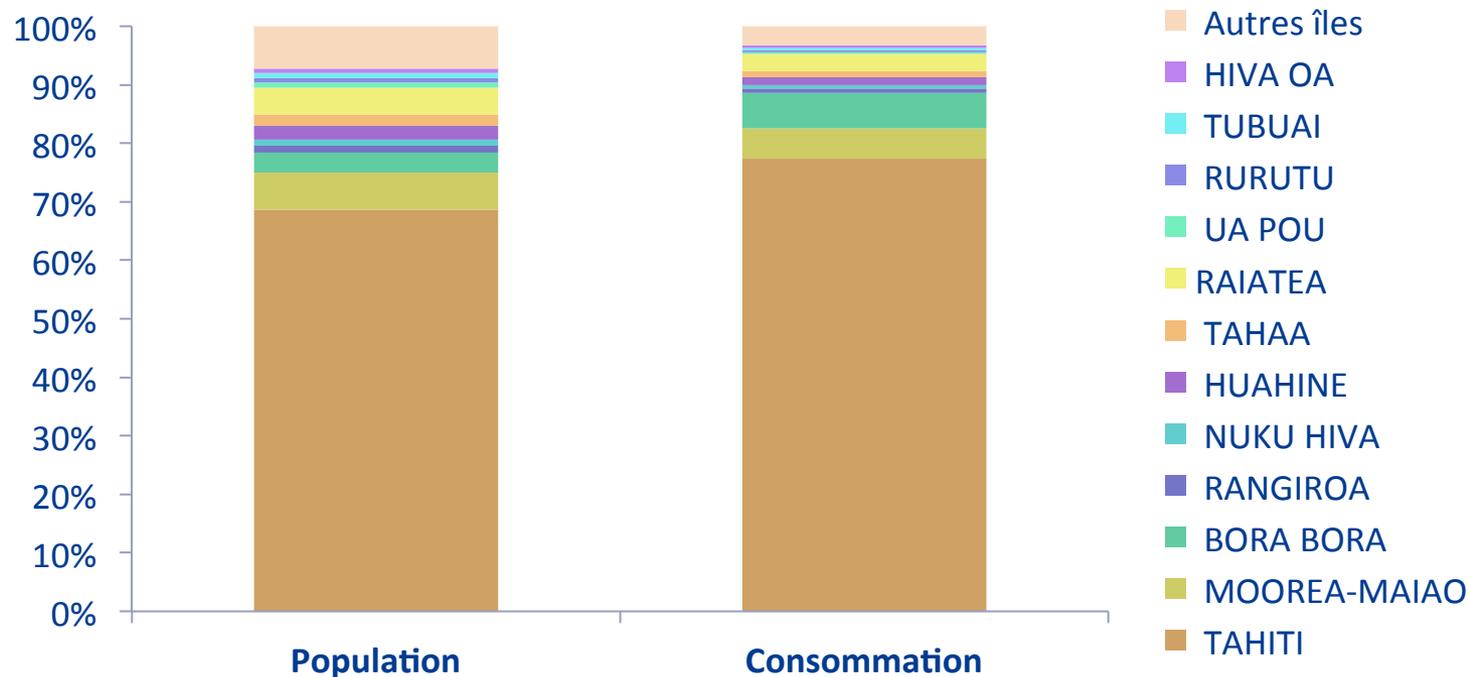
- Un objectif ambitieux de développement des renouvelables
 - En 2020, 50% de l'électricité d'origine renouvelable en Polynésie française

Un autre objectif aurait probablement entraîné des conclusions différentes

- Un ensemble d'éléments existants
 - Une première PPI a déjà été rédigée en 2009 pour l'île de Tahiti
 - De nombreuses études ont été réalisées depuis sur les principales ENR
- Deux objectifs principaux pour le Schéma Directeur
 - Mise à jour de la PPI pour Tahiti, pour tenir compte des nouvelles conditions et des nouvelles études réalisées entre temps
 - Intégration des îles



Consommation d'électricité et population en Polynésie française



Les îles étudiées spécifiquement représentent 93% de la population et 96% de la consommation électrique

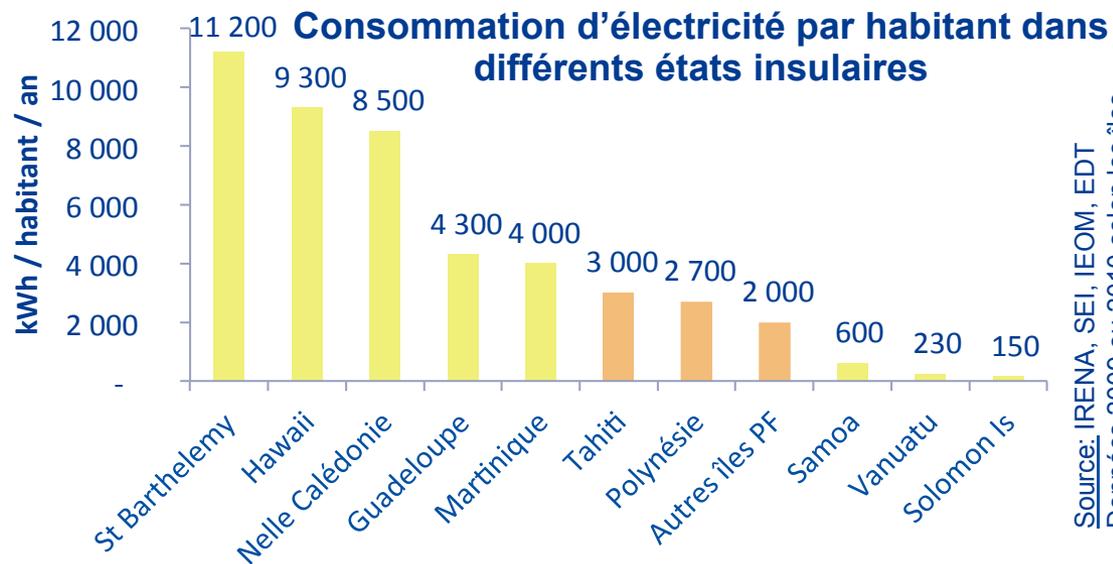
Une position moyenne parmi les pays insulaires pour la consommation et la part des EnR



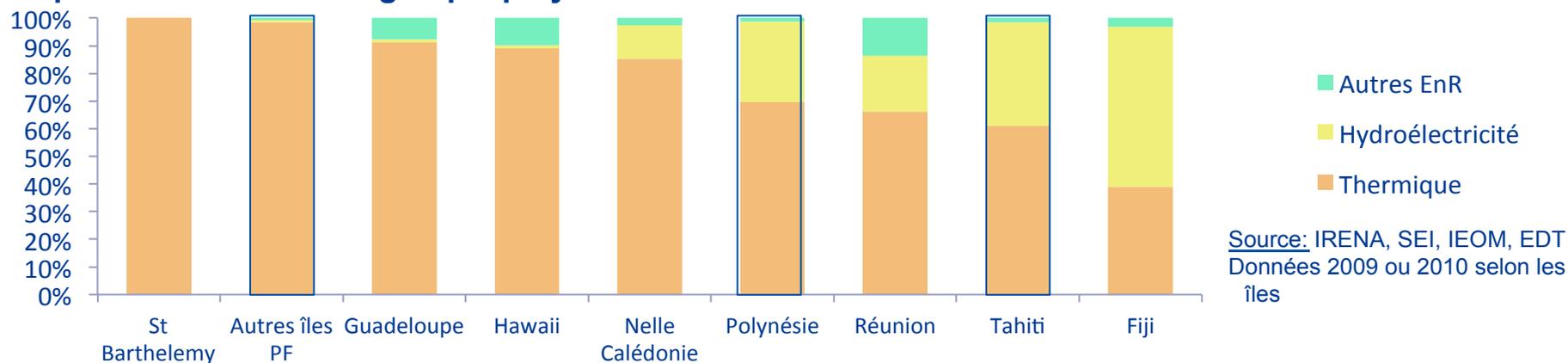
MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes

Deux leviers pour augmenter la part des renouvelables

- Baisser les consommations, en conservant la production d'EnR
- Augmenter la production des EnR



Comparaison du mix énergétique polynésien avec d'autres états insulaires





Après 50 ans de croissance et
3 années de stagnation, la
consommation d'électricité est
en baisse

Le coût de l'électricité
polynésienne est
structurellement orienté à la
hausse

Cette tendance doit être maintenue pour atteindre 50%
d'EnR en 2020.

La baisse ne doit pas être subie mais accompagnée et
amplifiée par la MDE.

Les mécanismes tarifaires et les politiques de
subvention doivent être revus.

La partie thermique suit les cours du pétrole, orientés à
la hausse.

Toutes les EnR étudiées ont des coûts de production
plus élevés que le coût actuel du thermique.

Cette hausse ne doit plus être masquée par le FRPH,
qui est une subvention à l'électricité thermique.



L'objectif de 50% d'EnR est tout juste atteignable en se limitant aux techniques et projets existants

L'hydroélectricité est une valeur sûre, mais à un coût nettement plus élevé qu'actuellement.

Le photovoltaïque intermittent doit être réservé en priorité aux particuliers et projets de petite taille car les capacités d'accueil sont limitées.

Pour Tahiti le bon objectif est 60% d'EnR.
La situation est très variable selon les îles.

Il faut favoriser la mise en place de projets de qualité dans le domaine de l'énergie

Le Pays doit se doter des moyens humains de régulation du secteur et de contrôle de la concurrence afin d'attirer de nouveaux acteurs et investisseurs.

Il faut utiliser les mécanismes existants tels l'Appel à Manifestation d'Intérêt.

Il faut rechercher tous les mécanismes de subvention possibles : Etat, Europe, investissements privés

Pour bien préparer l'après 2020, plusieurs actions sont à mener dès aujourd'hui

Le Pays doit suivre l'évolution des technologies d'avenir : ETM, solaire thermique, PV avec stockage ...

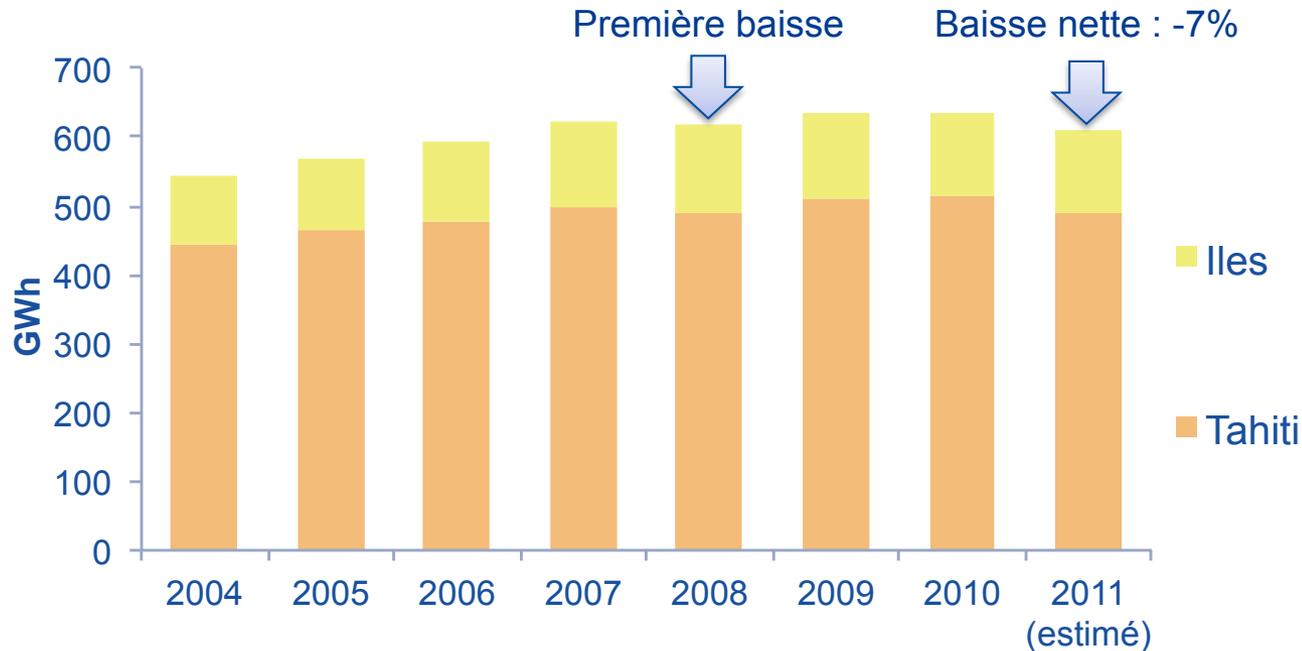
Le Pays doit suivre ou accompagner les projets pilotes existants : énergie hydrolienne, houlomotrice, biomasse



- **La demande en électricité**
- L'offre de production
- L'équilibre offre – demande
- Conclusions



Consommation d'électricité en Polynésie française



Source: EDT, données annuelles 2011 estimées sur la base des 9 premiers mois

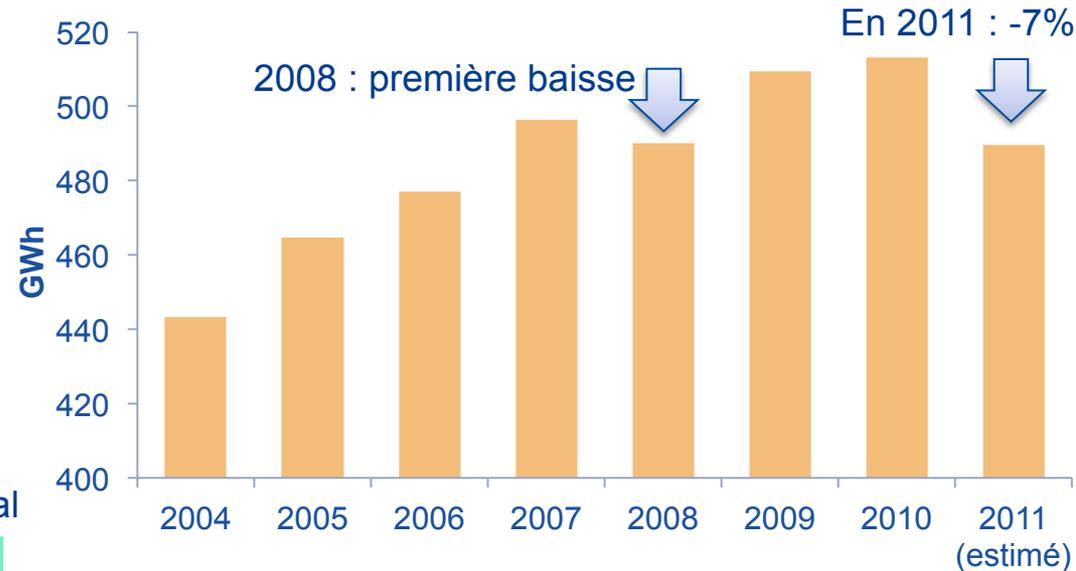
Après 15 ans de hausse, on observe un mouvement de stabilisation des consommations, voire une baisse

Une consommation électrique orientée à la baisse (1/2)



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes

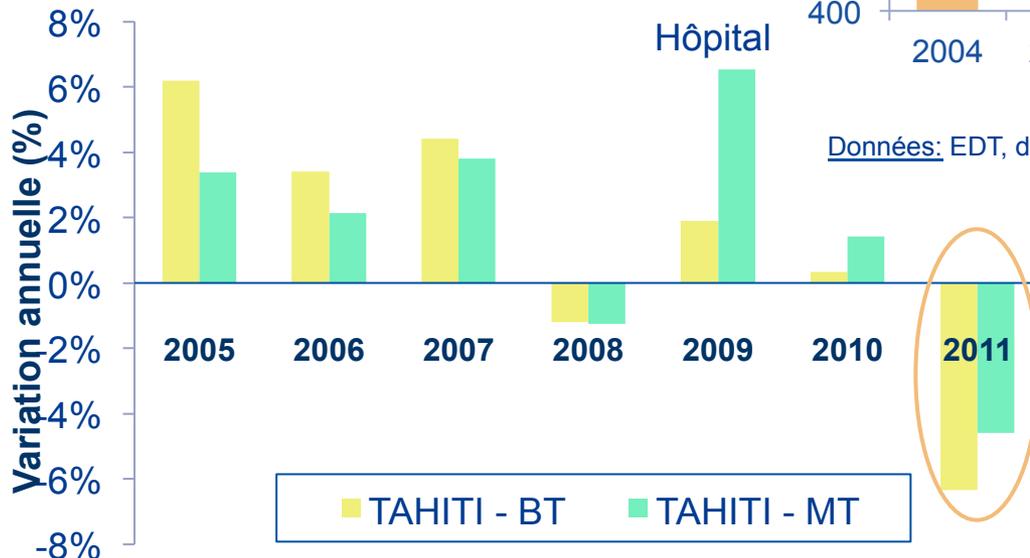
Consommation d'électricité à Tahiti



Données: EDT, données annuelles 2011 estimées sur la base des 9 premiers mois

Après 50 ans de hausse, la tendance est à la baisse à Tahiti

Variation de la demande à Tahiti



La baisse concerne les abonnés basse et moyenne tension

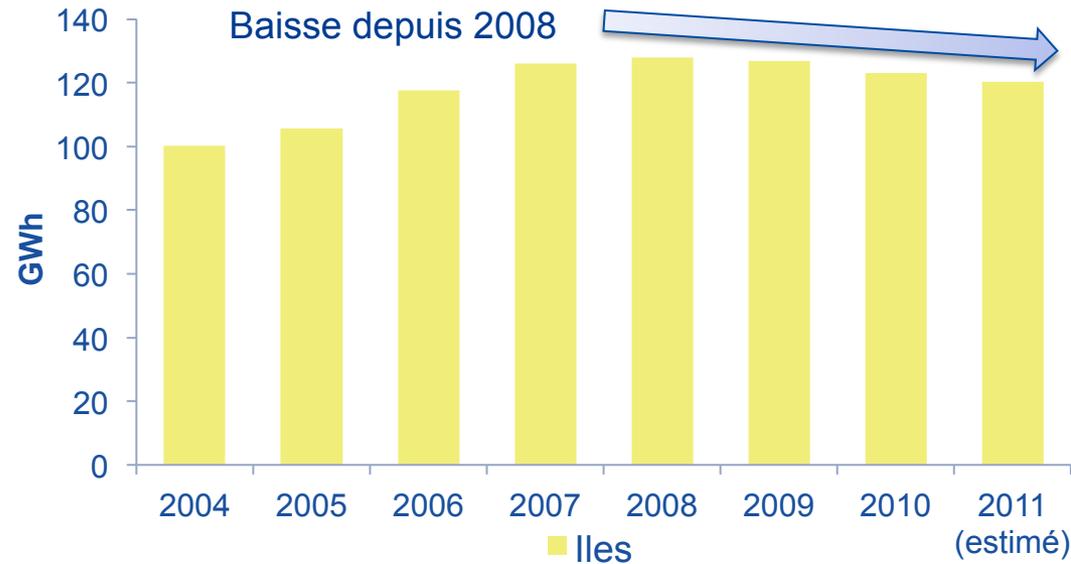
Source: EDT, variation 2011 calculée sur les 9 premiers mois de l'année

Une consommation électrique orientée à la baisse (2/2)



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes

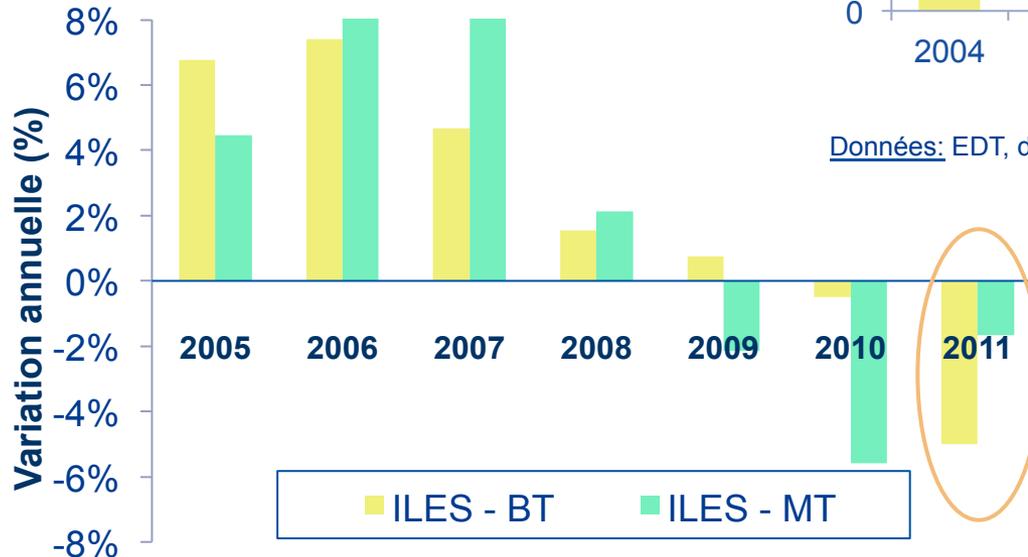
Consommation d'électricité dans les îles



Données: EDT, données annuelles 2011 estimées sur la base des 9 premiers mois

Variation de la demande dans les îles

Source: EDT, variation 2011 calculée sur les 9 premiers mois de l'année



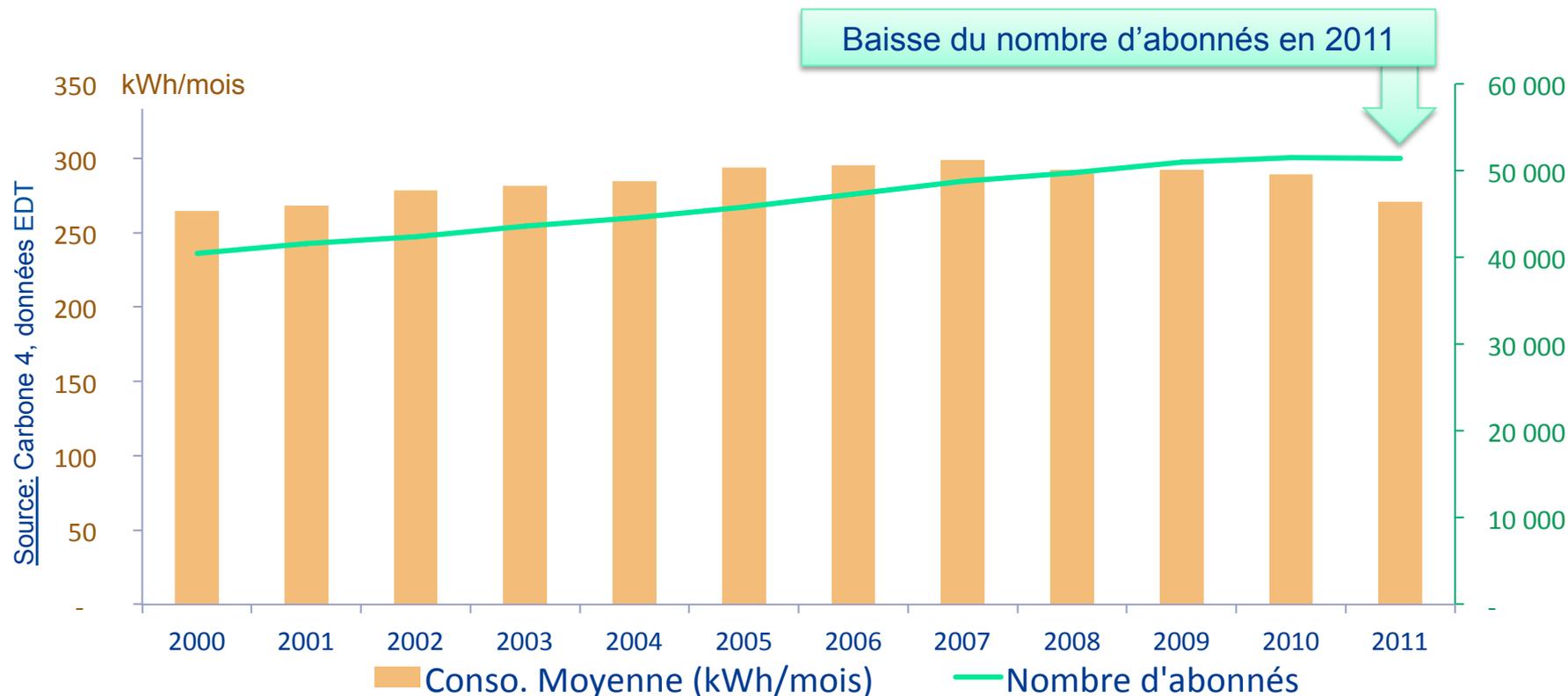
Après 50 ans de hausse, la tendance est à la baisse dans les îles

La baisse dans les îles concerne les abonnés basse et moyenne tension, comme à Tahiti

La consommation moyenne est en baisse



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes

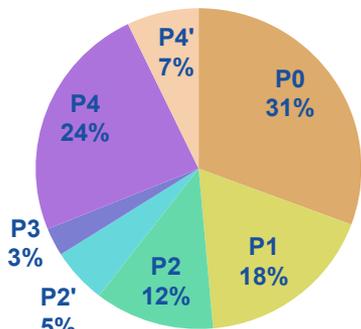


On constate une stabilisation du nombre d'abonnés (décorrélé de l'évolution démographique), ainsi qu'une diminution de la consommation par abonné

La baisse est plus sensible dans les tranches « hautes », « superflues »



Consommation BT 2010, découpage par tranche



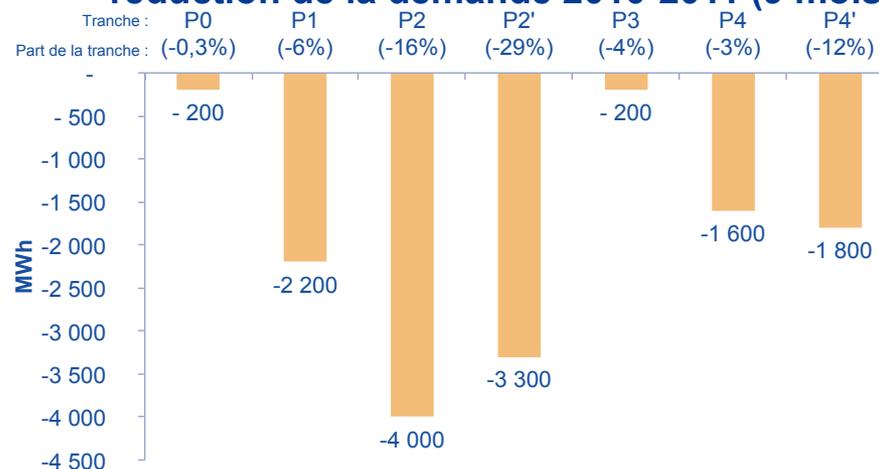
Données : EDT, MRM

Tranche tarifaire	Prix du kWh (2011)
P0 : usage domestique (0 à 150 kWh)	19,16 XPF/kWh
Prix de référence de l'électricité	35,91 XPF/kWh
P1 : usage domestique (151 à 280 kWh)	40,56 XPF/kWh
P2 : usage domestique (281 à 500 kWh)	48,66 XPF/kWh
P2' : usage domestique (>500 kWh)	53,66 XPF/kWh
P3 éclairage public	34,66 XPF/kWh
P4 usage professionnel (0 à 3 000 kWh)	40,56 XPF/kWh
P4' usage professionnel (> 3 000 kWh)	44,26 XPF/kWh

← Tarif subventionné

⌋ Tarifs « subventionneurs »

Contribution de chaque tranche à la réduction de la demande 2010-2011 (9 mois)



Source: EDT

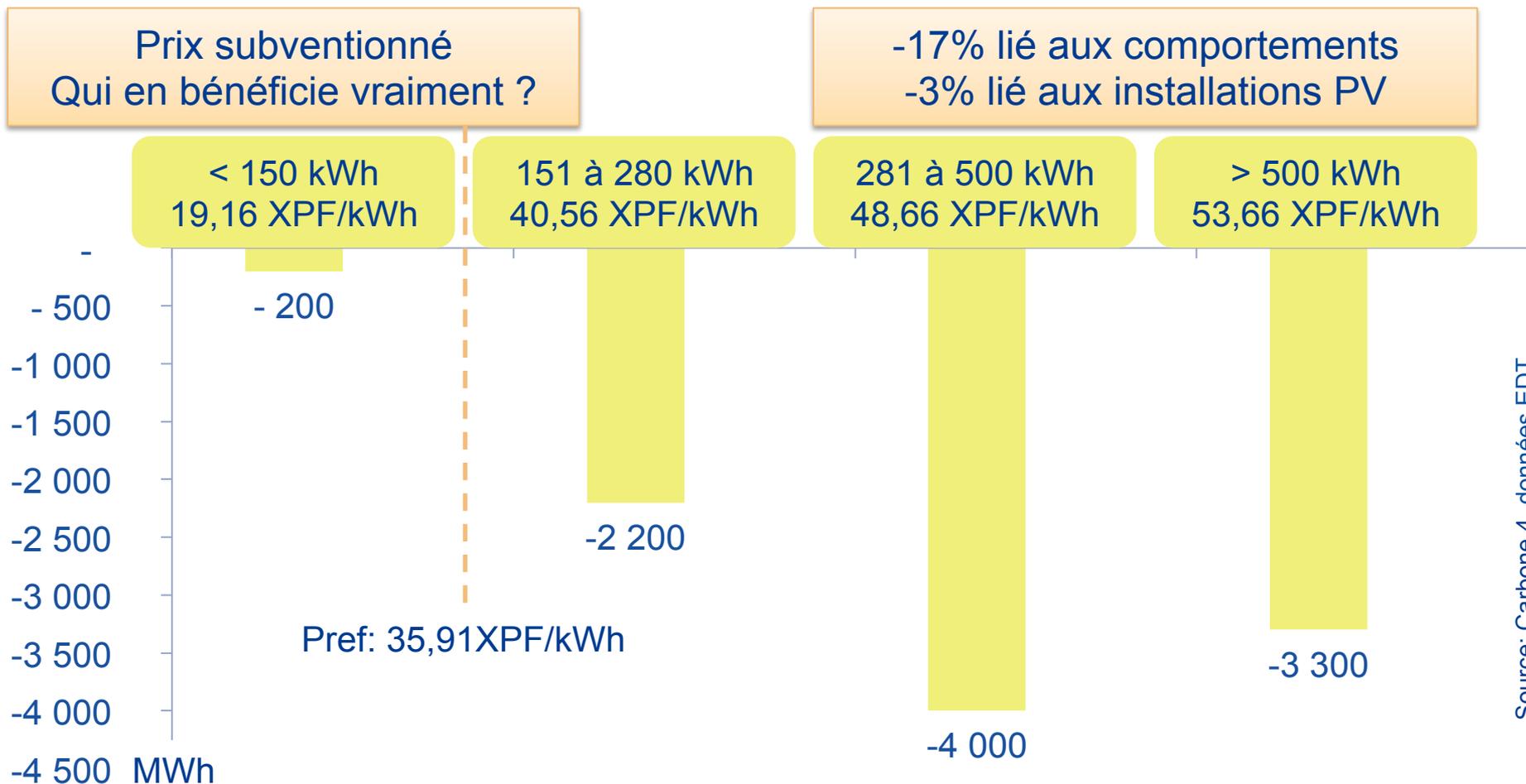
Cette baisse s'accompagne donc d'une réduction importante de la subvention des tranches « supérieures » à la tranche « sociale »

Des améliorations sont possibles sur les tarifs Un potentiel réel existe pour la MDE



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes

Réduction de la demande domestique sur les 9 premiers mois de 2011, par tranche

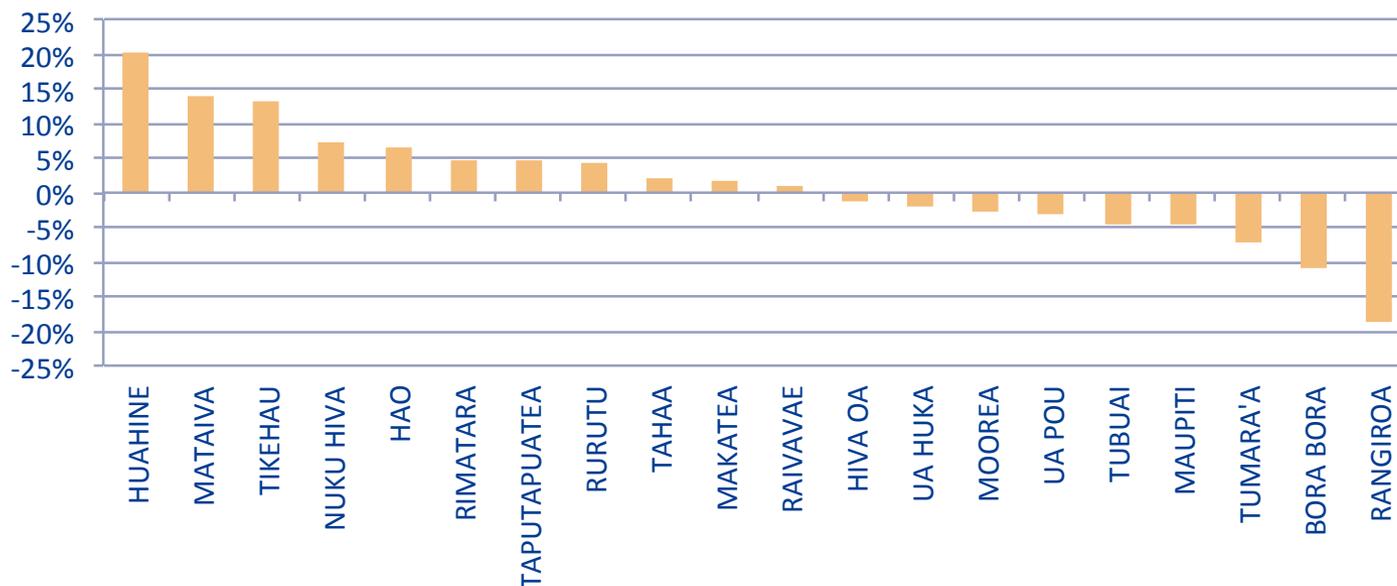


Dans les îles, il est très difficile d'observer une tendance générale



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*

Evolution de la demande entre 2008 et 2011 (calculée sur les 9 premiers mois de l'année)



Source: EDT

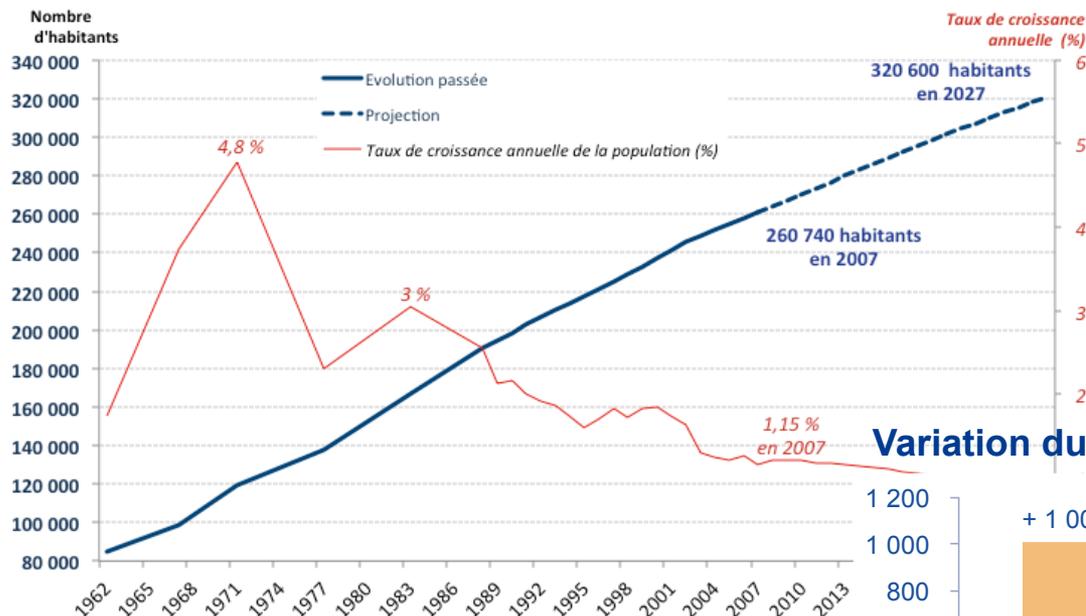
La demande suit des variations locales ne respectant aucune tendance générale. Ce sont des raisons spécifiques à chaque île (nouvel hôtel à Huahine, fermeture d'établissements à Bora Bora et Rangiroa, etc.) qui expliquent les variations observées.

Les déterminants de la demande

Critères démographiques et sociétaux



Evolution et projection tendancielle de la population polynésienne



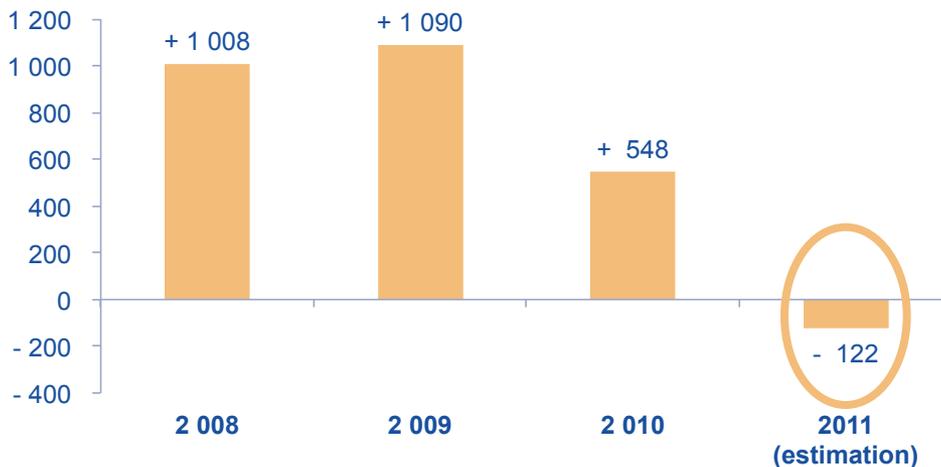
Source: ISPF, 2007

Nombre d'habitants par logement



Source: ISPF, 2007

Variation du nombre d'abonnés domestiques à Tahiti



Source: EDT (estimation 2011 sur la base des 9 premiers mois)

Plus que le nombre de personnes, c'est le nombre de foyers qui détermine la demande, et celui-ci peut ne pas suivre l'évolution démographique

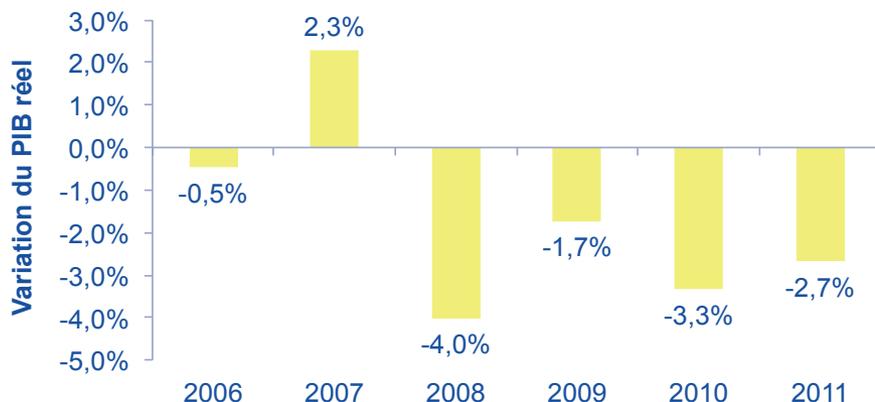
Les déterminants de la demande

Conditions économiques



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes

Evolution du PIB réel depuis 2006

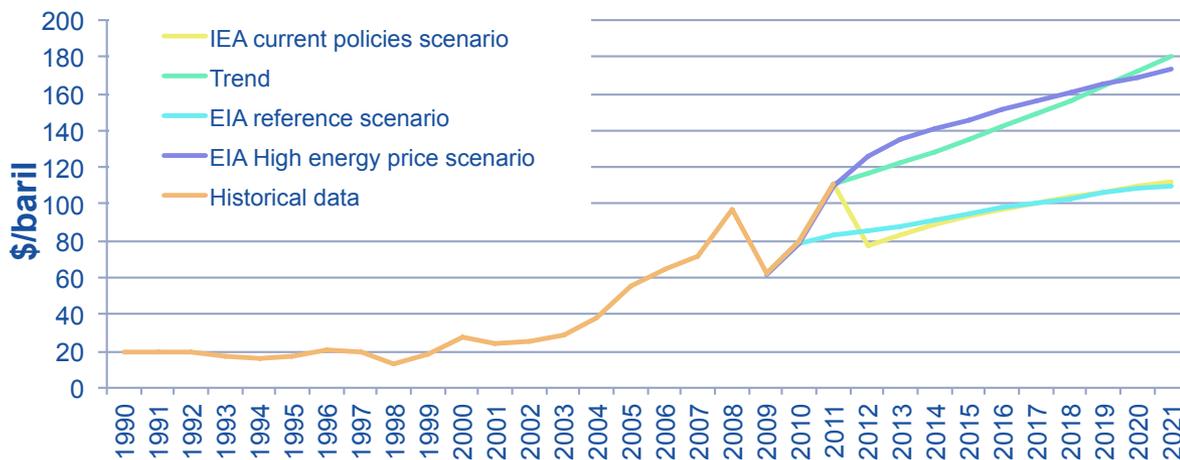


Source: Services des Affaires Economiques, 2011

Si l'on corrige le PIB de l'inflation, l'économie apparaît en récession sur les dernières années

Le temps du pétrole abondant et bon marché est définitivement derrière nous...

Scénarios possibles sur le prix du baril à horizon 2020



Source: Carbone 4, d'après l'AIE et l'IEA

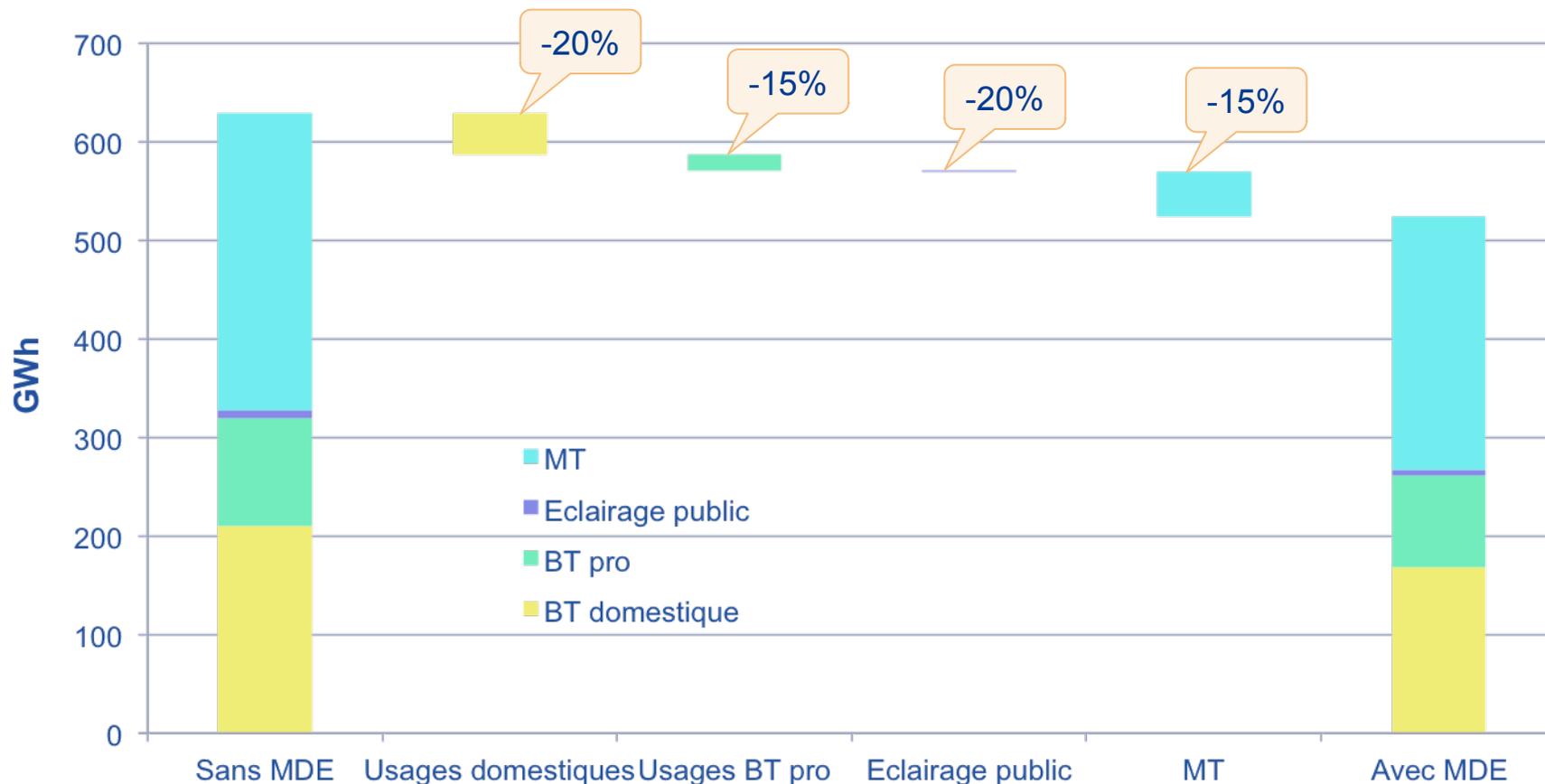
Deux contextes contrastés pour définir les scénarios de demande...



	Contrainte extérieure modérée	Contrainte extérieure forte
Démographie	 Croissance prévue par l'ISPF : 320 000 hab. en 2020	
Nombre d'abonnés domestiques	Retour aux prévisions de l'ISPF  +2,25% par an	Tendance actuelle : le nombre d'abonnés ne suit pas la hausse démographique  +0,55% par an
Demande brute usages domestiques	Retour à la croissance observée entre 2000 et 2007  +15% d'ici à 2020	Tendance des dernières années  -20% d'ici à 2020
Nombre d'abonnés professionnels	La tendance actuelle se poursuit  +1% par an	Stagnation du nombre d'abonnés moyenne tension 
Demande brute professionnels	L'activité repart à la hausse  +20% d'ici à 2020	L'activité continue à baisser  -20% d'ici à 2020



Impact de la politique MDE (scénario « Croissance sans MDE », 2020)



Source: Calculs Carbone 4, sur la base de la PPI 2009, EDT et les schémas directeurs des DOM-TOM

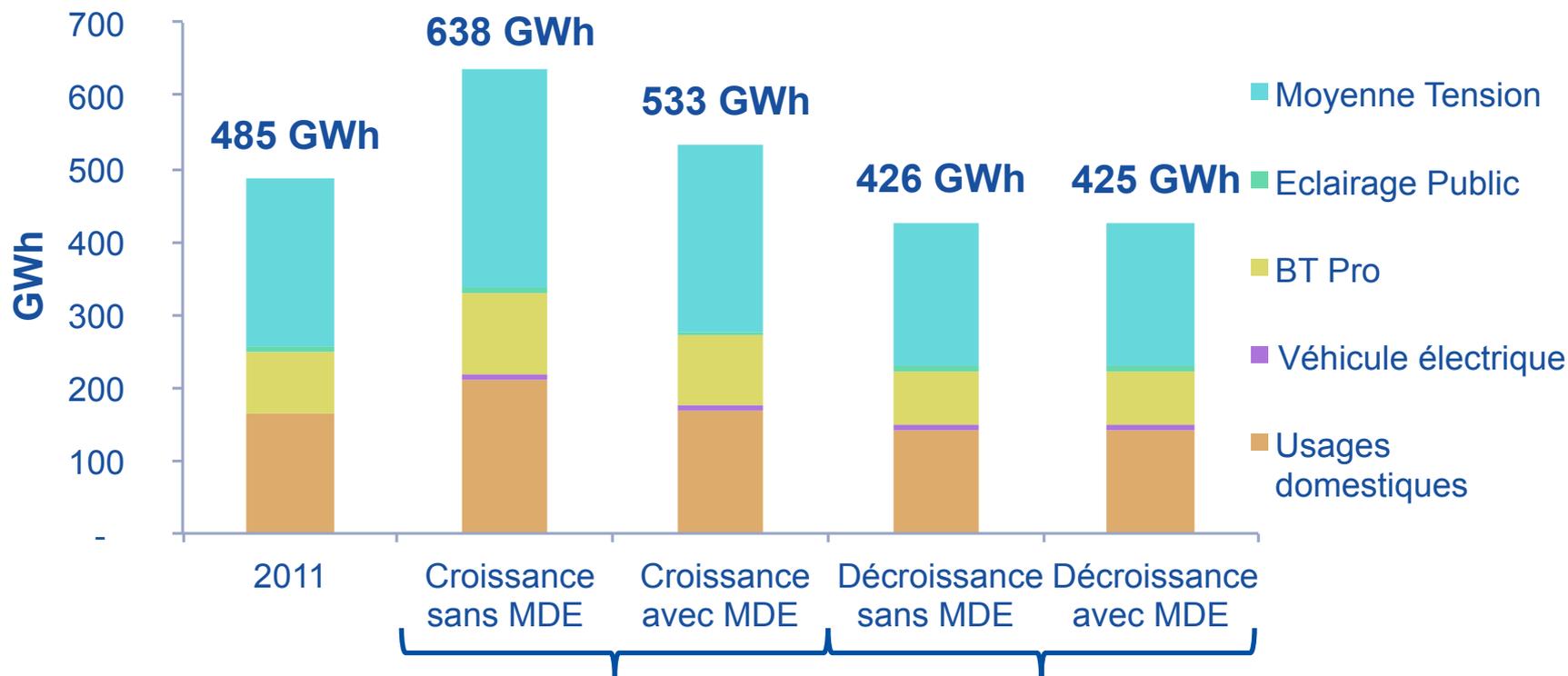


	Pas de Maîtrise de la Demande	Maîtrise de la Demande
Contrainte modérée	<p>Croissance sans MDE</p> <p>Ce scénario envisage des conditions concourant à une nette hausse de la consommation d'hydrocarbures.</p>	<p>Croissance avec MDE</p> <p>Dans ce scénario, la demande en services électriques augmente, mais la MDE permet de limiter la hausse de la demande en électricité.</p>
Contrainte forte	<p>Décroissance sans MDE</p> <p>Dans ce scénario la demande plie sous les contraintes externes. Aucun plan de MDE n'est mis en place pour prévenir cette contrainte.</p>	<p>Décroissance avec MDE</p> <p>Les conditions difficiles sont prévenues par la mise en place d'actions fortes en faveur de la réduction proactive des consommations et permettant la protection des ménages modestes.</p>

Ces scénarios ne sont pas extrêmes ou irréalistes, et réciproquement aucun scénario n'est présenté comme « moyen » ou « probable »



Tahiti: demande à l'horizon 2020 pour chacun des scénarios

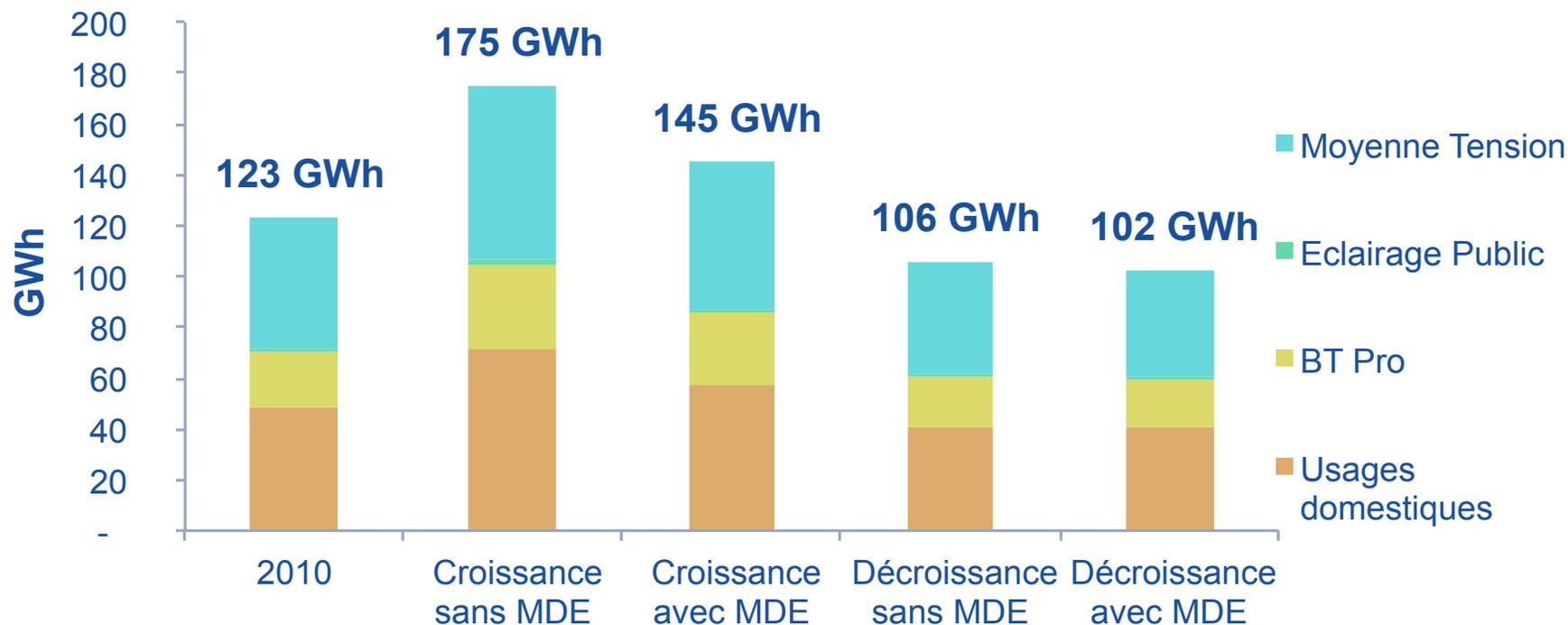


Les deux scénarios « Croissance » sont assez similaires à ceux étudiés dans la première PPI.

Dans les scénarios « Décroissance » la MDE joue un rôle de protection plus que de réduction des consommations



Îles: demande à l'horizon 2020 pour chacun des scénarios





- La demande en électricité
- **L'offre de production**
- L'équilibre offre – demande
- Conclusions

L'offre en électricité doit répondre à plusieurs exigences essentielles



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*

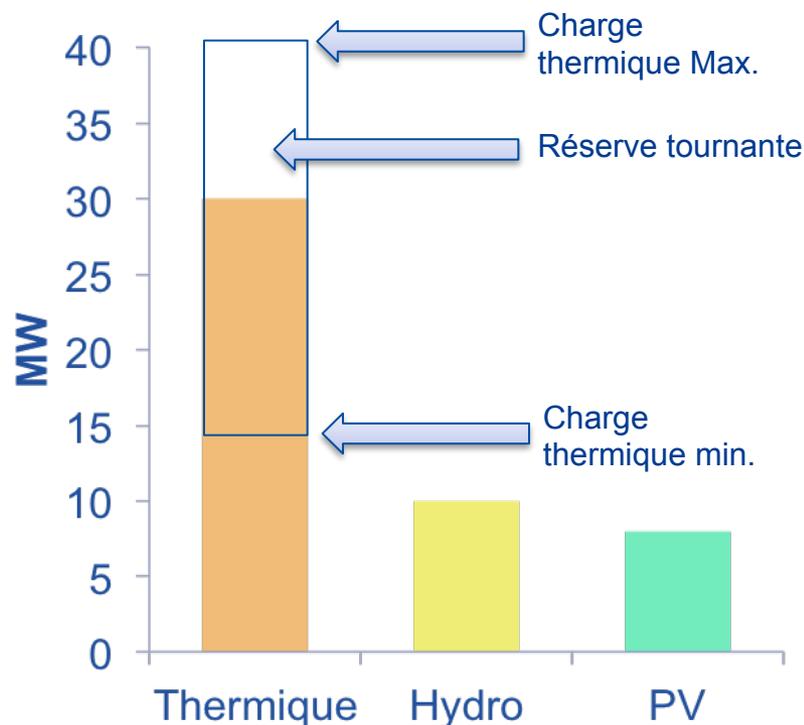
- Puissance Garantie
 - La puissance disponible doit être suffisante pour assurer la réponse à la demande en électricité à tout moment de l'année et dans toutes les îles.
- Coût
 - La production électrique doit se faire à un coût minimal et non soumis à des contraintes extérieures.
- Qualité
 - La production électrique doit se plier à un certain nombre de règles concernant notamment la stabilité du réseau (minimisation des temps de coupure) ainsi que la protection des équipements qui en font usage (garantie des plages de tension et de fréquence).
- Exigence Environnementale
 - Les moyens de production mis en œuvre doivent garantir un impact minimal sur l'environnement, à l'échelle mondiale (émissions de CO₂ notamment) mais aussi locale (pollution de l'air, de l'eau, biodiversité, etc.).



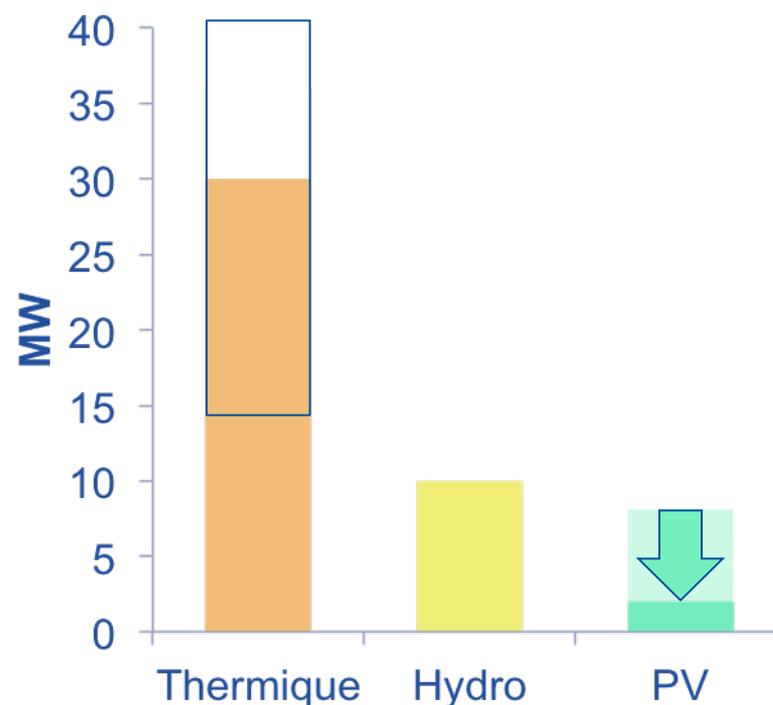
- L'équilibrage (ajustement continu de la production électrique à la demande en électricité) est aujourd'hui quasi exclusivement assuré par les moyens thermiques, pour des raisons de flexibilité (temps de réponse), de puissance garantie et de coûts.

- Le nécessaire maintien de l'équilibrage peut avoir plusieurs conséquences sur le développement des énergies renouvelables, et notamment:
 - Un plafond technique sur la capacité d'accueil des EnR dites intermittentes (photovoltaïque, éolien)
 - Un productible revu à la baisse pour certaines énergies (hydraulique notamment) du fait de difficultés de placement

Mix électrique à l'instant t



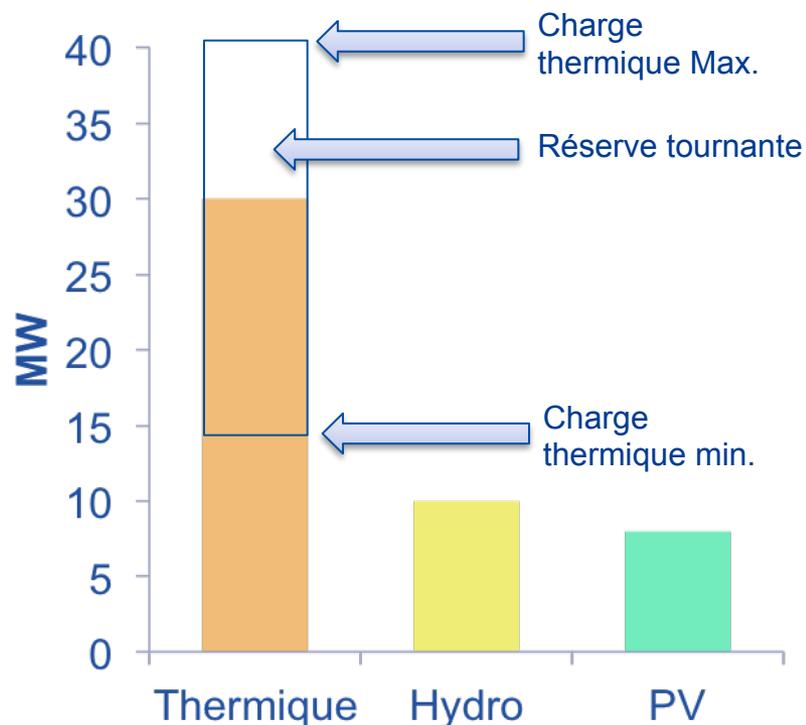
Mix électrique à l'instant t+5s



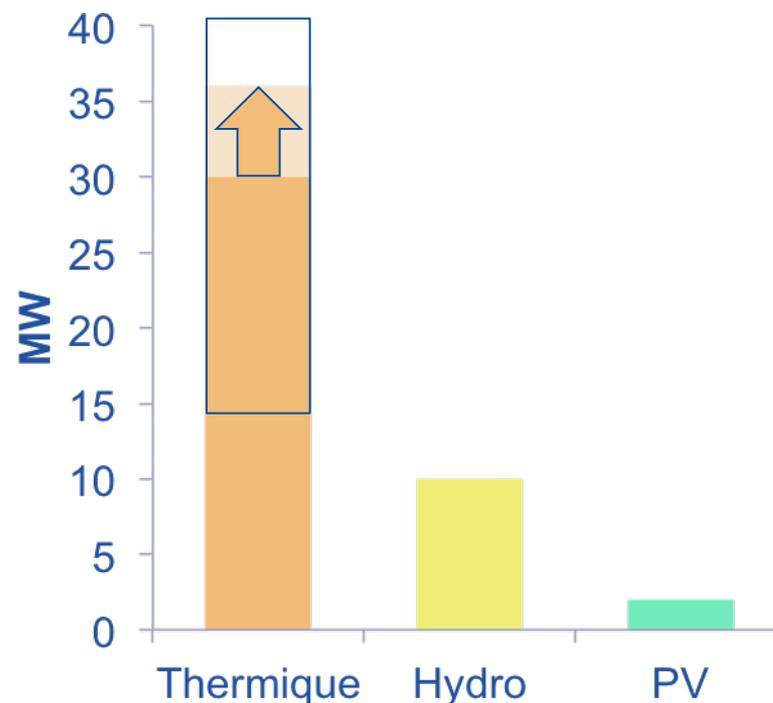
L'offre de production thermique doit être capable à tout instant de compenser les fortes variations rapides de la production photovoltaïque.

Sur Tahiti, la puissance maximale admissible pour de l'intermittent est de 13,3MW.

Mix électrique à l'instant t



Mix électrique à l'instant t+10s



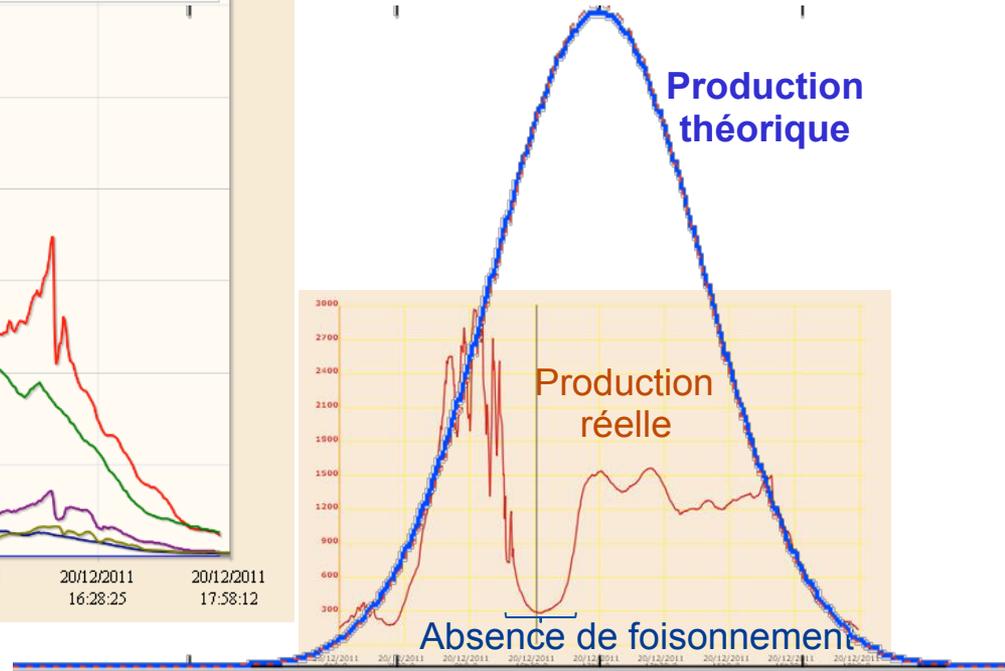
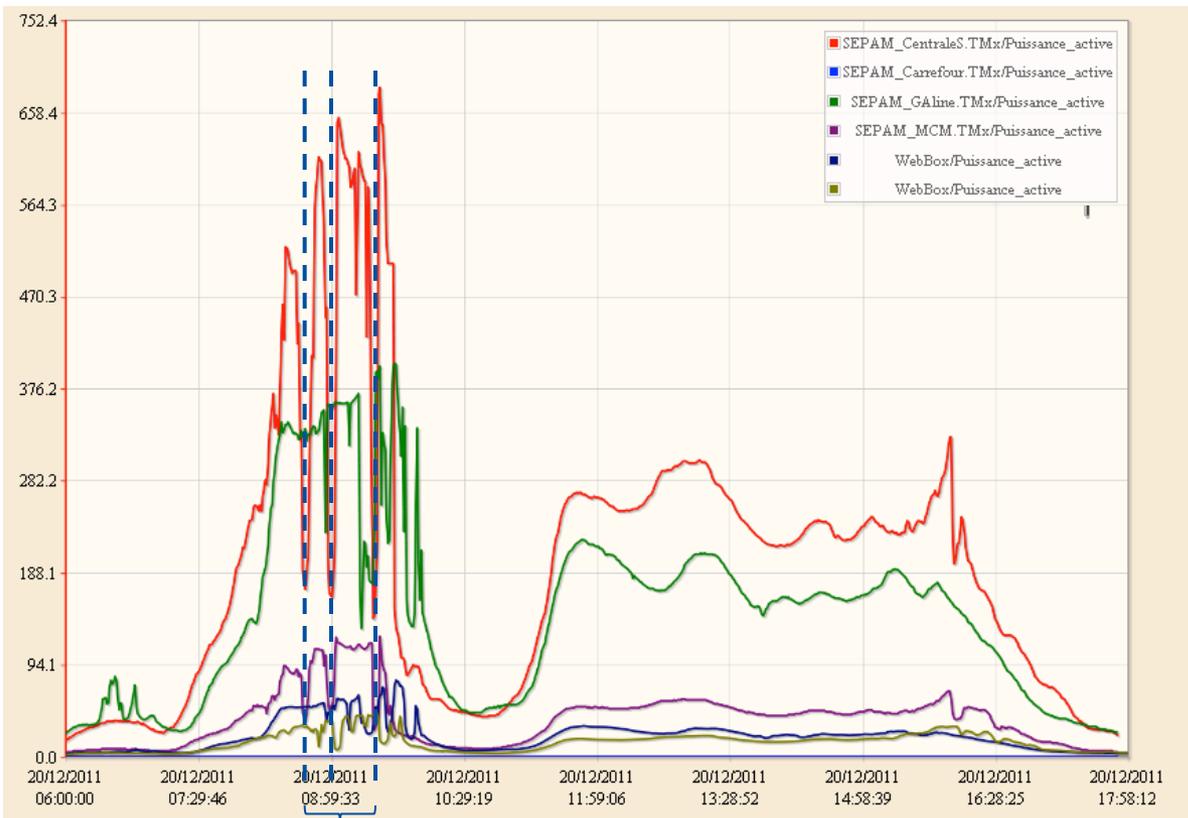
L'offre de production thermique doit être capable à tout instant de compenser les fortes variations rapides de la production photovoltaïque.

Sur Tahiti, la puissance maximale admissible pour de l'intermittent est de 13,3MW.

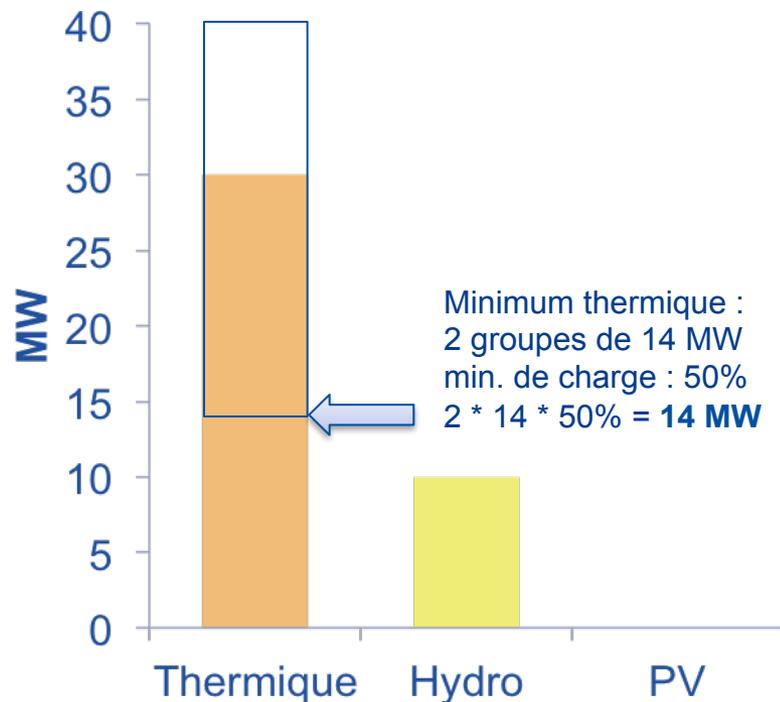
Exemple d'une journée chahutée pour le photovoltaïque



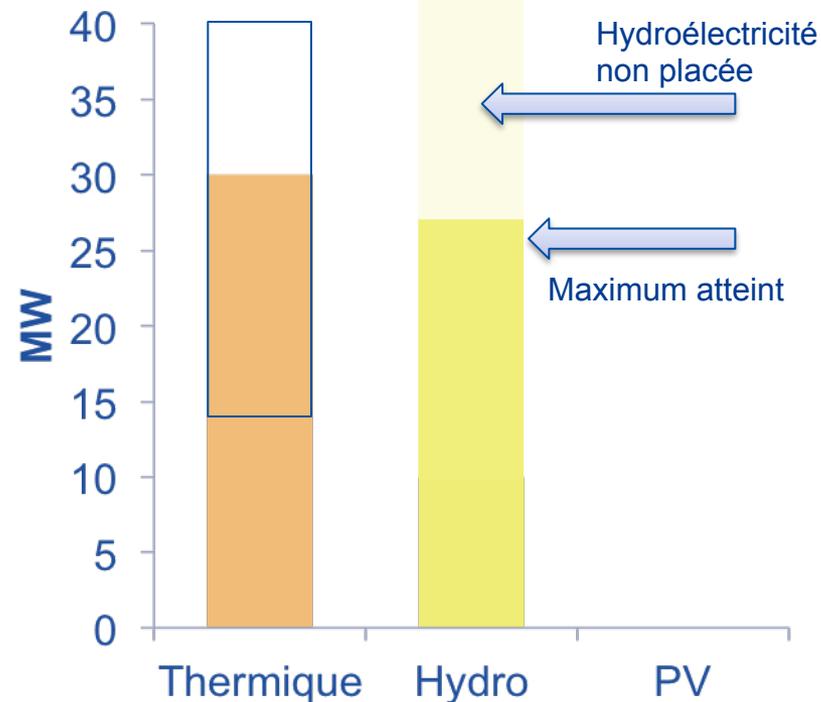
Production PV par site (kWh)



Mix électrique nocturne

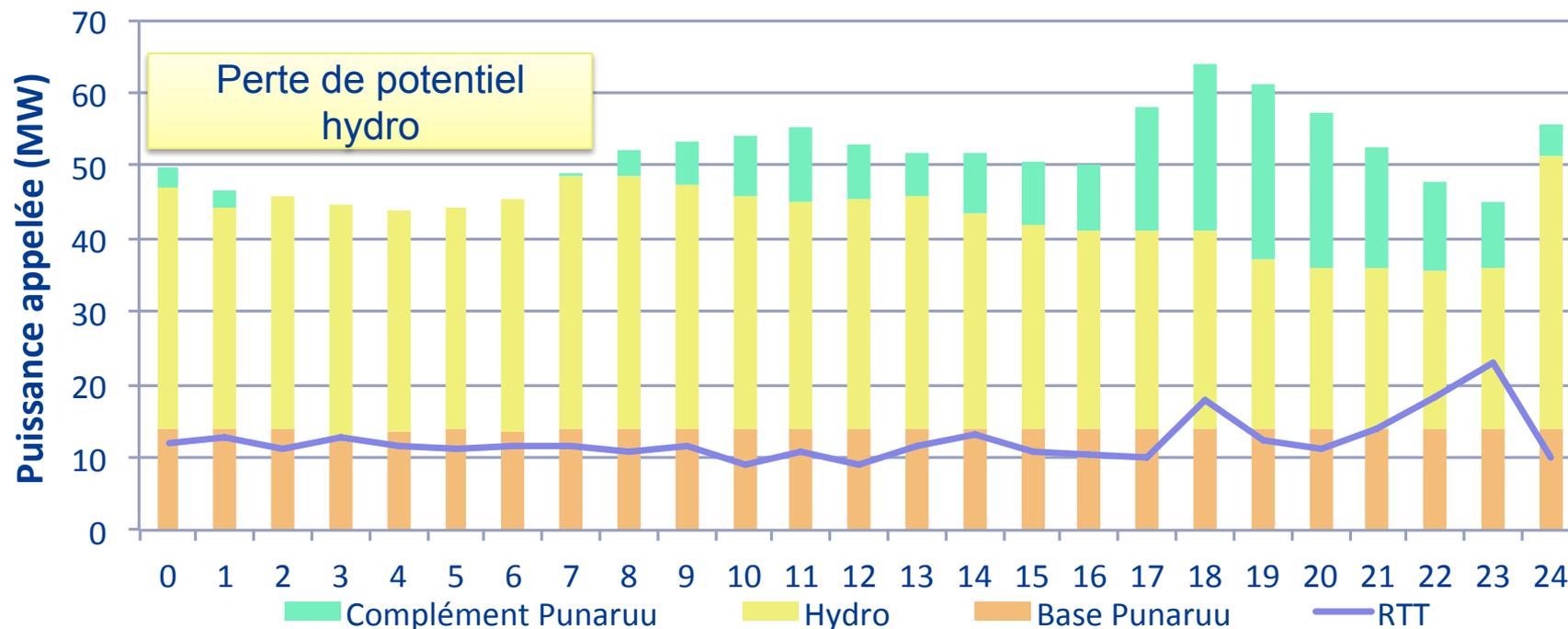


En cas de forte disponibilité de l'hydro



Dans le cas où les bassins sont pleins, l'hydroélectricité non placée est perdue

Courbe de charge et placement des énergies heure par heure pour la journée du 08/08/2010



Source: EDT

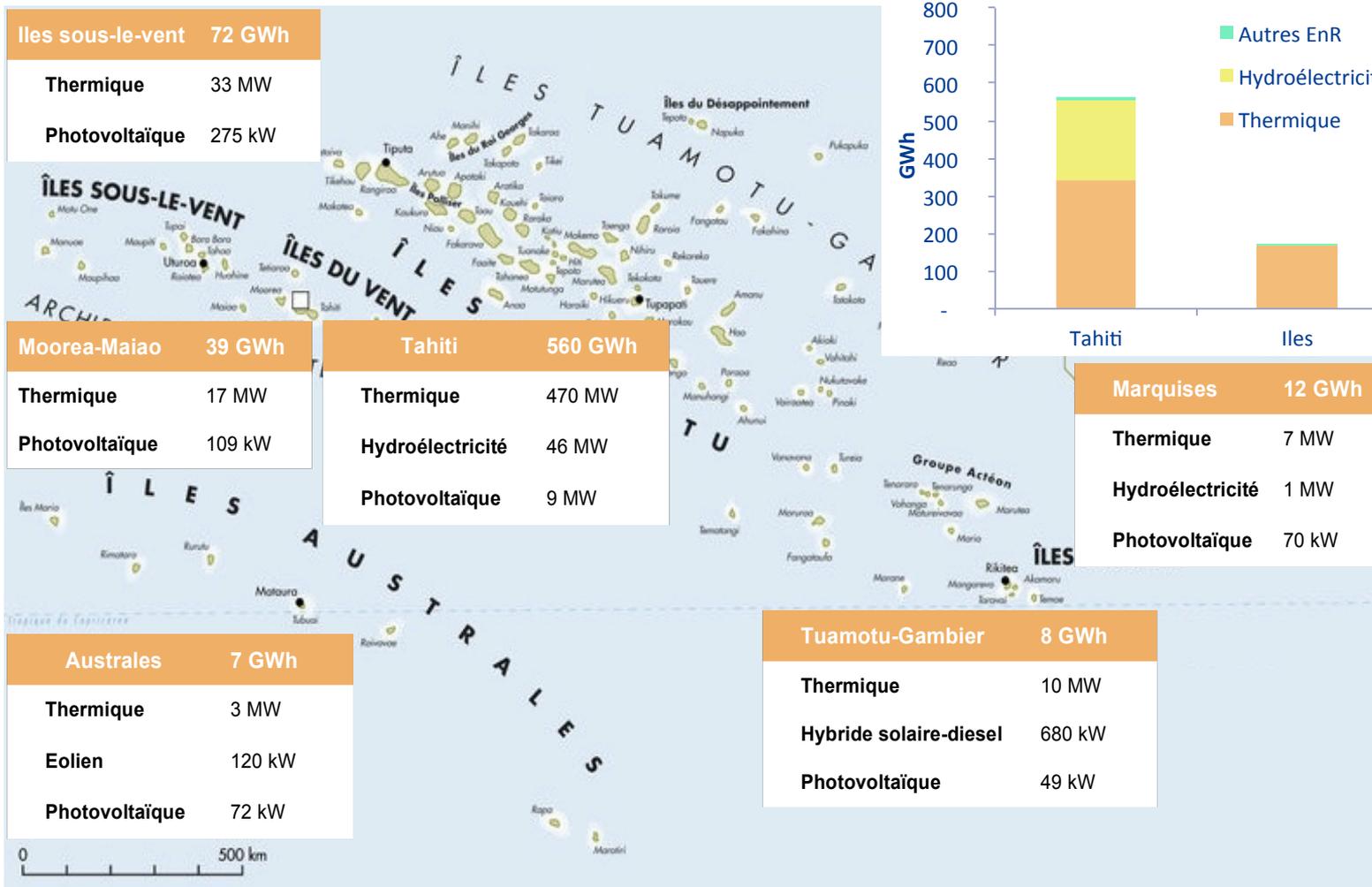
EDT estime pour 2010 la perte d'hydroélectricité par manque de capacité d'écoulement à environ 3,7% de la production (soit environ 7,8 GWh) pour 440 heures par an.

Une offre majoritairement thermique, avec une part non négligeable d'hydroélectricité

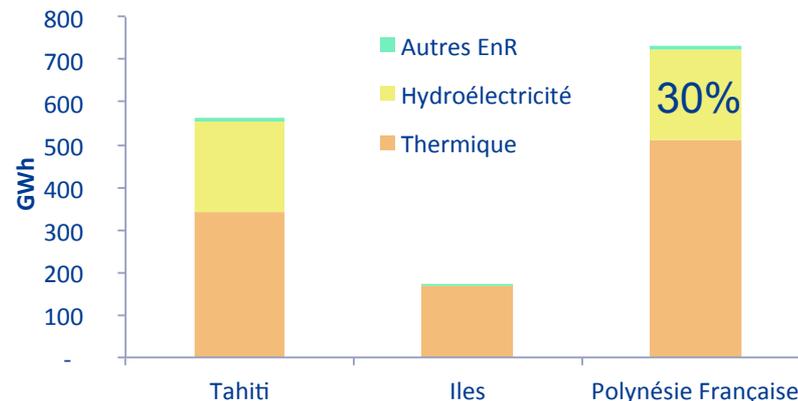


MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes

Puissances installées dans les différents archipels en 2010



Mix électrique de la Polynésie Française



Source: EDT, MRM, 2010

Source: EDT, MRM, 2010

Des scénarios de prix pour le pétrole en 2020

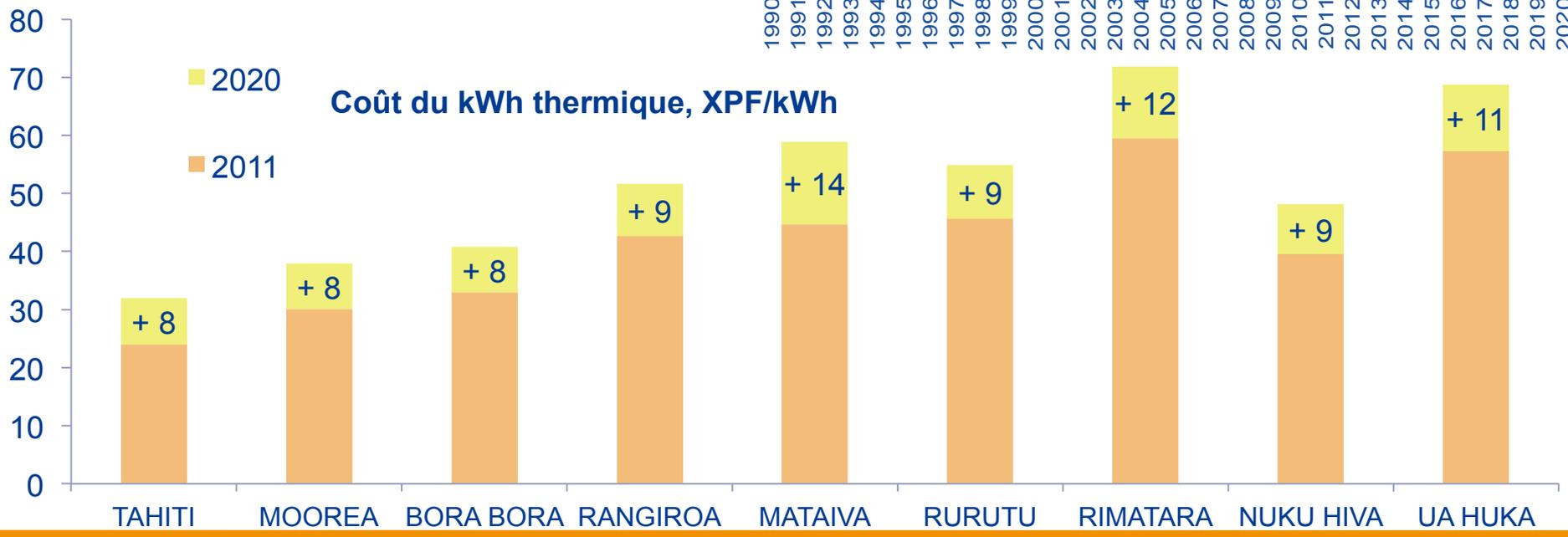
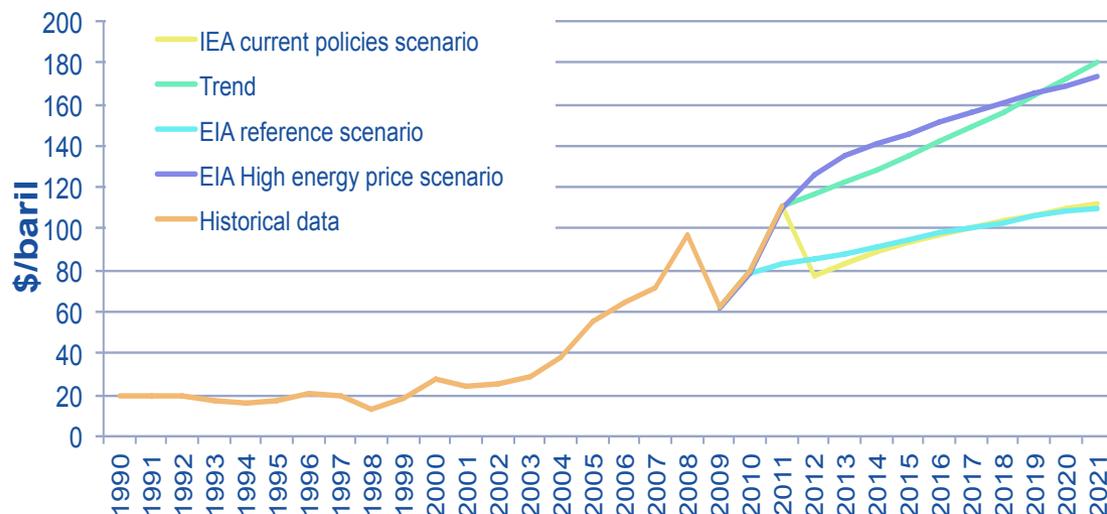


MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*

Scénario bas : 110 \$/baril en 2020
(ce qui équivaut au prix 2011)

Scénario haut : 170 \$/baril en 2020
(tendance de la hausse depuis 2003)

Les surcoûts pour le kWh
thermiques sont calculables



Le coût du kWh est orienté à la hausse

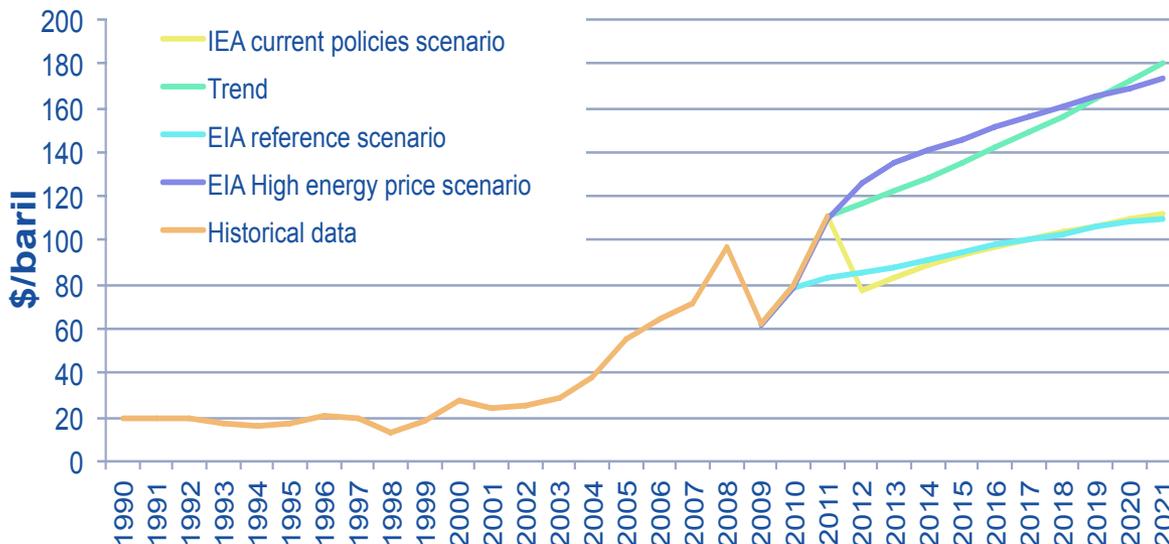


+10 \$/baril (Brent)

=> **+1** XPF/kWh Tahiti

=> **+2** XPF/kWh îles

=> **+1,25** XPF/kWh Ref



Impact du FRPH fin 2011 :

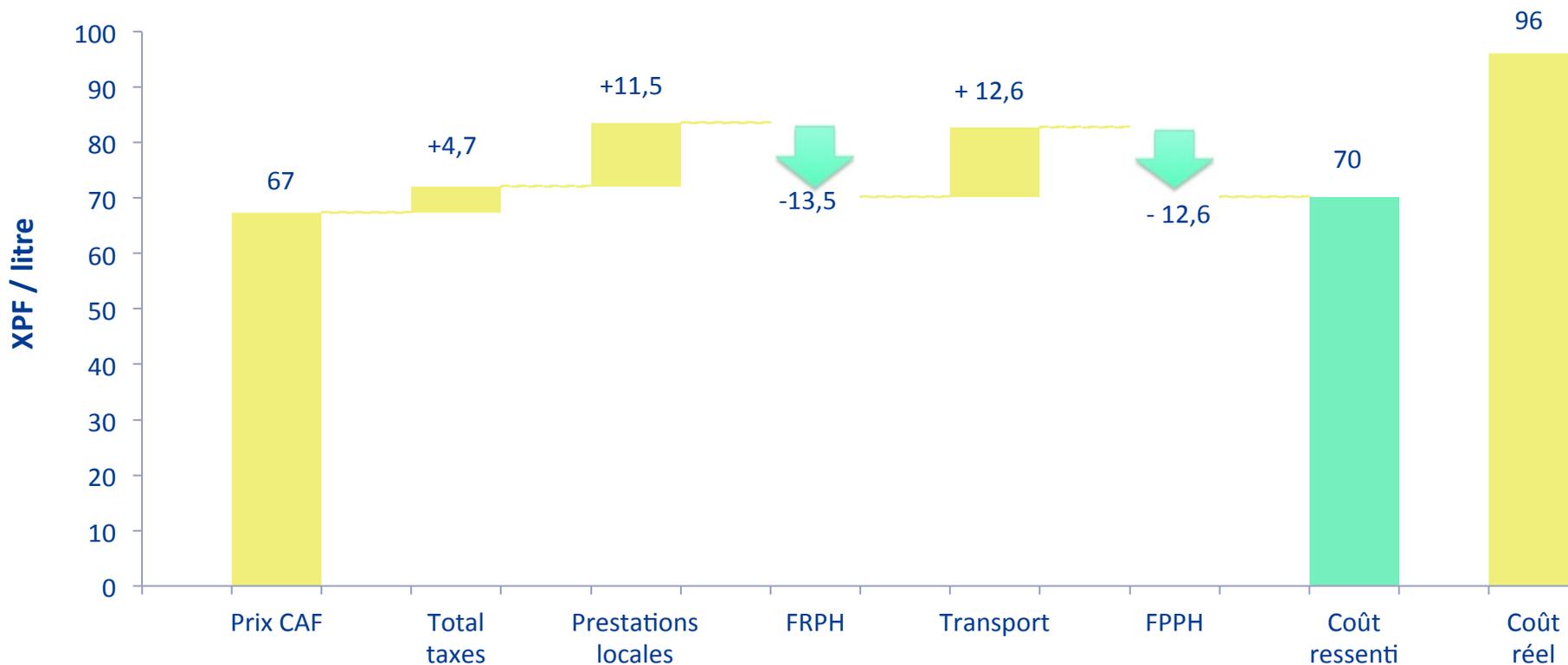
-2,5 XPF / kWh

Soit un **décalage d'un an** de la hausse du prix du baril, pour un coût de 1,6 milliard de francs sur l'année

La subvention au kWh thermique rend les EnR moins compétitives



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*

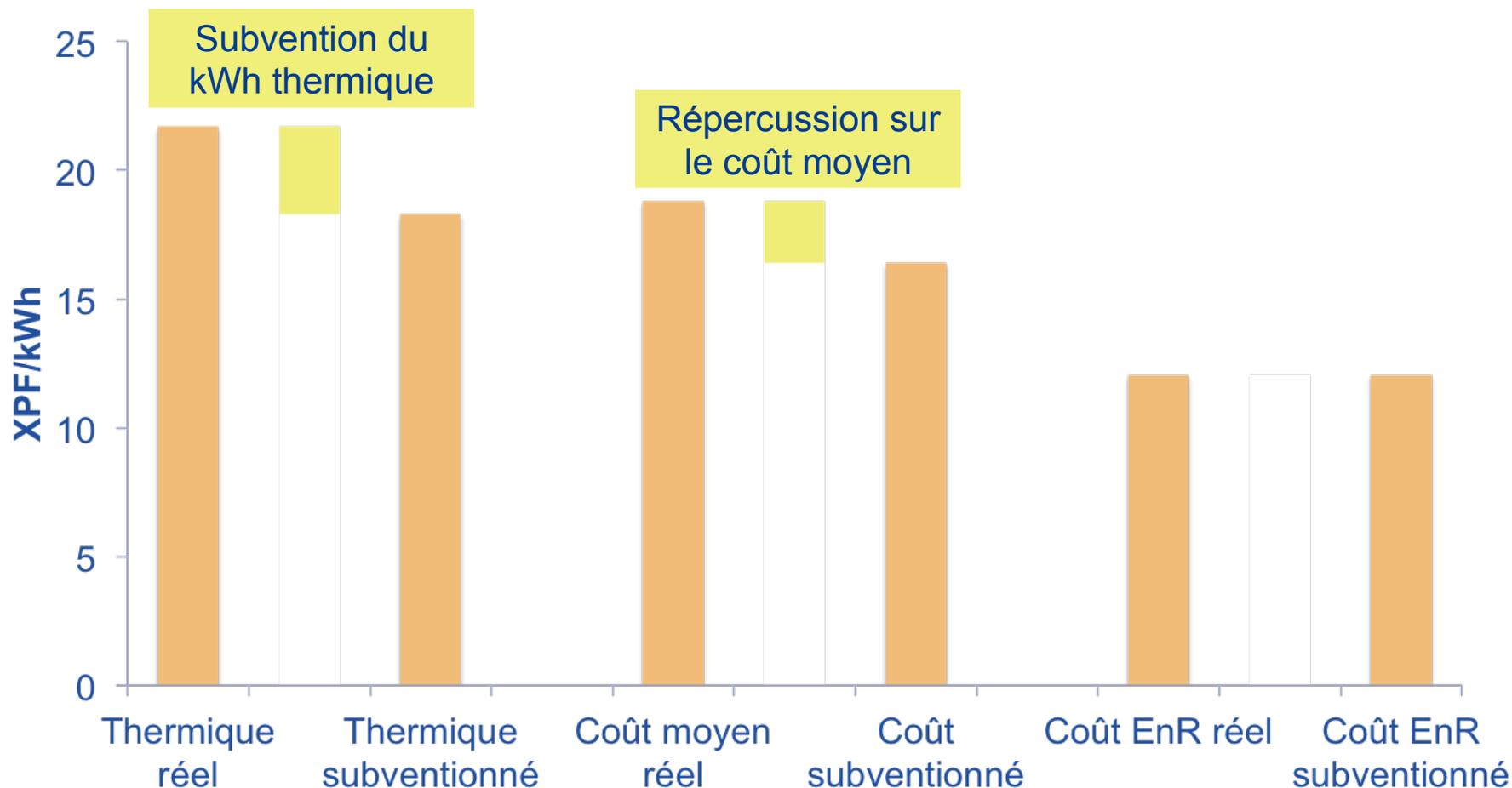


Si l'objectif de cette pratique est de diminuer le coût de l'électricité pour les abonnés, sa logique même est incompatible avec la volonté de développer les énergies renouvelables, celles-ci apparaissant encore moins compétitives.

Un moyen pour servir un objectif: abaisser le coût du kWh électrique (1/3)



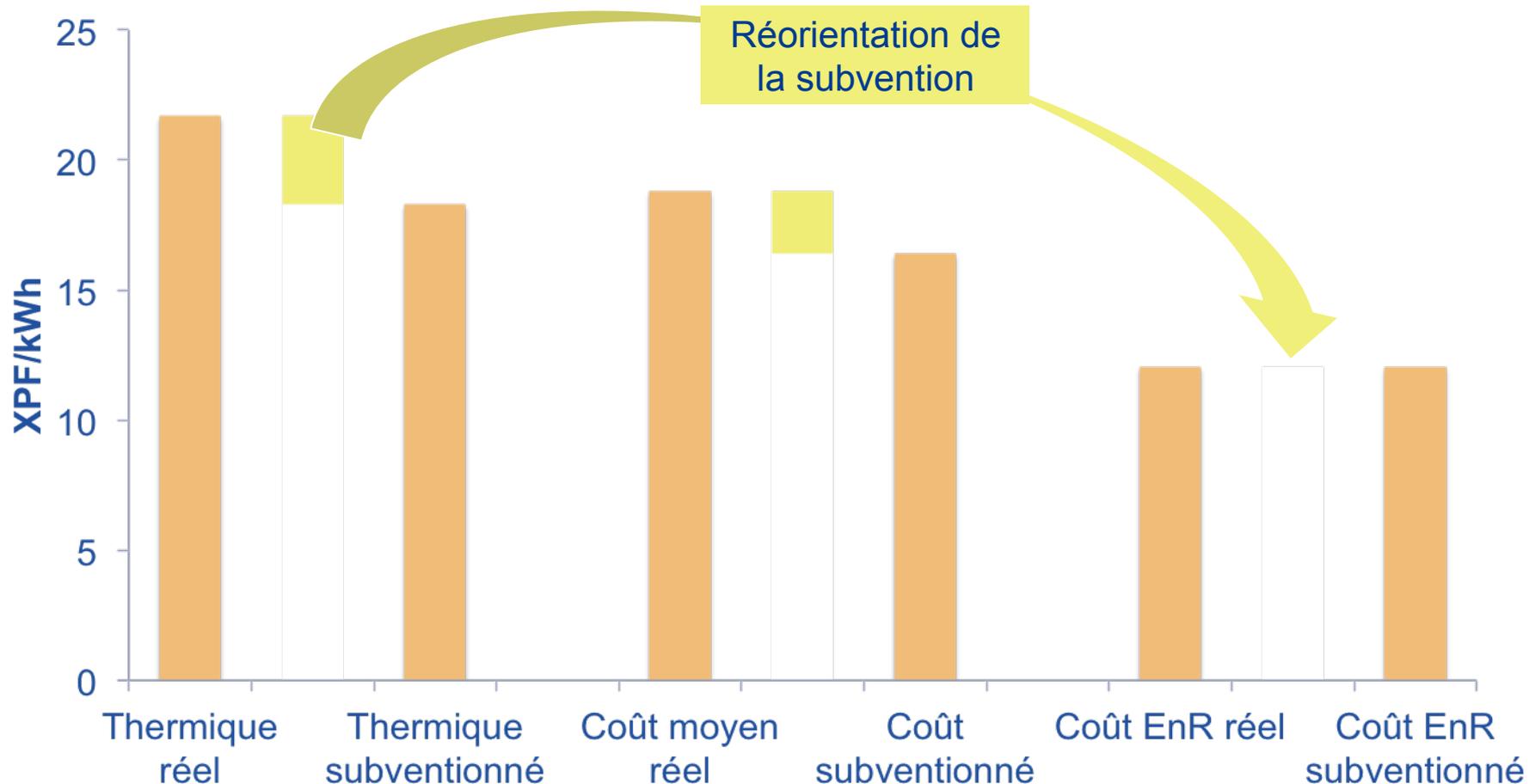
Impact du FRPH sur le coût de production



Un moyen pour servir un objectif: abaisser le coût du kWh électrique (2/3)



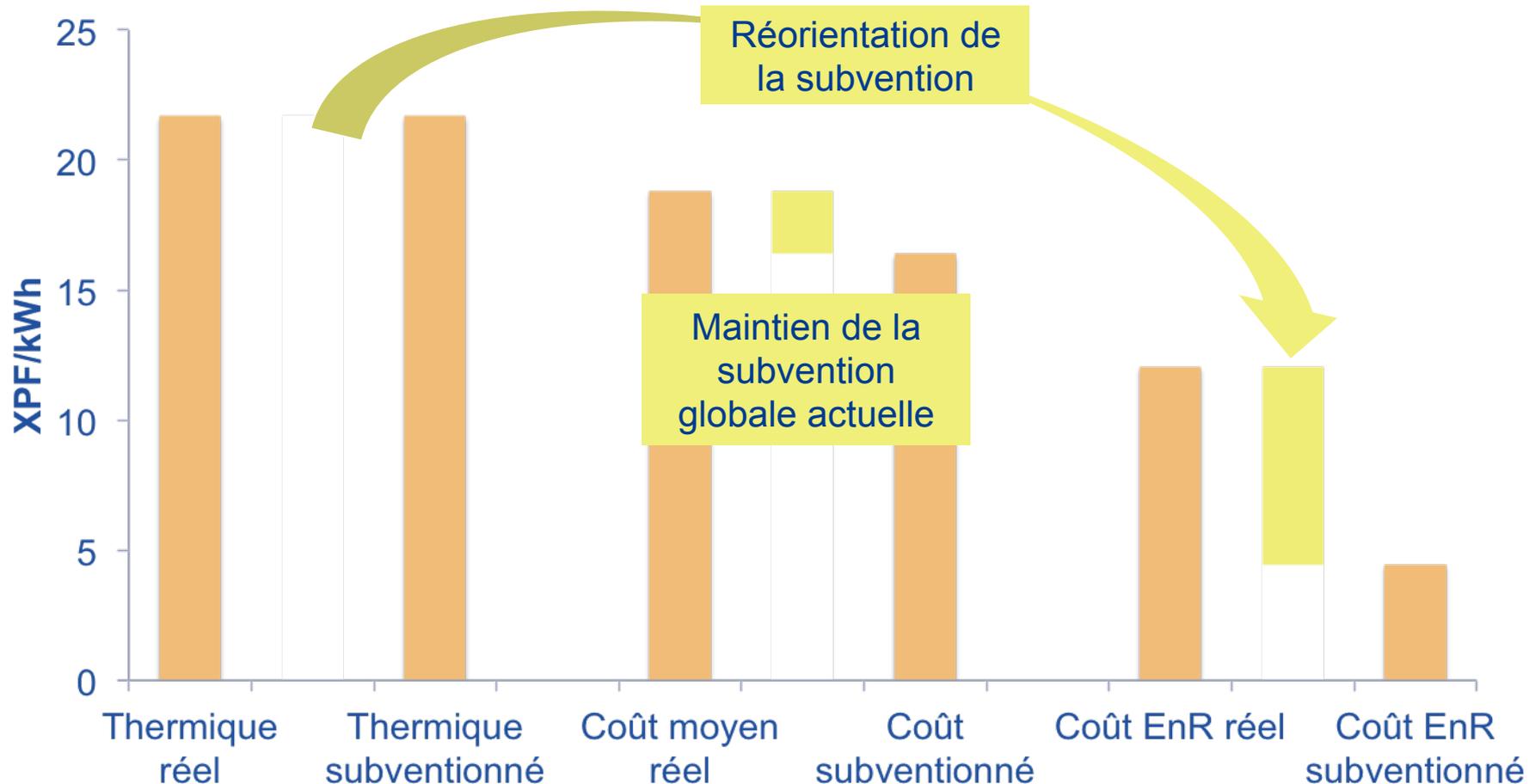
Impact du FRPH sur le coût de production



Un moyen pour servir un objectif: abaisser le coût du kWh électrique (3/3)



Impact du FRPH sur le coût de production

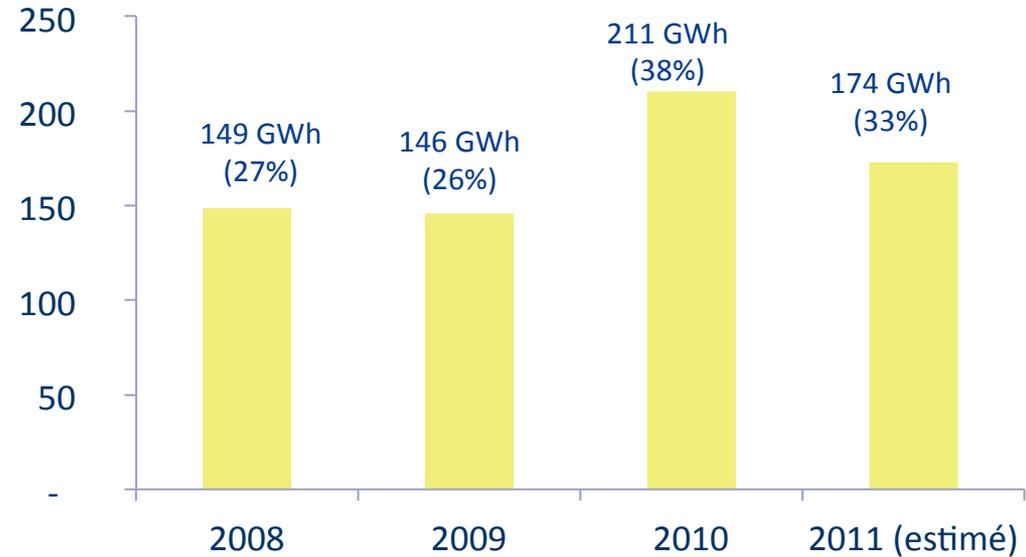
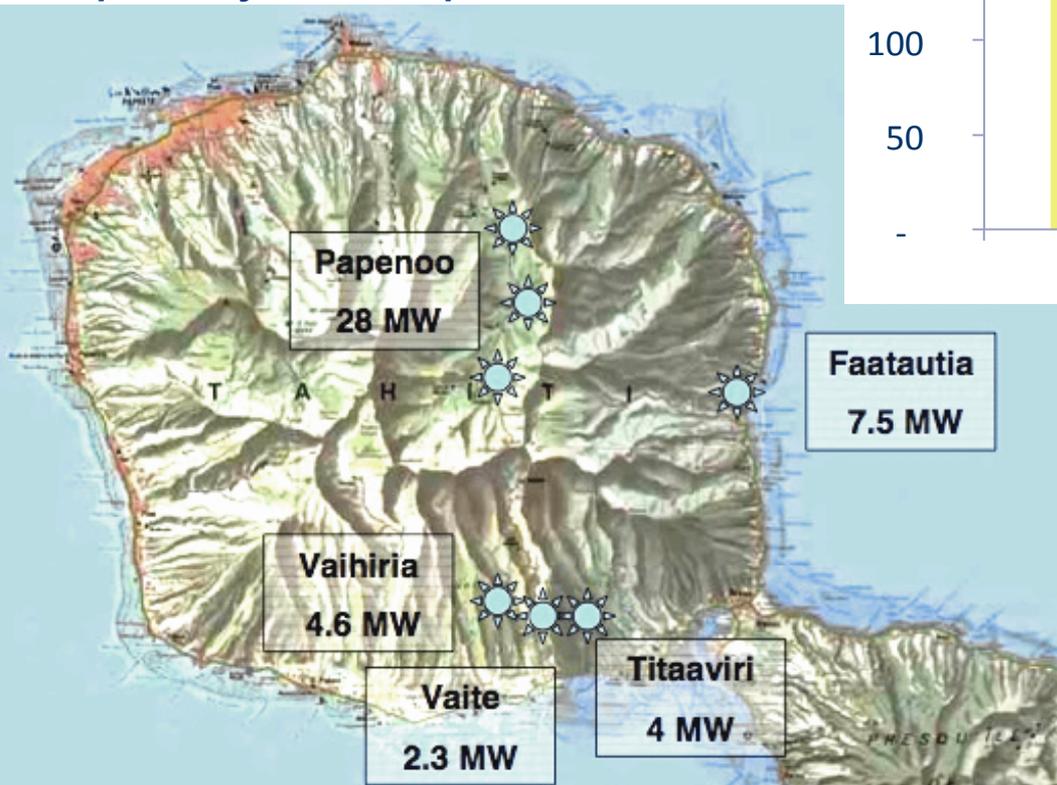


La production hydroélectrique tahitienne varie fortement d'une année sur l'autre...



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*

Capacité hydroélectrique installée

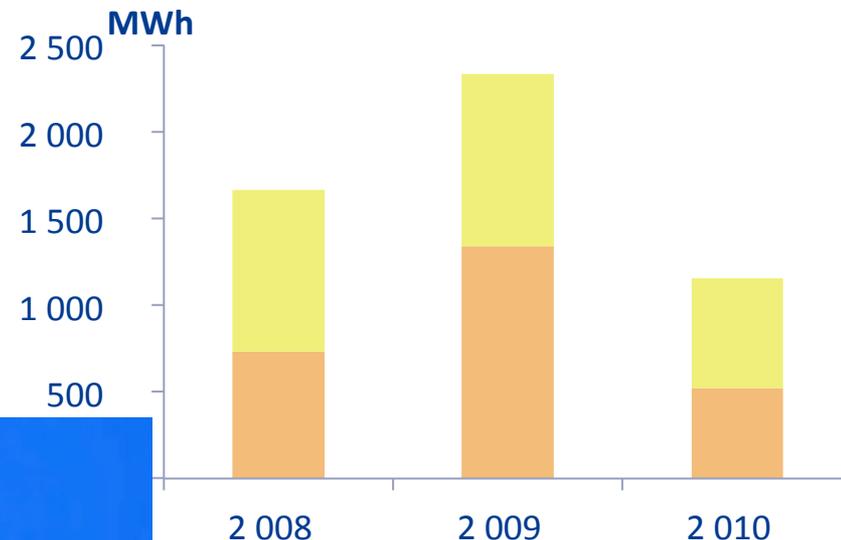
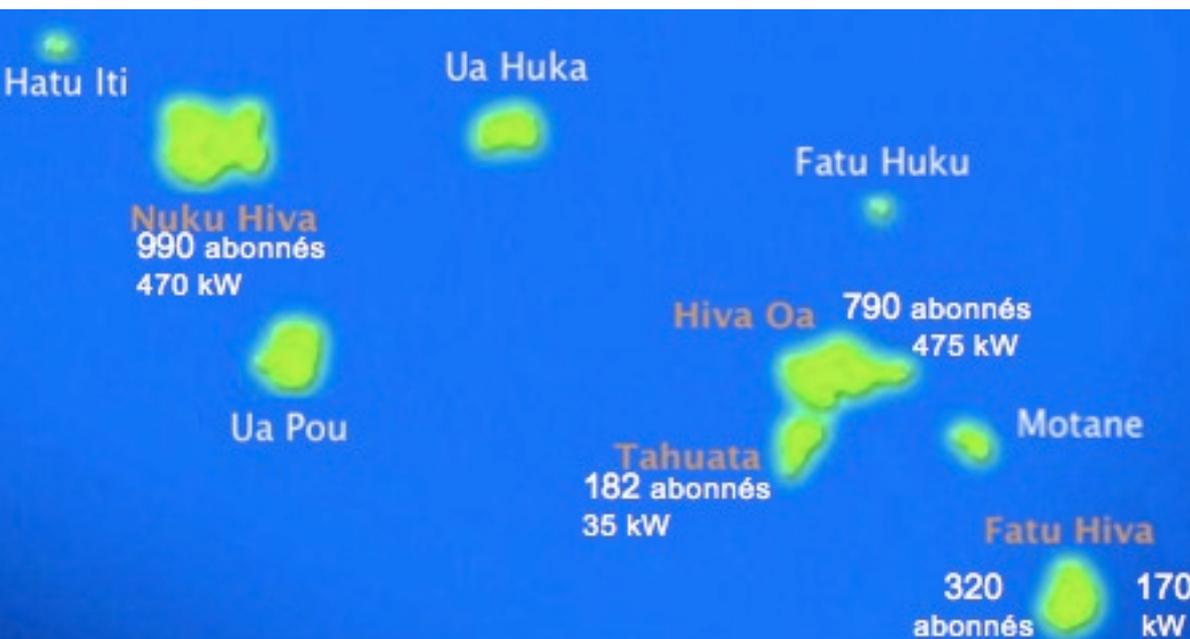


Production hydroélectrique et part dans le mix

... de même que celle des Marquises



Capacité hydroélectrique installée



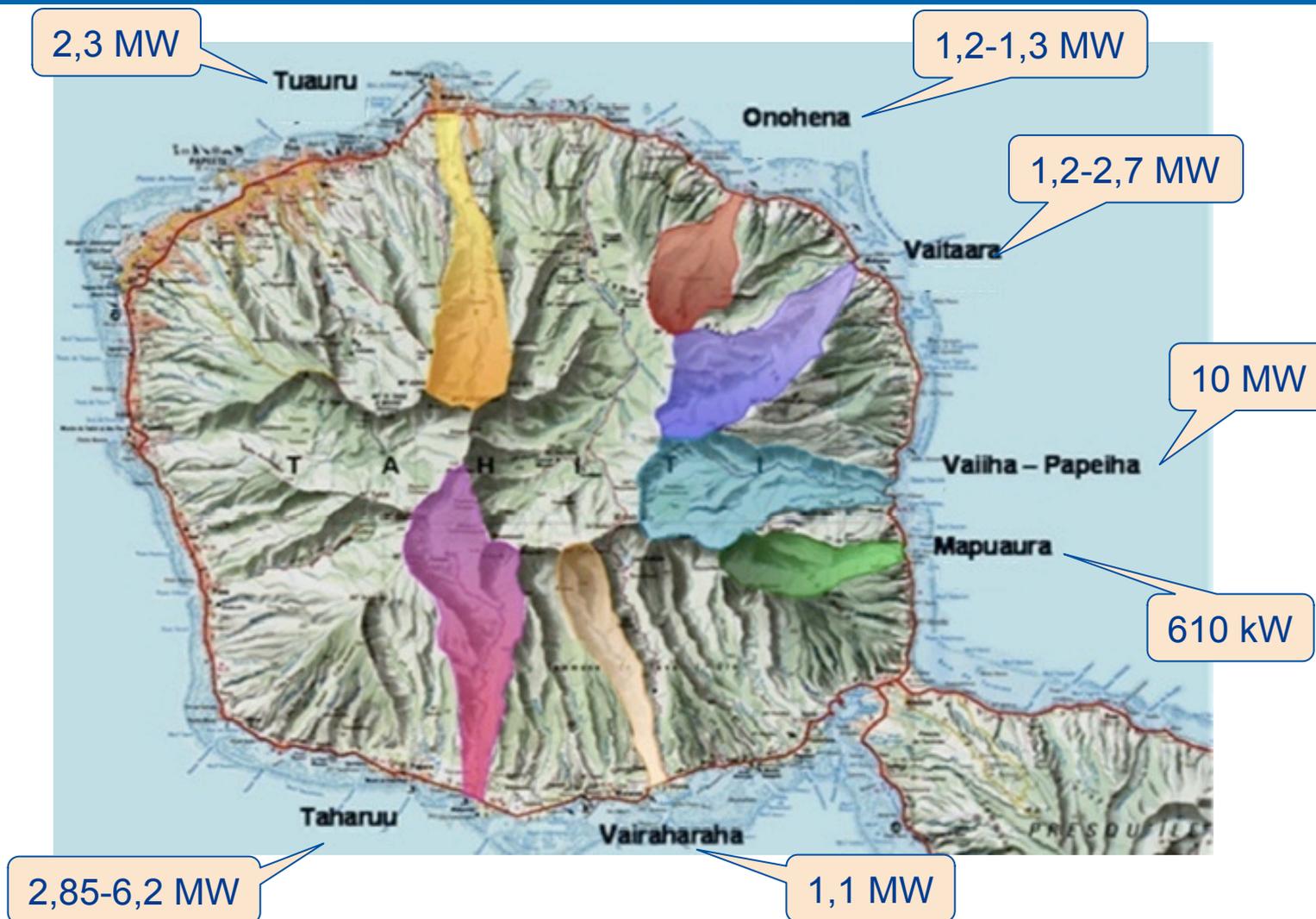
Production hydroélectrique aux îles Marquises

Note : la production est ralentie en 2010 du fait de travaux sur l'une des turbines de Nuku Hiva

Le potentiel hydroélectrique est encore important à Tahiti...



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*



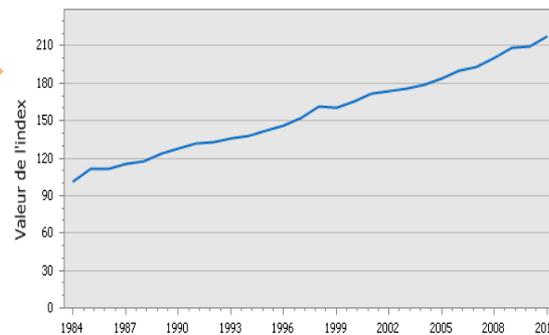
... mais pas à 12,06 F / kWh



Projet	Etude menée par	Coût (XPF/kWh)
Papeiha Vaiiha	EDT	36
Mapuaura	EDT	35,7
Tuauru	Sogreah	37
Onoheha	Sogreah	32
Vaïtaara	Sogreah	40
Taharuu	Sogreah	32
Vaite 2011	Carbone 4	22

Les prix annoncés sont tous supérieurs à 30 XPF/kWh

120 MXPF en 1981
Soit
11 XPF/kWh



22 XPF/kWh

Sans tenir compte des nouvelles exigences en termes de sécurité, environnement, etc.

On applique l'évolution de l'index du BTP...

Le photovoltaïque a été mis en œuvre de plusieurs manières, depuis près de 15 ans



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*

■ Photovoltaïque en sites isolés

- C'est le programme Photom, lancé en 1997
- Au total entre 1997 et 2010, environ 1500 installations ont été réalisées sur 29 îles, pour une puissance totale de 1,8MW
- Aujourd'hui environ 75kWc sont installés chaque année. Une révision du système liant le Pays et les installateurs est prévue pour 2012

■ Photovoltaïque connecté réseau

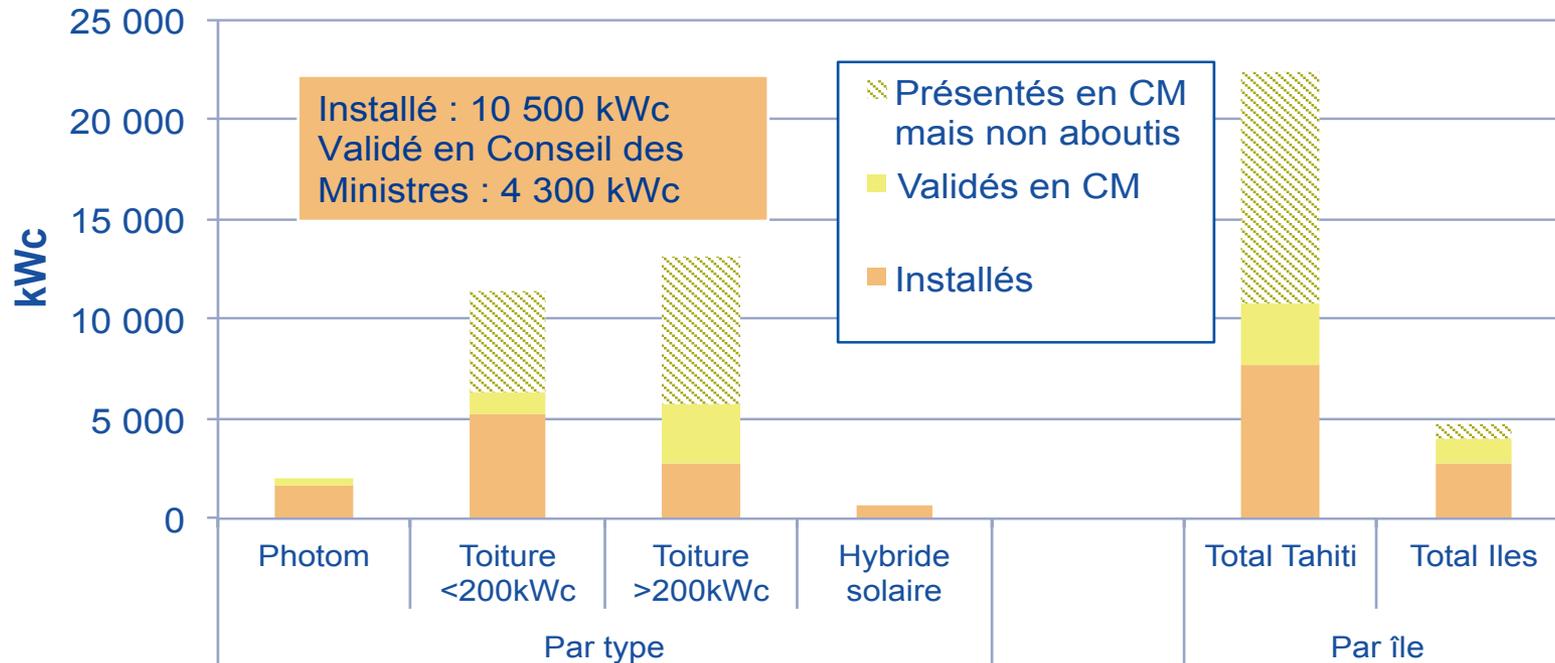
- Un premier programme d'incitation, Connectis, a été opérationnel entre 2005 et 2008 (pas de tarif de rachat). Durant ces 4 années, 165kWc/an ont été installés en moyenne.
- En 2009, les premiers tarifs de rachat ont été fixés entre 35 et 45 F / kWc (en fonction de la taille des projets), avec la possibilité de profiter d'une double défiscalisation. Associées à une baisse rapide des coûts, ces conditions extrêmement favorables ont rapidement mené à une explosion du nombre de projets.
- Au total sur les années 2008 à 2011, des dossiers ont été déposés pour plus de 65MW d'installations, et plus de 13MW de projets cumulés ont été validés par la Commission de l'Énergie (CE). La plupart des projets sont de tailles supérieures à 200kWc et situées à Tahiti. Dans les îles, 3 projets ont été retenus à Bora Bora, Moorea et Nuku Hiva.
- Suite à la révision des conditions de défiscalisation fin 2010 et la révision des tarifs de rachat en avril 2011 (alignés sur le coût de production du kWh thermique soit 15,98 XPF/kWh pour Tahiti et 23,64 XPF/kWh pour les îles), une part non négligeable de ces projets a été annulée et le nombre de projets déposés a nettement diminué en 2011.

■ Centrales Hybrides solaire-diesel

- Une première centrale hybride a été réalisée par EDT en 2000 à Makatea et renforcée en 2005
- Six autres centrales ont été construites dans des villages en régie municipale de l'archipel des Tuamotu
- Entre 50% et 100% des besoins sont actuellement couverts par le champ solaire selon les sites.



Récapitulatif des installations photovoltaïques en Polynésie



Source: EDT, MRM

Sans l'annulation de nombreux projets PV, les capacités d'accueil du réseau (13,3MW) auraient été totalement saturées.

Potentiel photovoltaïque



	Potentiel		Coûts	
	Tahiti	Îles	Tahiti	Îles
PV intermittent	Panneaux photovoltaïques « traditionnels », sans système de régulation. Prix compétitifs mais capacité d'accueil limitée.		Baisse de prix globale (matériel et installation) entre -35% et -45% sur la période.	
	Potentiel: +5MWc (y compris les projets déjà validés) 13 MWc au total Soit 18 GWh (3% de la consommation 2011 de Tahiti)	Potentiel: Limité à 30% de la puissance moyenne jour 8 MWc au total Soit 10 GWh (6% de la consommation des îles)	<p>Source: ASIF</p>	
PV régulé	Environ 50 MW Soit 70 GWh	Limité à la puissance moyenne jour : 21 MWc soit 28 GWh	Pour de grandes installations (de l'ordre du MWc), + 6 XPF / kWh, sur la base d'un contrat remporté par l'entreprise SAFT pour l'une des îles d'Hawaï. Pour des installations plus petites, en attente du retour d'expérience d'EDT sur Mataïva	
Hybride solaire-diesel	Illimité	Illimité	>100 XPF/kWh	>100 XPF/kWh



- Le solaire à concentration est à exclure car la Polynésie française ne bénéficie pas d'un ensoleillement direct suffisamment important.
- Il est également possible de produire de l'électricité à partir de solaire thermique sans concentration (avec une turbine ORC).
- Cette technologie présente l'avantage de pouvoir intégrer très simplement un stockage « tampon » d'énergie, sous forme de ballon d'eau chaude.
- Les chiffres ci-dessous sont issus d'un entretien avec Christian Lenôtre, directeur général de Sophia-Energie:
 - Emprise au sol: 1ha pour 250kW de puissance et une production annuelle de 400MWh (projet pour l'île de la Réunion)
 - Coûts indicatifs: 45-50 F / kWh (coûts de stockage inclus)
- Cette technologie serait adaptée à la fois à Tahiti et aux îles.

Faute de projets concrets à ce jour, ce potentiel n'a pas été pris en compte dans l'équilibre offre-demande



- L'énergie éolienne est très peu développée en Polynésie Française. Les conditions climatiques ne sont pas très favorables à l'utilisation cette énergie (vitesses de vent relativement faibles et risque cyclonique), et les conditions d'installation sont également délicates avec des vallées souvent difficiles d'accès.
- Deux expériences de taille moyenne ont été menées jusqu'ici :
 - Sur l'île de Rurutu, 2 éoliennes de 60 kW ont été installées et connectées au réseau. Leur production a représenté en 2001 environ 10% de la production totale de l'île. Ces éoliennes, installées en 1991, ont été arrêtées en 2008 (le matériel, arrivé en fin de vie, demandait un coût de maintenance trop élevé)
 - Sur l'île de Makemo, une centrale hybride éolien-diesel a été mise en place. La centrale connaît aujourd'hui d'importantes difficultés liées à du matériel défectueux.
- Par ailleurs de petites éoliennes (7 kW) alimentent des sites isolés (pensions de famille à Maupiti et Tikehau) ou des réseaux isolés (île de Hao).

A Tahiti, l'état d'avancement des études ne permet pas de conclure à une production possible en 2020

Dans les îles EDT a étudié des projets sur Tahaa, Nuku Hiva, Tikehau et Ua Pou



- Une expérience de production d'électricité à partir de biomasse a déjà été menée sur Tahiti.
 - La société Tamara'a Nui avait mis en place à Tipaerui en 1993 une première usine de traitement de déchets ménagers. L'électricité était produite à l'aide d'une turbine vapeur de 2 MW (incinération des déchets) ainsi que deux groupes biogaz de 1 MW.
 - L'usine fut finalement arrêtée en 1995 et la société mise en faillite.

- Deux projets sont actuellement à l'étude
 - Sur Tahiti, centrale de bio-méthanisation et compostage de Paihoro
 - Projet présenté par le groupe SPRES et le Pays: 650kW pour un productible de 5,2GWh par an
 - Compte tenu des difficultés techniques, environnementales et logistiques de ce type de projet, il nous semble plus prudent de retenir des valeurs plus modestes pour le Schéma Directeur: 300kW pour un productible de 2 GWh par an
 - Sur Nuku Hiva, centrale dendrothermique à Nuku Hiva
 - Projet présenté par la SEDEP: 1,5 MW pour un productible de 4 GWh par an et un prix de revient de 35 F/kWh.
 - Etant donné le peu d'études de faisabilité effectuées jusqu'ici (accès au plateau, besoins en main d'œuvre, placement de la production électrique sur le réseau) et le potentiel déjà important en termes d'énergies renouvelables pour Nuku Hiva, nous proposons de baser nos estimations sur une puissance installée plus modeste de l'ordre de 500 kW.
 - A défaut d'étude permettant de valider ou invalider les coûts annoncés, nous considèrerons un prix de revient de 35 F/kWh.

Ces projets sont basés sur des technologies connues mais complexes et doivent faire l'objet d'études complémentaires



▪ Energie hydrolienne

- Plusieurs études sont en cours afin de déterminer la faisabilité et la pertinence de l'installation d'hydroliennes dans les îles, notamment dans les passes. Une étude pilote avait déjà été menée dans la passe Kaki de l'atoll de Hao. Deux technologies concurrentes semblent adaptées, et un appel à manifestation d'intérêt devrait être lancé courant 2012 pour la mise en place d'un projet pilote hydrolien de quelques kW.
- Les problématiques de coût de référence de l'électricité d'origine hydrolienne n'ont pas encore été abordées à ce jour, et il nous semble prématuré (hormis pour le prototype de Hao) de l'intégrer dans l'équilibre offre-demande à horizon 2020.

▪ Energie houlomotrice

- Un premier projet pour la Polynésie, porté par la SEDEP, a fait l'objet d'études de faisabilité technique. Ce projet qui prévoyait la mise en place d'une centrale houlomotrice à Papara, initialement prévu pour 2008, n'a toujours pas été concrétisé en 2011. Etant donné le peu d'activité autour du projet et l'absence à ce stade d'un chiffrage des coûts complets, nous ne l'intégrerons pas dans l'équilibre offre-demande pour 2020.
- Un second projet est en cours pour l'île de Tetiaroa. Il s'agit d'un projet pilote basé sur la technologie immergée CETO. La mise en place de la centrale, d'une puissance de 600 kW, est prévue en 2012. En l'état et à horizon 2020 nous ne prendrons en considération que cette première installation. Toutefois si ce premier projet s'avère concluant d'autres développements pourraient alors être envisagés sur la base de cette technologie lors de la prochaine mise à jour du schéma directeur.
- Aucun prix de référence ni tarif de rachat n'a été fixé à ce jour pour cette technologie.

Un retour sur les projets pilotes est attendu avant d'envisager un développement à plus grande échelle.



▪ Energie Thermique des Mers (ETM ou OTEC)

- Un projet de 8.2MW nets en Polynésie porté par Pacific Otec/DCNS est aujourd'hui à l'étude.
- Cette filière implique des études de faisabilité préalable longues et coûteuses, avec de nombreuses mesures (bathymétrie, courantologie, etc.). La réalisation était initialement prévue pour débuter en 2010, avec une mise en service en 2014. A ce jour cependant, les études ne sont toujours pas engagées.
- En l'état d'avancement du projet il nous semble peu probable de voir le projet aboutir d'ici à 2020.
- Par ailleurs cette technologie étant au stade de développement, des avancées tout à fait significatives ont été annoncées par Pacific OTEC en début d'année 2011, et d'autres annonces de ce type sont à attendre dans les années qui viennent. Les retours d'expériences de la Réunion et de la Martinique permettront certainement également de réduire considérablement les incertitudes et les coûts (18 milliards de francs d'investissement à ce jour).

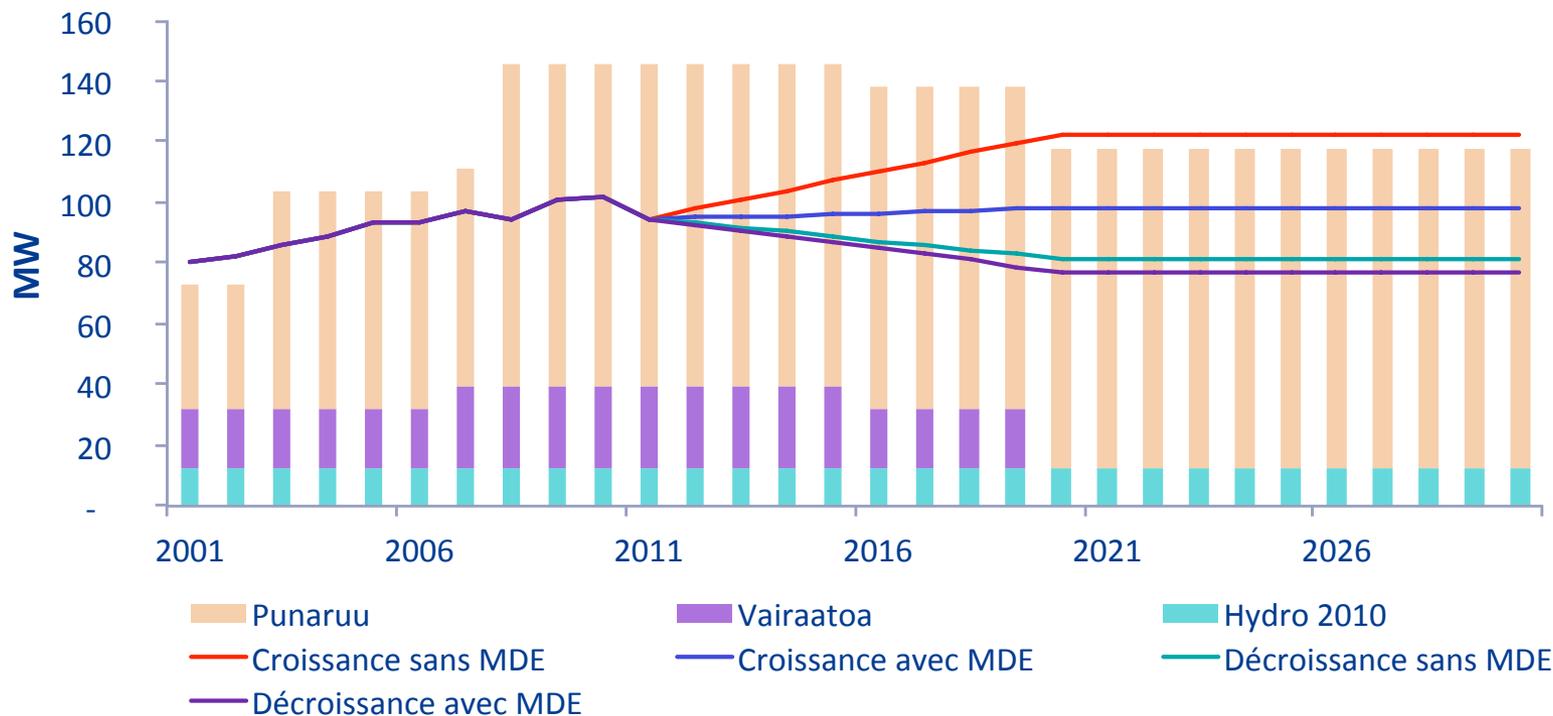
A ce stade il nous semble judicieux pour le Pays d'attendre une plus grande maturité de la technologie avant de s'engager financièrement dans un projet de cette envergure



- La demande en électricité
- L'offre de production
- **L'équilibre offre – demande**
- Conclusions



Equilibre puissance garantie - pointe pour les 4 scénarios retenus



Source: Carbone 4

Seul le scénario « Croissance sans MDE » conduit à une insuffisance de puissance garantie en 2020. Un tel investissement serait pour le moins paradoxal en parallèle d'un objectif affiché de développement des énergies renouvelables. Ce scénario est donc à éviter.

Rappel des projets à horizon 2020 pour Tahiti



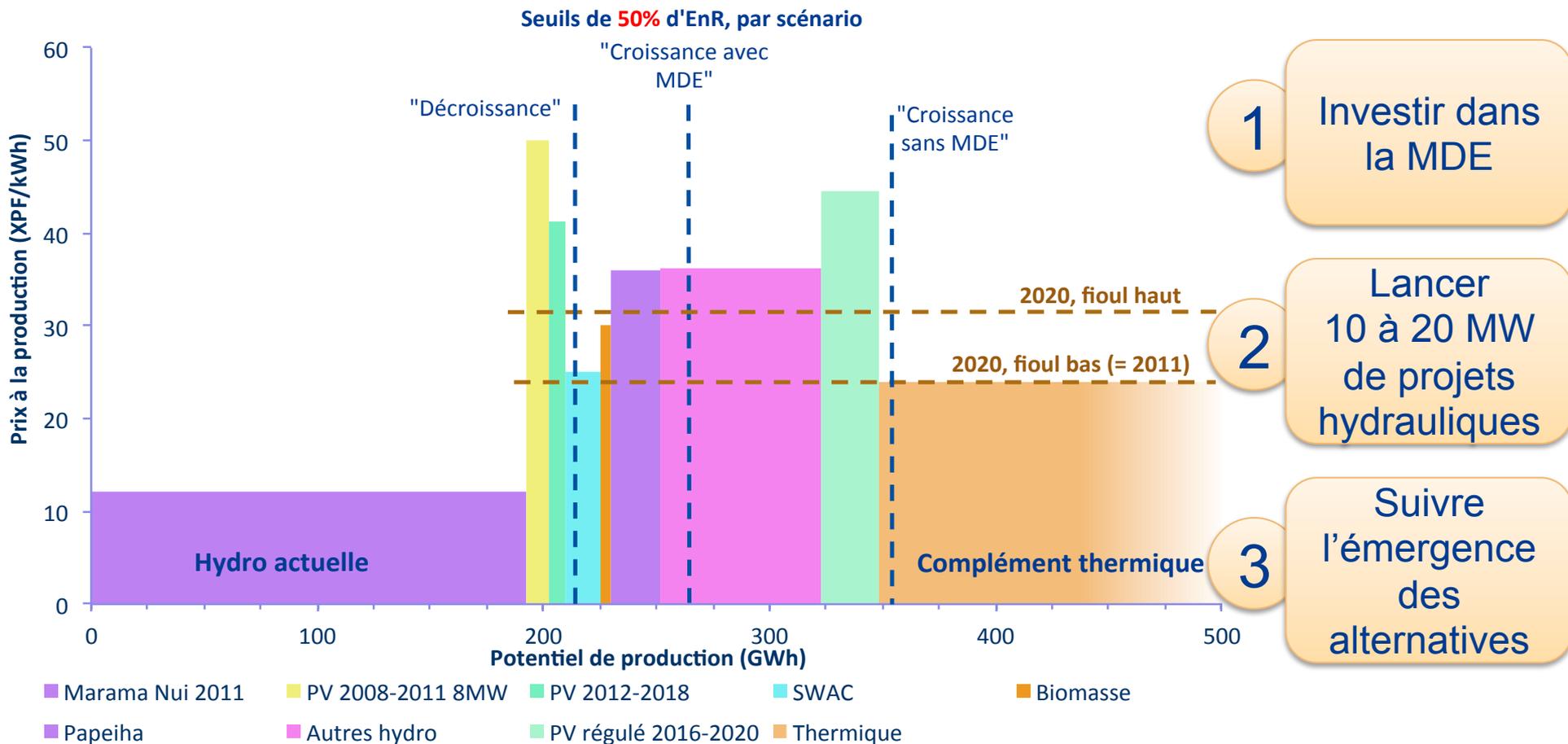
MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*

Probabilité	Projet	Potentiel (MW)	Puissance garantie (MW)	Invest (MXPf)	Productible (MWh)	Coût (XPf/kWh)
Probable	Papeiha	10,5	1,5	6 600	24 000	36
Probable	PV intermittent	6		2 400	8 100	42 à 46
Possible	Autres hydro*	15	1,5	22 500	72 000	35
Eventuel	PV régulé	∞	-	-	∞	50 à 60
Eventuel	Biogaz Pahairo	0,300	-	≈750	1 800	≈40

*: Projets de Mapuaura, Moaroa, Vairaharaha, Tuauru, Vaitaaara, Taharuu et Onoheha



Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, hors subventions



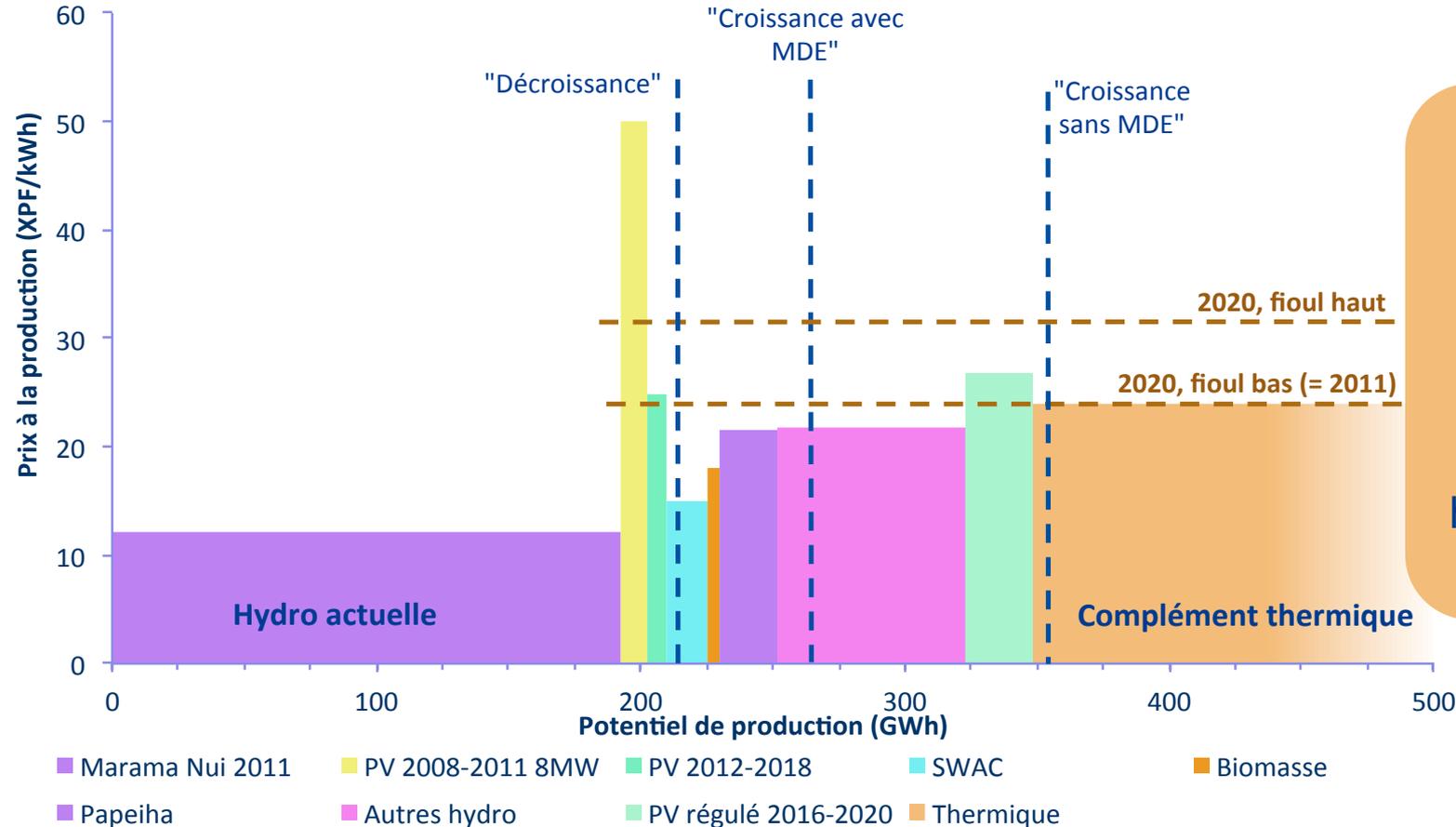
Source: Carbone 4

... et la nécessité d'aller chercher des subventions



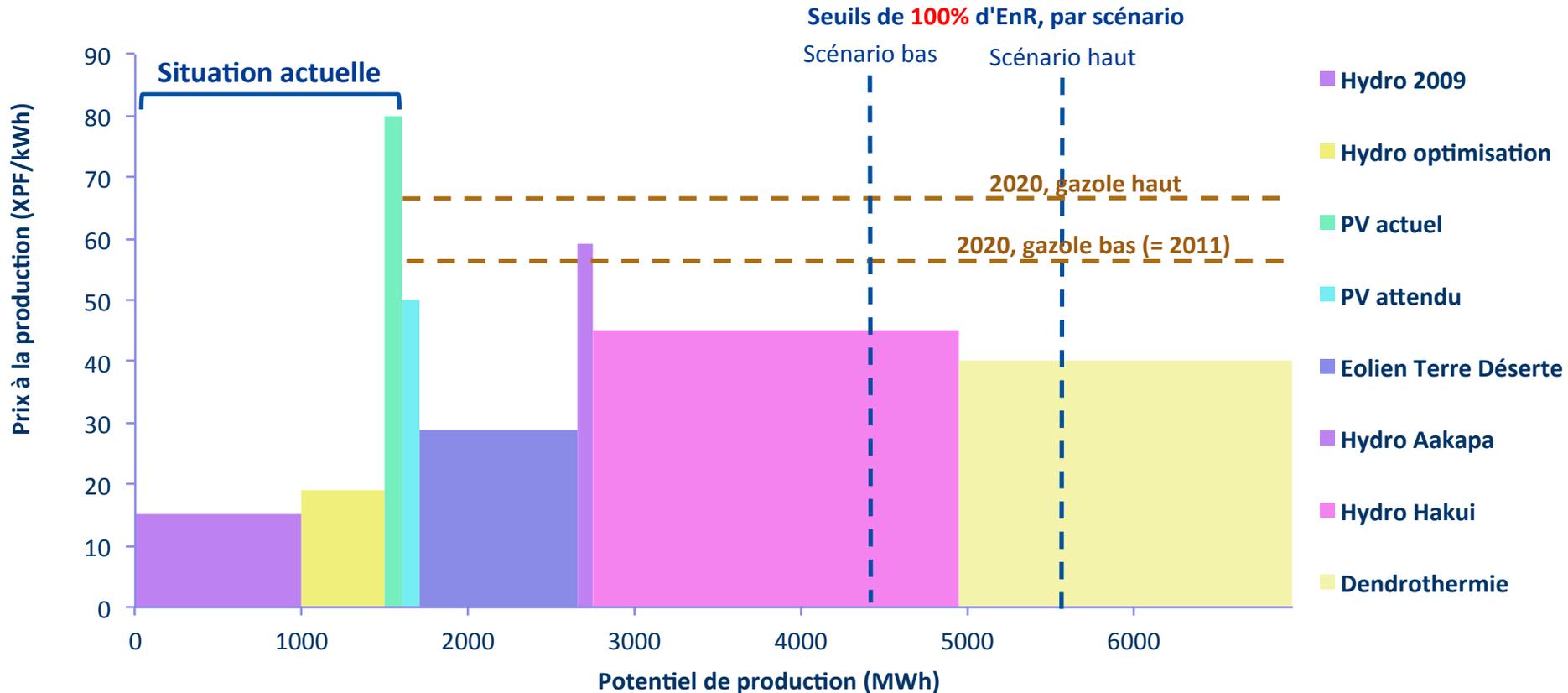
Courbe d'abattement potentiels/coûts par projet, subventions à hauteur de 50%

Seuils de 50% d'EnR, par scénario



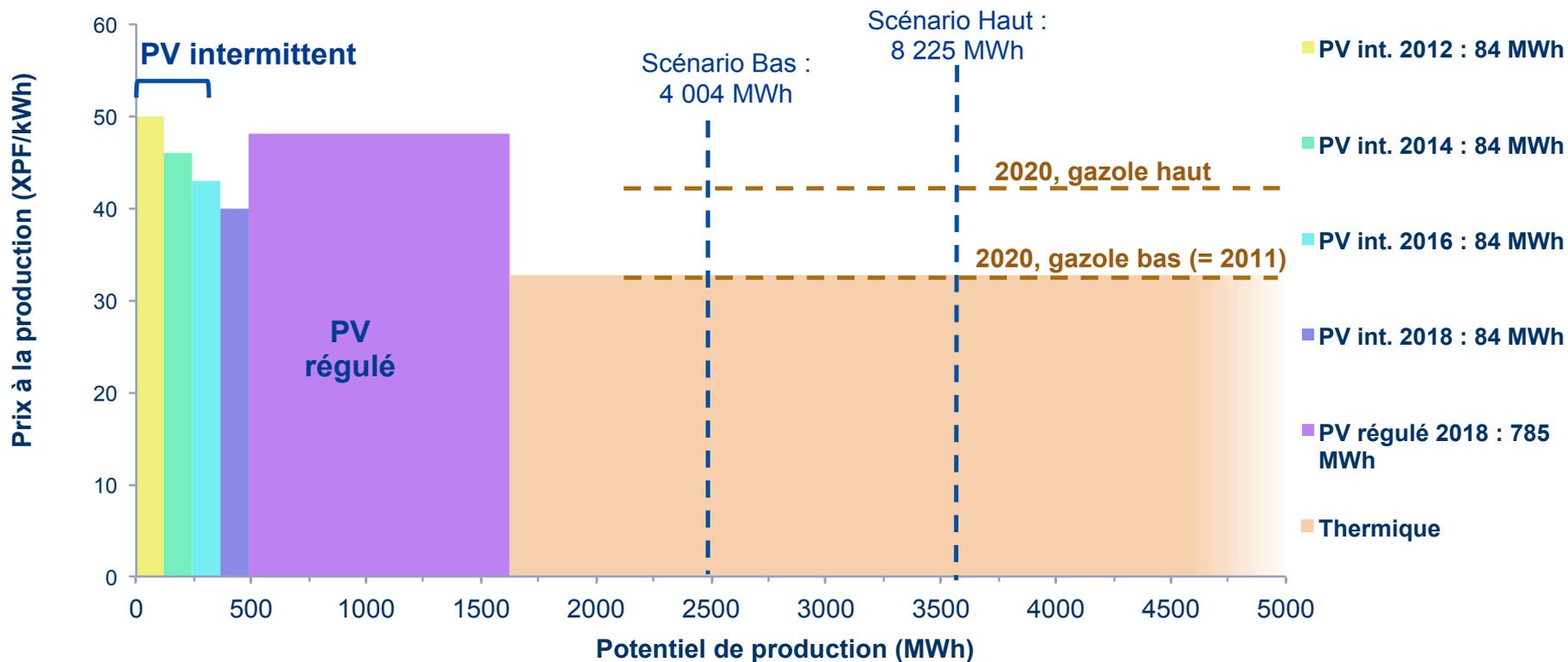
Avec des subventions à hauteur de 50%, les projets EnR permettent de contenir la hausse du coût de l'électricité.

Source: Carbone 4



Nuku Hiva peut devenir une île pilote avec un mix 100% EnR.
Il faudra alors résoudre les questions de régulation et puissance garantie.

Seuils de 50% d'EnR, par scénario

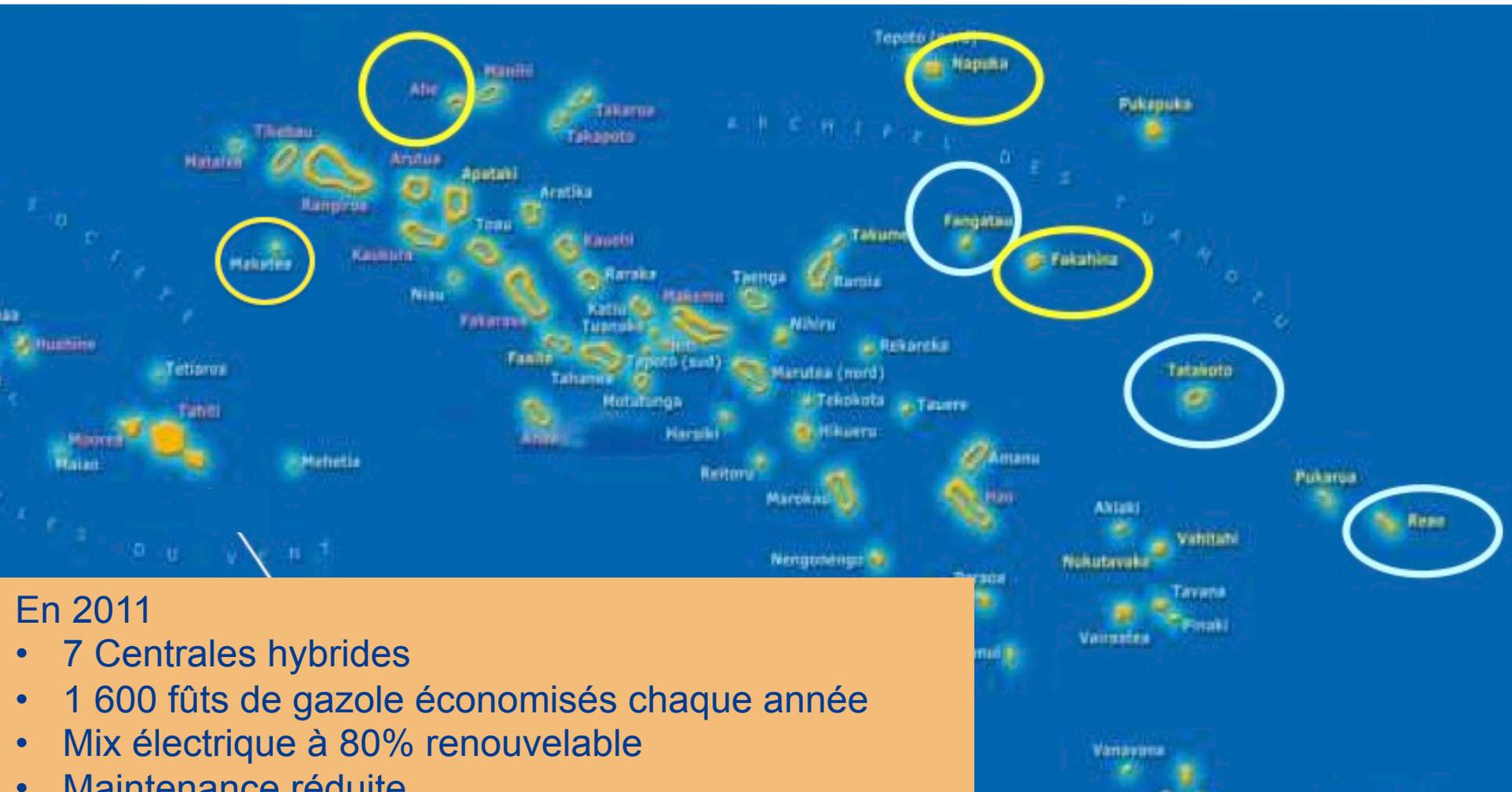


Sur une île comme Rangiroa les capacités d'accueil de l'intermittence ne permettent pas d'atteindre 50% d'EnR à partir du photovoltaïque. Il faudra envisager d'autres sources d'énergie ou un coût de stockage.

Dans les îles de petite taille (< 300 habitants)



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*



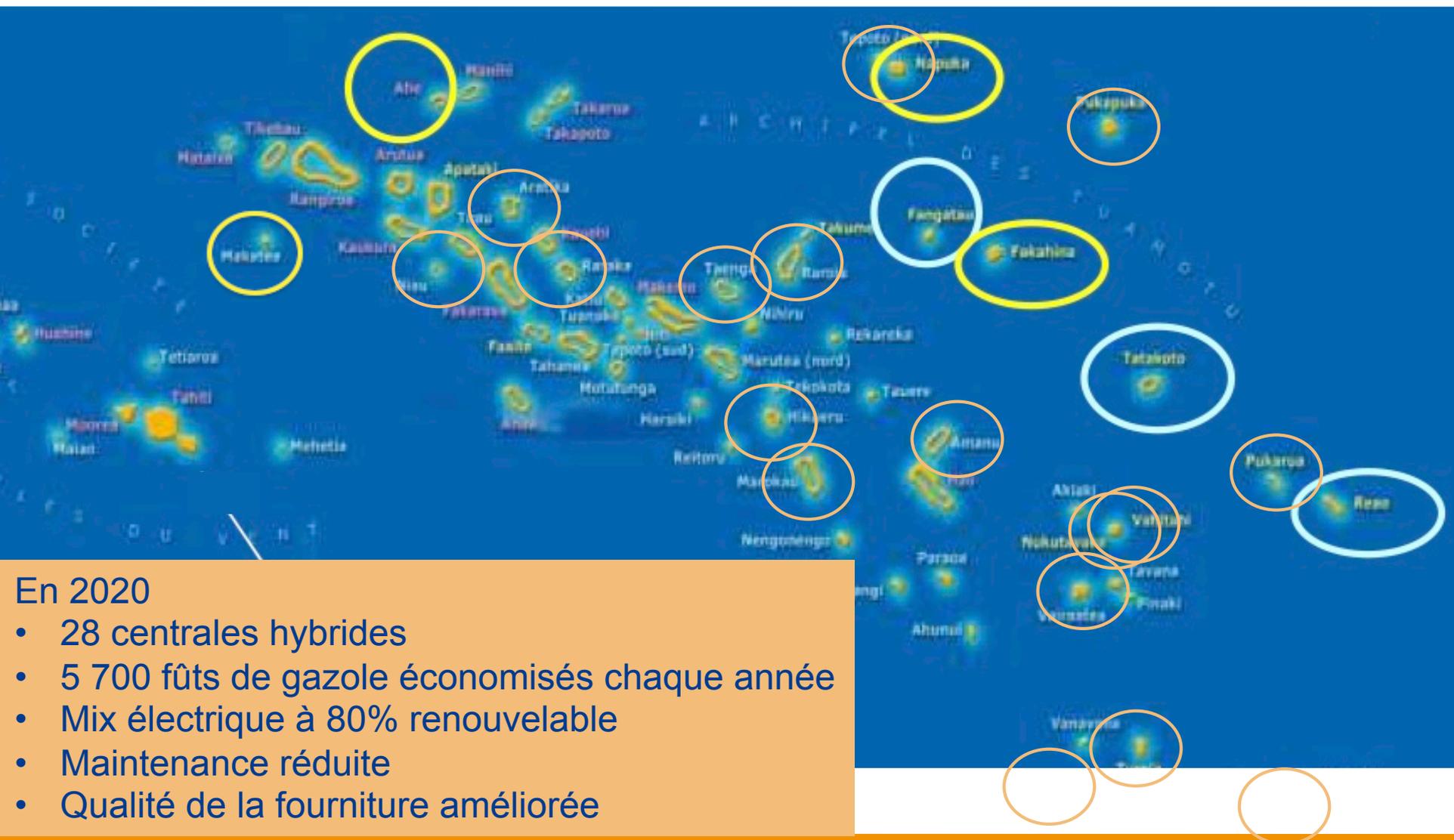
En 2011

- 7 Centrales hybrides
- 1 600 fûts de gazole économisés chaque année
- Mix électrique à 80% renouvelable
- Maintenance réduite
- Qualité de la fourniture améliorée

Dans les îles de petite taille (< 300 habitants)



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*





- La demande en électricité
- L'offre de production
- L'équilibre offre – demande
- **Conclusions**

La hausse et la variabilité sont réduites par la mise en place des EnR



MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,
en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes

Evolution des coûts de production (scénario « Croissance avec MDE »)

	Actions entreprises	Surcoût 2020 Baril haut	Surcoût 2020 Baril bas (= prix 2011)	Variabilité
Tahiti	Pas d'EnR supplémentaires	+4 XPF/kWh	-1 XPF/kWh	+5 XPF/kWh
	EnR sans subventions	+5 XPF/kWh	+2 XPF/kWh	+3 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>+1 XPF/kWh</i>	<i>+3 XPF/kWh</i>	
	EnR avec subventions	+2,5 XPF/kWh	-1 XPF/kWh	+3,5 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>-1,5 XPF/kWh</i>	<i>+0 XPF/kWh</i>	
Les îles	Pas d'EnR supplémentaires	+8 XPF/kWh	0 XPF/kWh	+8 XPF/kWh
	EnR sans subventions	+10 XPF/kWh	+4 XPF/kWh	+6 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>+2 XPF/kWh</i>	<i>+4 XPF/kWh</i>	
	EnR avec subventions	+3,5 XPF/kWh	-2,5 XPF/kWh	+6 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>-4,5 XPF/kWh</i>	<i>-2,5 XPF/kWh</i>	
Polynésie	Pas d'EnR supplémentaires	+5 XPF/kWh	-1 XPF/kWh	+6 XPF/kWh
	EnR sans subventions	+6 XPF/kWh	+2 XPF/kWh	+4 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>+1 XPF/kWh</i>	<i>+3 XPF/kWh</i>	
	EnR avec subventions	+3 XPF/kWh	-1 XPF/kWh	+4 XPF/kWh
	<i>Surcoût / Gain</i>	<i>-2 XPF/kWh</i>	<i>+0 XPF/kWh</i>	



- La consommation d'électricité en Polynésie française a baissé fortement en 2011, après trois années de stagnation.
 - Cette tendance doit être maintenue pour parvenir à l'objectif de 50% d'électricité d'origine renouvelable en 2020.
 - La MDE est primordiale pour :
 - Contenir la demande dans un scénario croissant
 - Accompagner la baisse dans un scénario décroissant
 - En particulier, les mécanismes de subvention et de défiscalisation existants doivent être revus afin de favoriser les économies d'électricité et les investissements dans les renouvelables.

- Pour Tahiti, l'objectif de 50% d'électricité d'origine renouvelable peut être atteint en faisant exclusivement appel aux technologies maîtrisées (PV intermittent et surtout hydroélectricité).
 - Compte tenu des capacités déjà installées en PV, les nouveaux projets intermittents doivent être réservés à des projets de petite taille pour éviter de saturer les capacités
 - Pour les gros projets PV, un système de régulation adapté doit être compris dans le projet

- Pour les îles, l'atteinte du même objectif dépend de la typologie des îles, en particulier s'il existe d'autres ressources que le PV (hydroélectricité, biomasse, éolien, etc.).
 - En l'absence de ressources alternatives, le PV intermittent est plafonné à 10-15% de la production électrique, et le solde pour parvenir à l'objectif de 50% d'EnR ne peut être atteint qu'avec des technologies plus chères, plus compliquées, et moins maîtrisées.



- Pour poursuivre dans cette voie, et augmenter la part des EnR au-delà de 2020, il est nécessaire de
 - Suivre l'évolution des technologies alternatives en développement : ETM, solaire thermique, PV régulé
 - Accompagner les projets pilotes en cours : énergie hydrolienne, houlomotrice, biomasse

- De manière générale, il est essentiel pour le Pays de se doter des moyens humains nécessaires à la régulation de son système électrique, notamment avec l'arrivée souhaitée de nouveaux acteurs.

- En l'absence d'actions volontaristes, le coût de l'électricité polynésienne est structurellement orienté à la hausse
 - La partie thermique suit les cours du pétrole, orientés à la hausse
 - Cette hausse ne doit plus être masquée par la FRPH, qui est une subvention à l'électricité thermique
 - Toutes les EnR étudiées ont des coûts de production plus élevés que le coût actuel du thermique

- Pour contenir / accompagner cette hausse, plusieurs pistes peuvent être envisagées
 - Subvention des projets d'EnR
 - Refonte de la grille tarifaire, pour atténuer la hausse pour les abonnés les plus fragiles



Schéma directeur des ENR

Résumé à l'attention des décideurs

31/01/2012



**MINISTÈRE
DES RESSOURCES MARINES,**
*en charge de la perliculture, de la pêche
et de l'aquaculture et des technologies vertes*

Contacts: Jean-Marc JANCOVICI – jean-marc.jancovici@carbone4.com
Julien BLANC – julien.blanc@carbone4.com
Stéphane BITOT – stephane.bitot@carbone4.com