



PETREL – île de La Réunion*



Plan Economique de Transition et de Relance via des Energies 100% Locales à l'île de La Réunion

Prospective et Mix énergétique de La Réunion aux
horizons 2020 - 2030

Version V1 du 9 Juillet 2009

Rédaction : Equipe technique ARER.

Validation : Laurent Gautret, Franck Al Shakarchi

Autorisation : Christophe Rat

* Contribution de l'ARER au **programme STARTER** de La REGION REUNION via la demande d'intervention de la Région Réunion datée du 12 Mars 2009 (référence 200904913 DEC/JD/CV) et aux travaux de Mix Energétique 2009 inscrits dans le programme Général de l'ARER.

SOMMAIRE

I - Introduction	4
I - 1 Lettre de mission par la Région.....	4
I - 2 Objectifs sur des horizons de 10 et 20 ans (2020 et 2030)	4
I - 3 documents de référence	7
I - 4 Acronymes	8
II - Scénarii de consommation énergétique	11
II - 1 Projections démographiques et économiques.....	11
II-1.1 Les 3 scénarii de population EDF et le scénario STARTER	11
II-1.2 Les scénarii de croissance économique.....	12
II - 2 Consommations électriques	13
II-2.1 Bilan initial des consommations et déterminants de la croissance	13
II-2.2 Consommations 2010-2030 selon le scénario tendanciel	14
II-2.3 Consommations 2010-2030 selon le scénario volontariste STARTER	20
II - 3 Besoins de productions électriques (hors transports)	26
II-3.1 Pertes réseau.....	26
II-3.2 Puissance maximale appelée.....	26
II-3.3 Courbe de charge	27
II - 4 Consommations des transports	29
II-4.1 Bilan initial des consommations et déterminants de la croissance	29
II-4.2 Consommations 2010-2030 selon le scénario tendanciel	30
II-4.3 Consommations 2010-2030 selon le scénario volontariste STARTER	33
II-4.4 Choix technologiques pour les transports.....	36
II - 5 Synthèse.....	37
III - Les installations et productions fossiles existantes à La Réunion	38
IV - Les ressources, technologies et potentiels ENR à La Réunion	40
IV - 1 La Canne et les installations charbon-bagasse.....	40
IV-1.1 La bagasse	40
IV-1.2 La canne fibre	43
IV-1.3 Vers des technologies de gazéification de la biomasse.....	44
IV-1.4 Valoriser l'économie locale de la canne plutôt que l'économie de l'importation charbon	46
IV - 2 La BIOMASSE, en dehors de la canne	47
IV-2.1 Le Biogaz issu de la Biomasse et des déchets.....	47
IV-2.2 La filière Bois Energie. Valoriser et développer les Hauts de La Réunion	49
IV - 3 La production hydraulique	50
IV-3.1 Installations et production actuelle	50
IV-3.2 Projets en cours ou à l'étude	51
IV-3.3 Utilisation de la ressource hydraulique : hypothèses aux horizons 2020 et 2030	52
IV - 4 Les productions pico et micro hydrauliques	53
IV-4.1 Micro hydraulique sur réseau AEP. Source Etude ARER.....	54
IV-4.2 Micro hydraulique sur réseau d'irrigation. Source Etude ARER	55
IV-4.3 Pico-hydraulique : vers des projets de développement local.....	56
IV - 5 L'énergie thermique des mers – ETM	57
IV-5.1 Contexte	57
IV-5.2 Qu'est ce que l'ETM ?	57
IV-5.3 Historique sur l'ETM de 1930 à aujourd'hui	58
IV-5.4 Préambule à la convention de partenariat de R&D.....	58
IV-5.5 L'ETM : une évidence pour la France avec La Réunion	61
IV-5.6 Programme de R&D entre Région Réunion, DCNS et ARER	61
IV-5.7 Hypothèses de mix énergétique 2020 et 2030 sur l'ETM	63
IV - 6 La Géothermie	64
IV-6.1 La connaissance du potentiel et la communication sur le projet: deux étapes clé à mener	64

IV-6.2 Hypothèses de mix énergétique 2020 et 2030	64
IV - 7 Les énergies intermittentes et fatales	65
IV-7.1 L'énergie photovoltaïque	65
IV-7.2 L'énergie solaire concentrée	67
IV-7.3 L'énergie éolienne	69
IV-7.4 L'énergie de la houle	71
IV - 8 Le stockage de l'énergie	73
IV-8.1 Rôle du stockage.....	73
IV-8.2 Identification de la contrainte majeure à l'intégration des ENR fatales : la limite des 30%.....	74
IV-8.3 Contexte à La Réunion.....	74
IV-8.4 Introduction aux technologies de stockage de l'énergie	74
IV-8.5 Stockage de l'énergie primaire. Cas du stockage de « BAGAZ »	77
IV-8.6 Besoins de stockage et simulation du mix énergétique 2020-2030	77
V - Scénarii de productions énergétiques	78
V - 1 Méthodologie	78
V-1.1 Principes de la prospective	78
V-1.2 Principes des simulations de mix énergétiques	80
V - 2 Horizon 10 ans : TENDANCE vs STARTER en 2020	81
V-2.1 Scénario tendanciel de production et d'approvisionnement 2020.....	81
V-2.2 Scénario STARTER de production et d'approvisionnement 2020	82
V - 3 Horizon 20 ans : 2030	89
V-3.1 Scénario tendanciel de production et d'approvisionnement 2030.....	89
V-3.2 Scénario STARTER de production et d'approvisionnement 2030	91
V - 4 Planification temporelle STARTER 2007 – 2030.....	97
V - 5 Enjeux de développement de la bagasse et de la canne énergie dans le scénario STARTER	98
VI - Bilans économiques et environnementaux.....	99
VI - 1 Hypothèses 2030 sur les coûts directs et émissions de GES	100
VI-1.1 Hypothèses sur le coût des actions sur la consommation	100
VI-1.2 Hypothèses sur le coût et les émissions de Gaz à Effet de Serre des actions de fourniture d'énergie.....	101
VI - 2 Coûts globaux annuels et émissions de Gaz à Effet de Serre des scénarii STARTER et tendanciel – sensibilité au coût du pétrole, au coût du charbon et au coût du CO2	107
VI-2.1 Emissions de Gaz à Effet de Serre des scénarii STARTER et tendanciel.....	107
VI-2.2 Coûts globaux du scénario tendanciel.....	108
VI-2.3 Coûts globaux du scénario STARTER	110
VI-2.4 Différence des coûts globaux des scénarii STARTER et tendanciel.....	111

I - INTRODUCTION

I - 1 Lettre de mission par la Région

Le travail présenté ci-après a été effectué par l'ARER

- en réponse à la demande d'intervention de la Région Réunion datée du 12 Mars 2009 (référence 200904913 DEC/JD/CV), concernant la modélisation technique et économique du mix énergétique réunionnais 100% EnR ainsi que sa traduction opérationnelle pour la production d'électricité et pour les transports
- et dans le cadre du programme général de l'ARER 2009 présenté à l'AG ARER de Décembre 2008

Le planning des rendus établi en accord avec la direction du PRERURE est le suivant :

- Rendu en Juillet : version préliminaire permettant de s'interfacer avec le document STARTER déjà établi par La Région
- Rendu fin d'année : version finale avec analyse économique détaillée y compris des externalités économiques (stagiaire polytechnicien à l'ARER le 2^e semestre 2009)

PETREL est l'intitulé de la contribution de l'ARER aux travaux de mix de l'autosuffisance énergétique à La Réunion. PETREL s'interface avec le programme de mise en œuvre défini par La Région et le PRERURE, programme nommé **STARTER**. C'est pour cette raison que dans les graphes et scénarii présentés dans ce document nous parlerons de scénario STARTER de mix énergétique.

Le document PETREL est donc un document applicable voué à évoluer au cours des années. Il est associé à un outil de simulation de mix énergétique intitulé également PETREL, outil évolutif, permettant de modéliser les choix programmatiques de La région via STARTER.

I - 2 Objectifs sur des horizons de 10 et 20 ans (2020 et 2030)

Nous définirons par la suite 2 scénarii énergétiques à La Réunion :

- Un **scénario TENDANCIEL AVEC RT** qui correspond à une continuité des tendances entamées depuis quelques années en terme de production à composante fossile dominante, mais qui intègre cependant les effets de la Réglementation Thermique (Décret du 19 avril 2009) sur la consommation dans le résidentiel
- Un **scénario STARTER (Stratégie d'Autosuffisance énergétique pour la Relance et la Transition Energétique à La Réunion)** qui tracera la ligne volontariste de l'autosuffisance énergétique à La Réunion telle que voulue par le PRERURE et lancée par le discours de Mr Paul Vergès à l'UNESCO en 1999

Ces 2 scénarii nous permettront de mener une analyse comparative économique (chapitre V)

Auparavant nous justifions le scénario de consommation électrique et transports (chapitre II). Le chapitre III traite des installations fossiles existantes à la Réunion. Les chapitres IV et V traitent respectivement des potentiels réalistes de productions renouvelables à La Réunion et déclinent sous

forme de simulations (saisonniers, journalières et horaires) les équilibres production-consommation ainsi que les besoins de stockage.

Enfin, le chapitre VI analyse du point de vue macro-économique Réunionnais les coûts comparés d'un scénario fossile tendanciel avec le scénario STARTER de l'autosuffisance énergétique. Ces analyses économiques seront complétées

Les hypothèses de travail qui sont déclinées par la suite sont basées sur deux échelles de temps.

Horizon 10 ans : 2020

L'objectif stratégique en 10 ans tel que contenu dans le scénario STARTER, consiste à :

- lancer un plan ambitieux et en partie coercitif (lancé dès 2009 par la RT du décret du 19 Avril 2009) de **Maitrise de la Demande en Electricité** (Réglementation Thermique Réunionnaise revue en 2015 incluant 100% eau chaude solaire dans le neuf et l'ancien, Efficacité énergétique des appareils et des process, ...) dans tous les domaines : résidentiel, tertiaire, industrie. Cela crée une **filière construction durable** très active, en particulier dans le logement social.
- **couvrir chaque point de croissance du besoin électrique par des productibles renouvelables**
- substituer une partie **aussi grande que possible du combustible charbon des centrales charbon-bagasse actuelles** et la **totalité du combustible des futures centrales thermiques** de base par du **combustible biomasse**, en particulier via un plan de valorisation énergétique d'espèces de cannes plus fibreuses voire de la canne fibre (production renouvelable disponible en dehors des 5 mois de période sucrière)
- l'industrie de la canne est préservée à hauteur au moins des surfaces actuelles grâce à la mise en place de **mécanismes de revenus complémentaires** via un tarif adapté de la bagasse et canne fibre énergie, ou/et via la **complémentarité production canne-production solaire (fermes agri-solaires)** à faible emprise foncière (par exemple le solaire concentré dans les bas de la côte au vent). Le **métier de fermier agri-solaire devient une spécificité Réunionnaise** reconnue
- La Réunion est le site européen **d'expérimentation de l'Energie Thermique des Mers**, avec comme objectif d'atteindre des coûts de production inférieurs au coût moyen de production électrique dans les îles en 2020, ceci pour gagner le marché mondial
- L'**hydraulique** est développée autant que possible en puissance et en capacité de stockage
- L'électricité solaire se développe au-delà du seuil des 30% via quelques sites de production à grande échelle offrant un service « **solaire garanti** » (cloche solaire aplatie et élargie à la pointe du soir) soit à partir de photovoltaïque couplé à du stockage (chimique, hydraulique, air comprimé) soit à partir de solaire thermique et de stockage de la chaleur
- La **Géothermie** est développée si possible sur un site tel que Salazie, la ressource sous la plaine des sables est explorée et un savoir faire industriel capable de **maitriser la fracturation du sous-sol et la conduite du fluide géothermique sur plus de 10 km** est identifié
- Plan de **maitrise des transports** visant à diminuer le total de véhicules.km : cela inclut un fort développement et une forte incitation aux transports en commun incluant le **tram-Train** circulaire autour de l'île, ainsi qu'une **vision innovante de l'aménagement, de la proximité** et du télétravail favorisé par les TICS et le réseau gazelle
- la **part des transports « propres » reste faible** : la part des EnR dans la production électrique (inférieure à 66% en 2020) ne permet pas encore un plan de développement à grande échelle des transports électriques via le réseau insulaire. Ce sont surtout des transports hybrides, des réseaux électriques autonomes de production pour les transports individuels ou locaux, ou des **transports en communs propres (type Bus au biogaz)** qui sont développés. Quelques

expériences de véhicules électriques voire hydrogène sont lancées par souci de transfert de technologie et d'image (Route des Tamarins). Le **vélos ou scooter électrique** devient peu à peu un outil du foyer type réunionnais en substitution d'une des voitures

- Quelques vols d'A380 Réunionnais sont assurés régulièrement via en partie un **carburant bio-diesel d'origine microalgues locales**, ces dernières s'étant implantées fortement à La Réunion grâce à la climatologie favorable, ceci dans des marchés économiques de niches (Remédiation CO2, Stations d'épuration et méthanisation, traceur médical, nourriture animale, cosmétologie...). De même les expériences d'ETM et de climatisation marine créent des **pôles économiques d'utilisation de l'eau froide profonde** (comme au NELHA à Hawaï) centrés par exemple sur l'aquaculture.
- Des mécanismes de sensibilisation renforcés, voire d'incitations ou de taxation favorisent la production locale (régionale Ouest Océan Indien) et le recyclage pour **limiter l'énergie grise des entrants en particulier alimentaires**. La production locale est accrue en particulier en ce qui concerne le maraîchage, pour limiter la dépendance alimentaire. Ceci en particulier via des projets agri-solaires.

Horizon 20 ans : 2030

En 20 ans l'objectif unificateur et créateur d'emplois à La Réunion, qui est aussi devenu au niveau mondial un marqueur de l'identité Réunionnaise, est le suivant :

- Atteindre **l'autosuffisance énergétique (électricité et transports) via du 100% EnR, et créer massivement des emplois, en particulier dans des filières économique innovantes connexes à l'Energie**

Par rapport au processus décrit à l'Horizon 2020, les nouvelles avancées sont les suivantes :

- **Géothermie et/ou ETM** sont devenus des productions de base de masse dépassant les 25% du mix électrique
- La surface de **canne fibre énergie** est augmentée (si nécessaire via le revenu complémentaire du solaire) en garantissant une continuité dans les surfaces de canne à sucre. **L'agriculture agri-solaire** se développe encore de façon à permettre à toute une nouvelle industrie agricole de se développer, grâce aux revenus complémentaires solaires. Cette industrie agricole offrant soit des pistes d'autosuffisance alimentaire, soit des pistes de « **biochimie solaire** » et de transformation : biocarburants, matériaux de construction et d'isolation locaux et exportables, nouveaux matériaux à forte valeur ajoutée, ...
- La transformation énergétique de cette biomasse (bagasse et fibre) n'est plus réalisée via combustion, mais à 100% via **gazéification** afin de quasiment doubler les rendements actuels. Une **économie du gaz** à grande échelle s'installe à La Réunion. Ce gaz devient l'outil stocké (gaz liquide) de flexibilité en **substitution au pétrole** que ce soit pour la production électrique (TACs et Moteurs diesel recyclé au combustible gaz de bagasse) et les transports (véhicules au gaz)
- Les nouveaux moyens de transports sont (orientés vers) soit du **transport électrique soit du transport au gaz soit du transport Flex-Fuel (biocarburants issus de la canne)**, de façon à ce que **le parc Réunionnais se transforme intégralement en 10 ans (2020-2030) vers du 100% transports propres**
- La surface en partie agricole dédiée aux **micro-algues** associée au développement de la culture en mer permet un développement économique à spectre large incluant les moyens de réaliser **un vol par semaine Réunion-Métropole d'A380 100% biodiesel-microalgues**.

1 - 3 documents de référence

Lettre de mission de la Région datée du 12 Mars 2009. référence 200904913 DEC/JD/CV

Document STARTER. Version de mars 2009

1. PRERURE 2002-2003_ice
2. PRERURE 2005
3. Etude SAR
4. Convention ARER
5. Schéma régional éolien
6. SDAGE dossier hydraulique
7. Etude potentiel hydraulique ARER 2007
8. Etude ADEME 2005 et
9. Stage Kevin Danel ARER 2008 : Potentiel PV Réunionnais
10. [EDF - Direction des Systèmes Energétiques Insulaires - Bilan Prévisionnel Ile de La Réunion lien local](#)
11. GERRI
12. INSEE rapport [Économie de la Réunion n°132 - avril 2008 Dossier Population et ménages en 2030](#)
13. INSEE TER Réunion 2006-2007
14. INSEE TER Réunion 2007-2008
15. OER 2006
16. OER 2007
17. Guide CasaDD
18. Guide HotelDD
19. Guide PERENE
20. Rapport Mlévy TUM
21. Saint André Energie. Centrale thermique 50 MW. SIDEC. Données CERF 2009 (page 7)
22. Décret RT DOM du 19 Avril 2009. JORF n°0092 du 19 avril 2009 page 6726
23. Projets hydroélectriques EDF sur l'île de La réunion. EDFSEI. 19 Février 2009
24. Potentiel micro-hydraulique sur réseau AEP et références études antérieures. Etude ARER. <http://www.arer.org/endur/filtech/eau/article.php?article=27>
25. Etude sur « l'approvisionnement en eau à l'ilet des Orangers via la ressource pico-hydraulique ». Etude ARER 2008
26. Etude sur « Micro-réseau et stockage sur l'ilet de La Nouvelle». Etude ARER 2008.
27. Etude ARER/ADEME 2008/2009. Quelques chiffres sur les productibles PV à La Réunion. <http://www.arer.org/endur/filtech/eau/article.php?article=300>
28. Etude ARER 2008 d'estimation préliminaire du mix énergétique 2030 à base d'EnR et de stockage. <http://www.arer.org/endur/filtech/eau/article.php?article=302>
29. Protocole foncier agricole Préfecture-Région-Chambre d'Agriculture, 2008

30. Potentiel Photovoltaïque en toitures à l'île de La Réunion. Etude ARER 2007.
<http://www.arer.org/moteurrecherche/affiche.php?article=195>
31. Décret 30% EDF
32. Pole d'excellence rurale. Bioressources dans les Hauts de l'Ouest. Etude ARER 2009.
33. AO CRE Photovoltaïque et stockage dans les DOMS
34. Etude préalable à la révision du Schéma d'Aménagement Régional (SAR) de la Réunion. Volet Energie. Région Réunion. Etude réalisée par EXPLICIT.
35. Concilier agriculture et productions d'électricité solaire à La Réunion.
<http://www.arer.org/moteurrecherche/affiche.php?article=367>
36. Schéma Régional Eolien
37. Schéma Régional Energies de la Mer. ARER. 2008-2009 (en cours)
38. Etude de la ressource en Energie de la Houle sur le pourtour Sud de La Réunion. BCEOM. 2005
39. Schéma directeur stockage. Etude ARER 2008.
<http://www.arer.org/moteurrecherche/affiche.php?article=298>
40. European Environment Agency, Climate change: the cost of inaction and the cost of adaptation, 2007.
41. Department for Environment, Food and Rural Affairs, The Social Cost Of Carbon And The Shadow Price Of Carbon: What They Are, And How To Use Them In Economic Appraisal In The UK, 2007.

1 - 4 Accronymes

ACV (etude)	Analyse cycle de vie
ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
ANR	Agence Nationale de la Recherche
AOT	Autorité Organisatrice des Transports
ARER	Agence Régionale pour l'Energie - Réunion
BDL	Banque de Développement Local
BPP	Bilan Prévisionnel Pluriannuel
BT	Basse Tension
CEA	Centre d'Etudes Atomiques
CES	Chauffe Eau Solaire
CMO	Conseil à Maitrise d'Ouvrage
CRT	Centre Régional de Tourisme
DD	Développement durable

DV	Déchets verts
EIE	Espace Infos Energie
EnR	Energies Renouvelables
EPCI	Etablissement Public de Coopération Intercommunale
ETM	Energie Thermique des Mers
HQE	Haute Qualité Environnementale
HTA	Haute Tension type A (Réseau réunionnais : 63 Kv)
HTB	Haute Tension type B (~ 400 000V)
LBC	Lampe Basse Consommation
MAT	Management des Activités Transverses
MDE	Maîtrise de la Demande en Energie
PCN	Pointe de Charge Nulle
PIB	Produit Intérieur Brut
PIBR	PIB Régional
PPI	Programmation Pluriannuelle des Investissements
PRERURE	Plan Régional des Energies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Energie
PRME	Programme Régional de Management Environnemental
PV	Photovoltaïque
PVC	Photovoltaïque concentré
PVCR	Photovoltaïque Connecté au Réseau
RDE	Redevance en Droit D'eau
RT	Réglementation Thermique
SAR	Schéma d'Aménagement régional
SD	Schéma Directeur
SEI	Systèmes Energétiques Insulaires
SER	Syndicat Des Energies Renouvelables
TAC	Turbine à Combustion

II - SCENARII DE CONSOMMATION ENERGETIQUE

Ce chapitre aborde les consommations énergétiques et leurs évolutions jusqu'en 2030. Il envisage deux types de consommations :

- les consommations finales d'électricité
- les consommations finales pour les transports.

Les autres consommations finales, notamment les combustibles et carburants dans le résidentiel, tertiaire, l'agriculture et l'industrie, sont ignorées dans un premier temps : celles-ci ne représentaient que 7% des consommations finales en 2007 (64 ktep sur 890 ktep – Source OER)

Pour chaque type de consommations finales envisagé, deux scénarios sont présentés :

- un scénario tendanciel de consommations : poursuite des habitudes et équipements actuels
- un scénario de maîtrise des consommations : se basant sur des actions volontaristes de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE)

Les hypothèses associées à chaque scénario sont aussi présentées. En particulier, les projections démographiques et économiques sont détaillées.

II - 1 Projections démographiques et économiques

Le principal facteur dimensionnant la consommation sur l'île est bien sûr sa démographie, qui est caractérisée par une croissance forte, due conjointement au solde naturel, semblable à celui de la métropole, et au solde migratoire également important.

La population de l'île de la Réunion a été estimée par l'INSEE à 793 000 habitants au premier janvier 2007, supposée dépasser 800 000 en 2008, répartie ans environ 269 000 foyers. Le taux de croissance annuel est de 1,2% par an, en légère décroissance par rapport aux autres années.

II-1.1 Les 3 scénarii de population EDF et le scénario STARTER

A partir des données actuelles connues, plusieurs scénarii de population ont été définis pas l'INSEE puis repris par EDF dans son BPP [10]. Des hypothèses sur la fécondité, l'espérance de vie et les soldes migratoires permettent de décrire un scénario médian, un scénario bas (faible croissance) et un scénario haut (forte croissance de la population). Les détails des projections EDF ne sont pas expliqués ici, et seuls sont rappelés les résultats utiles pour l'estimation de la consommation électrique. Le scénario EDF-MDE, qui utilise les mêmes hypothèses de population que le scénario médian, est un scénario intégrant déjà quelques actions de maîtrise de la demande en énergie. Les scénarii d'EDF ont été prolongés à 2030 afin de servir de référence et d'élément de comparaison aux scénarii développés pour cette étude.

Les hypothèses démographiques du scénario STARTER, basées sur des études de l'INSEE, sont fortement semblables au scénario médian d'EDF, en prenant en compte des données plus récentes de prévisions INSEE [12].

Les trois scénarii EDF prévoient une augmentation de la population respectivement de 19%, 32% et 42%, (30% pour le scénario STARTER) et une augmentation très importante du nombre de ménages de 39%, 57% et 72% (58% pour le scénario STARTER). Cela revient à atteindre entre 930 000 et 1,1 million d'habitants en 2030, répartis dans 360 000 à 450 000 ménages.

Selon les prévisions INSEE, la croissance démographique devrait ensuite ralentir pour se stabiliser aux alentours de 2050.

Les valeurs à retenir pour le scénario STARTER sont celles de 2030 de 1 026 000 habitants pour 421 000 ménages, soit une moyenne de 2,44 personnes par foyer.

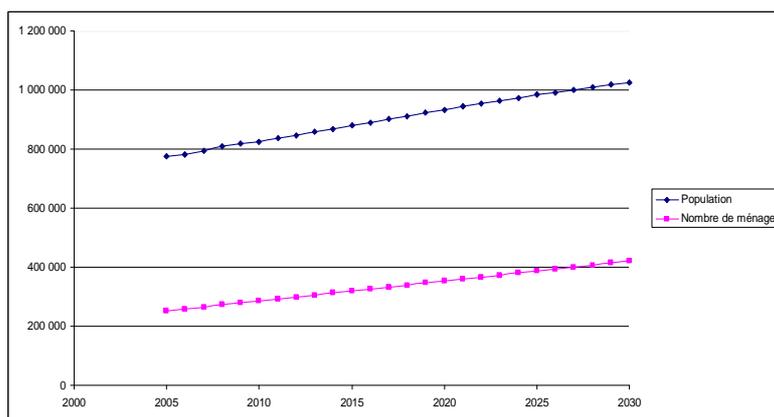


Figure 1: Population et nombre de ménages 2005-2030

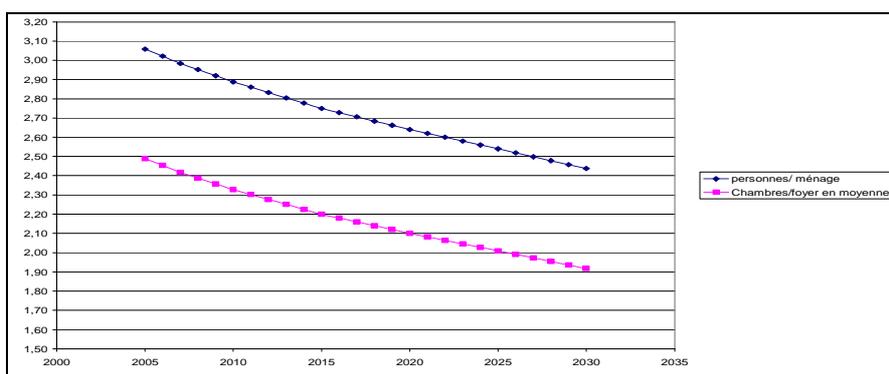


Figure 2: Nombre moyen de personnes par ménage et nombre moyen de chambres par foyer

II-1.2 Les scénarii de croissance économique

Les hypothèses de croissance économique se résument dans le scénario STARTER à une estimation de la croissance moyenne du PIBR tous les 5 ans. Elles sont résumées dans le tableau suivant et comparées aux hypothèses prises par EDF [10]

	EDF-bas	EDF-médian et STARTER	EDF-haut
2005-2010	3,2%	3,9%	4,7%
2010-2015	2,7%	3,4%	4,2%
2015-2020	2,4%	3,2%	3,9%
2020-2025	2,1%	3,0%	3,6%
2025-2030	1,8%	2,8%	3,3%
Cumul 2005/2030	83%	123%	163%

Tableau 1: Comparaison des hypothèses de croissances du PIBR d'ici 2030

La croissance totale cumulée entre 2005 et 2030 est évaluée à 83% pour le scénario bas, 123% pour les scénarii médian, MDE et ARER et 163% pour le scénario haut.

Cette forte croissance, qui s'applique à une population grandissante, entraîne une forte augmentation du nombre de demandeurs d'électricité particuliers et professionnels.

II - 2 Consommations électriques

Le travail de prospective fait évoluer les consommations finales de chaque secteur selon des projections socio-économiques et selon la dynamique d'équipement des consommateurs finaux ainsi que selon l'efficacité des appareils utilisés. Il se base sur un bilan initial des consommations finales détaillé selon les secteurs d'activités : résidentiel, tertiaire, industrie.

L'équipement des ménages et leur efficacité seront détaillés selon les deux scénarios tendanciel et sobre. Les autres hypothèses à la base de ce travail de prospective sont détaillées ci-après.

II-2.1 Bilan initial des consommations et déterminants de la croissance

Le bilan initial sert de base à la prospective. Il a été établi en appliquant les répartitions des consommations présentées dans le PRERURE 2005 aux valeurs globales issues des Bilans Energétiques de La Réunion (Source OER).

Secteurs	Consommations finales d'électricité 2007	Part du total
Résidentiel	977 GWh	43,5%
Collectivités <i>hors enseignement</i> <i>Eclairage Public</i>	84 GWh	3,7%
Eclairage Public	84 GWh	3,7%
Bureaux hors collectivités	171 GWh	7,6%
Enseignement	31 GWh	1,4%
Hôpitaux	138 GWh	6,1%
Hôtels et restaurants	66 GWh	2,9%
Commerces	205 GWh	9,1%
Autre tertiaire	123 GWh	5,5%
Industrie	365 GWh	16,3%
TOTAL	2244 GWh	100%

Tableau 2: Bilan des consommations électriques 2007 par secteur

Nous tenons compte de l'outil PERENE et d'hypothèses d'équipement des clients pour évaluer les consommations par poste. Ces données seront explicitées dans le document.

Nous supposons que la durée de vie des bâtiments est de 50 ans, de sorte que chaque année, une part du parc de bâtiments est supposée être renouvelée. Etant donnée les différences climatiques entre les hauts et les bas, il est supposé que la consommation électrique moyenne de l'appoint des chauffe-eau solaires est de 30% dans les hauts et de 0% dans les bas

Nous considérons que les évolutions des consommations de chaque secteur dépendront des évolutions socio-économiques de la manière suivante.

Secteurs	Déterminant de la croissance
Résidentiel	Nombre de ménages
Collectivités hors enseignement	Population
Eclairage Public	Moyenne (nombre de ménages, PIBR)
Bureaux hors collectivités	PIBR
Enseignement	Population
Hôpitaux	Population
Hôtels et restaurants	PIBR
Commerces	PIBR
Autre tertiaire	PIBR
Industrie	PIBR

Tableau 3: Déterminants de la croissance par secteur

Par ailleurs, la prospective des consommations envisagera l'émergence de « Grands Projets » fortement consommateurs : ILO 1 et 2 comptant pour 40 GWh et le TRAM-TRAIN pour 40 GWh.

Grands Projets	Consommations annuelles	Année de mise en œuvre
ILO 1	20 GWh	2009
ILO 2	20 GWh	2010
TRAM-TRAIN	40 GWh	2013
TOTAL	80 GWh	

Tableau 4: Consommations et années de mise en œuvre des Grands Projets

II-2.2 Consommations 2010-2030 selon le scénario tendanciel

Ce scénario correspond à une poursuite des tendances actuelles, incluant la mise en place de la Réglementation Thermique DOM dès 2010 sur les logements. Les hypothèses utilisées par l'ARER sont cohérentes avec les travaux de plusieurs acteurs réunionnais.

II-.2.2.a) Tendances du Résidentiel

Les consommations du Résidentiel dans le cadre de cette prospective seront impactées par la récente Réglementation Thermique annoncée le 17 avril 2009 et applicable dès mai 2010. Cette RT ne porte que sur les nouvelles habitations. Elle induira une meilleure conception des nouveaux logements, ce

qui réduira la consommation des climatisations installées. Elle induira aussi le report d'une partie des équipements en climatisation vers des équipements de ventilation mécanique. Enfin, elle induira un équipement systématique en chauffe-eau solaire.

Il est supposé que les ménages s'équipant en rafraîchissement installent un appareil par chambre (1,9 chambres/ménage en 2030 contre 2,4 en 2007). Il en est de même pour l'équipement en chauffage électrique. Il s'agit-là d'un phénomène structurel, indépendant du scénario considéré.

L'évolution de l'équipement électrique des ménages se caractérise comme suit :

Rafrâichissement (climatisation / ventilation)

- croissance des ménages équipés en climatisation ou ventilation : 46% des foyers équipés en 2030 contre 20% en 2007 (sans RT, 46% des foyers équipés en 2030 donc même taux d'équipement final)
- croissance de l'équipement en climatisation : 32% des foyers en 2030 contre 17% en 2007 (sans RT, 40% des foyers équipés en 2030), notamment grâce à un ralentissement du taux d'équipement des logements neufs mais le maintien du renouvellement des anciens climatiseurs
- réduction des besoins en froid du fait d'une meilleure conception pour les logements neufs : 80 en 2030 (base 100 en 2005)
- amélioration de l'efficacité des climatiseurs : 75 en 2030 (base 100 en 2005)
- croissance de l'équipement en ventilation : 15% des foyers en 2030 contre 3% en 2007 (sans RT, 6% des foyers équipés en 2030)

Chauffage électrique :

- croissance des ménages équipés : 10% des foyers en 2030 contre 3,4% en 2007
- réduction du besoin en chaleur du fait d'une meilleure conception pour les logements neufs : 80 en 2030 (base 100 en 2005)

Eau chaude sanitaire :

- croissance des ménages équipés en ECS : 100% des foyers en 2030 contre 77% en 2007
- décroissance de l'équipement en électrique : 16% des foyers en 2030 contre 29% en 2007
- croissance de l'équipement en solaire : 84% en 2030 contre 29% en 2007
- disparition de l'équipement en gaz butane : 0% en 2030 contre 19% en 2007
- maintien de la consommation unitaire d'un appoint électrique : 450kWh/an pour l'équipement des hauts soit 34% des foyers (0 kWh pour les bas)

Eclairage :

- croissance de l'équipement en LBC : 75% en 2030 contre 22% en 2007

Electroménager et autres équipements :

- maintien de la même consommation par ménage : classe B en moyenne

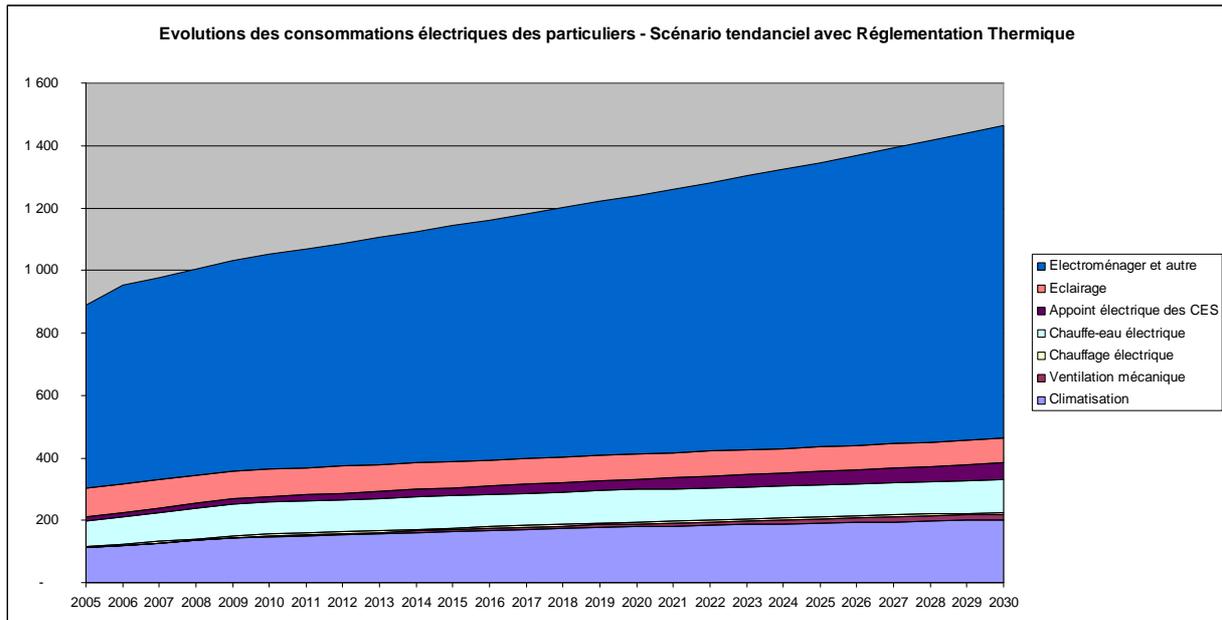


Figure 3: Evolution des consommations électriques par poste du secteur Résidentiel selon le scénario tendanciel

II-.2.2.b) Tendances du Tertiaire, de l'Eclairage Public et de l'Industrie

Les consommations du tertiaire ne sont pas impactées par la mise en place de la Réglementation Thermique à La Réunion puisque celle-ci ne s'applique qu'aux bâtiments de logement.

L'évolution de l'équipement électrique du tertiaire se caractérise comme suit :

Climatisation du Tertiaire :

- maintien du taux d'équipement en climatisation
- maintien du besoin en froid du fait d'une conception moyenne du bâti
- légère amélioration de l'efficacité des climatiseurs : 75 en 2030 (base 100 en 2007)

Eclairage intérieur du Tertiaire :

- maintien du même équipement efficace (en dehors des hôtels-restaurants et commerces)
- amélioration de l'efficacité dans les hôtels-restaurants et commerces : 100% de LBC en 2030 contre 25% pour les hôtels-restaurants en 2007 et 50% pour les commerces

Eau chaude sanitaire et chauffe-eau électrique du Tertiaire :

- maintien du même taux d'équipement en eau chaude sanitaire
- maintien des parts électrique, solaire, gaz butane
- maintien de la même consommation électrique unitaire des équipements

Autres équipements électriques du Tertiaire, notamment pour les blocs froid :

- maintien de la même efficacité : équivalent à classe B en moyenne

Efficacité de l'Eclairage Public :

- maintien de la même efficacité

Efficacité de l'Industrie :

- maintien de la même efficacité

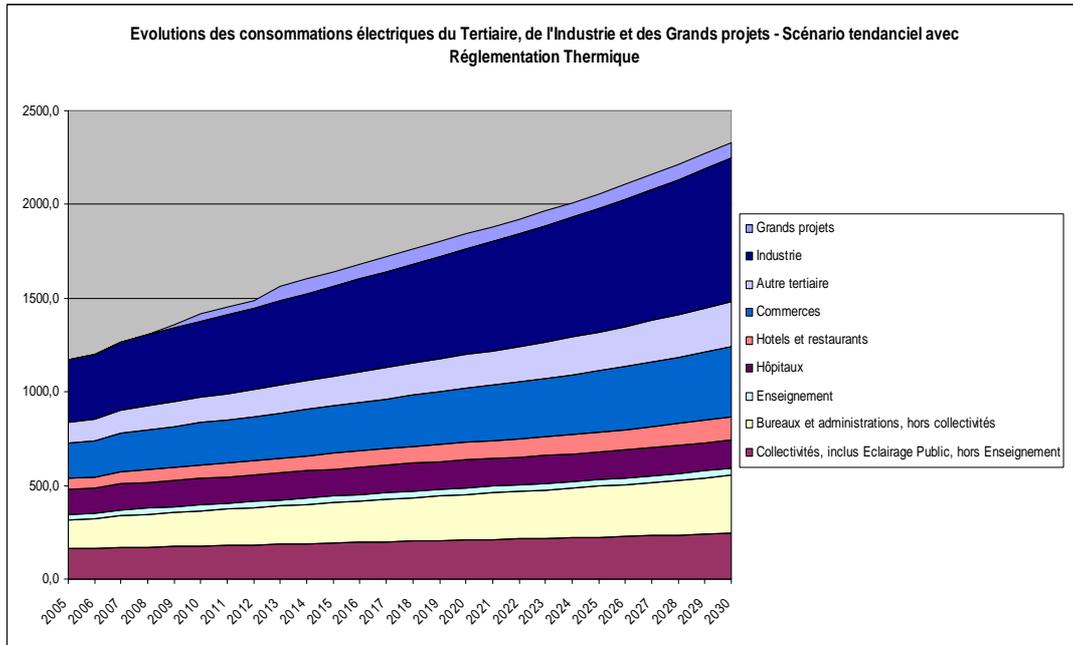


Figure 4: Evolution des consommations électriques du Tertiaire, de l'Industrie et des Grands Projets selon le scénario tendanciel

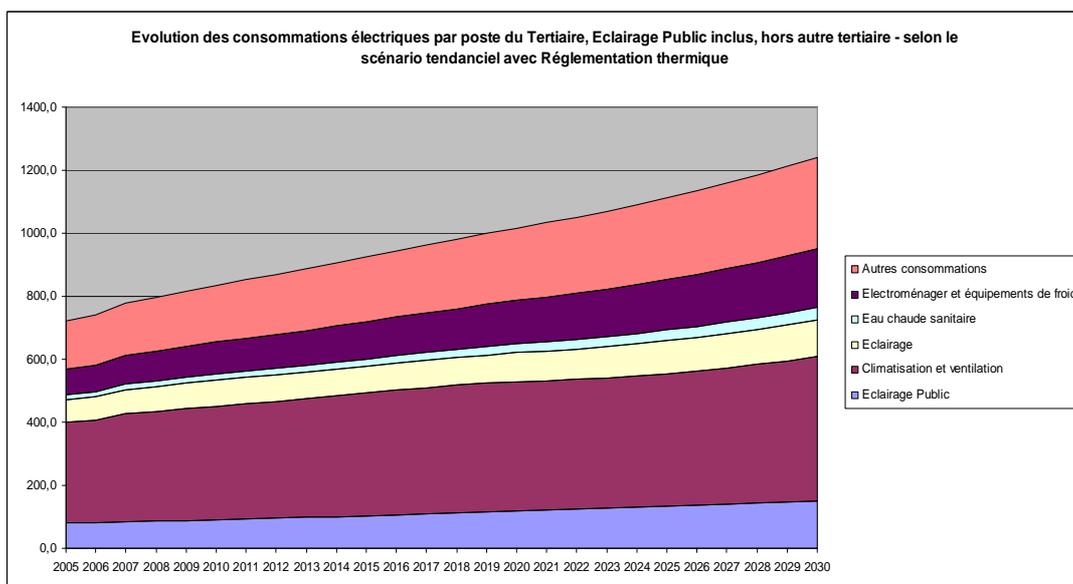


Figure 5: Evolution des consommations électriques par poste du Tertiaire (hors autre tertiaire, Eclairage Public inclus) selon le scénario tendanciel

II-2.2.c) Résultats

Le scénario tendanciel fait ressortir une consommation finale d'électricité en 2030 de 3792 GWh en croissance de 69% par rapport à 2007.

Année	Consommations totales d'électricité	Croissance par rapport à 2007	Croissance annuelle moyenne
2007	2244 GWh		
2020	3083 GWh	+37%	+2,5% sur 2007-2020
2030	3792 GWh	+69%	+2,1% sur 2020-2030

Tableau 5: Consommations totales d'électricité 2007-2020-2030 selon le scénario tendanciel

Les consommations par secteur en 2030 sont détaillées dans le tableau suivant.

Secteurs	Consommations 2030	Part 2030	Consommations 2007	Part 2007	Croissance 2030/2007
Résidentiel	1 463 GWh	38,6%	977 GWh	43,5%	50%
Collectivités hors enseignement Eclairage Public	93 GWh	2,5%	84 GWh	3,7%	11%
Eclairage Public	151 GWh	4,0%	84 GWh	3,7%	80%
Bureaux hors collectivités	309 GWh	8,2%	171 GWh	7,6%	81%
Enseignement	37 GWh	1,0%	31 GWh	1,4%	20%
Hôpitaux	152 GWh	4,0%	138 GWh	6,1%	10%
Hôtels et restaurants	123 GWh	3,2%	66 GWh	2,9%	86%
Commerces	376 GWh	9,9%	205 GWh	9,1%	84%
Autre tertiaire	241 GWh	6,3%	123 GWh	5,5%	96%
Industrie	766 GWh	20,2%	365 GWh	16,3%	110%
Grands Projets	80 GWh	2,1%		0,0%	
TOTAL	3 792 GWh	100%	2 244 GWh	100%	69%

Tableau 6: Consommations 2030 et 2007 et croissance par secteur du scénario tendanciel

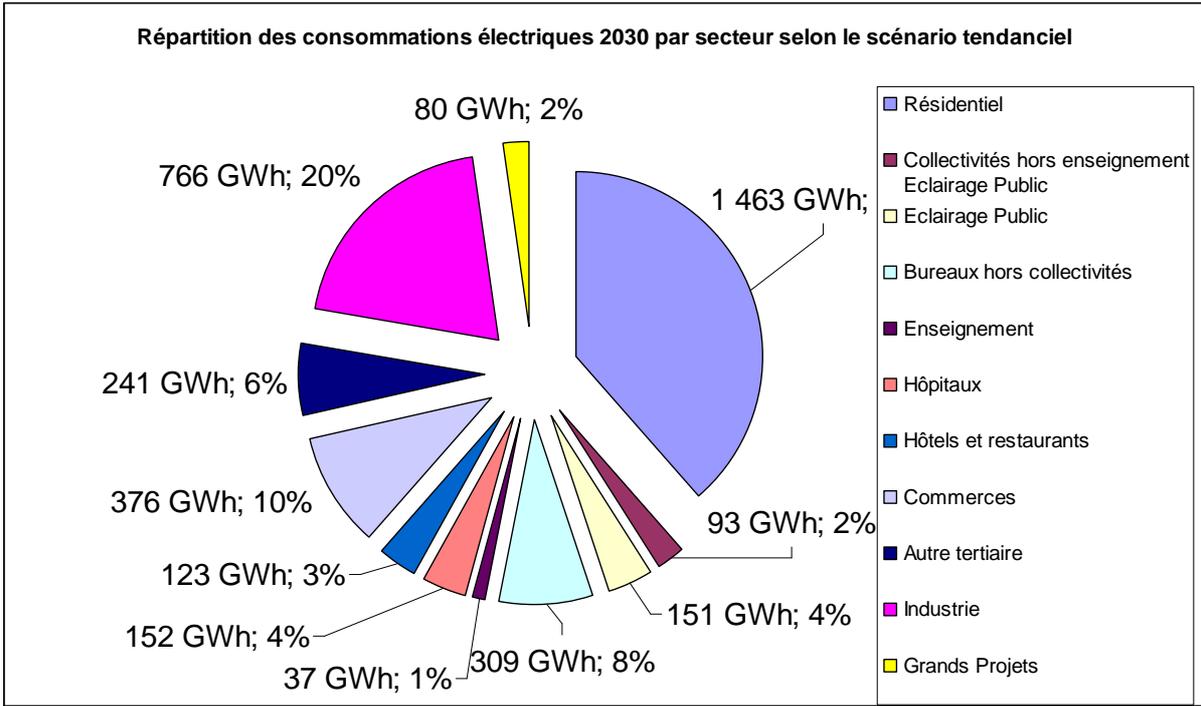


Figure 6 : Répartition des consommations électriques 2030 par secteur selon le scénario tendanciel

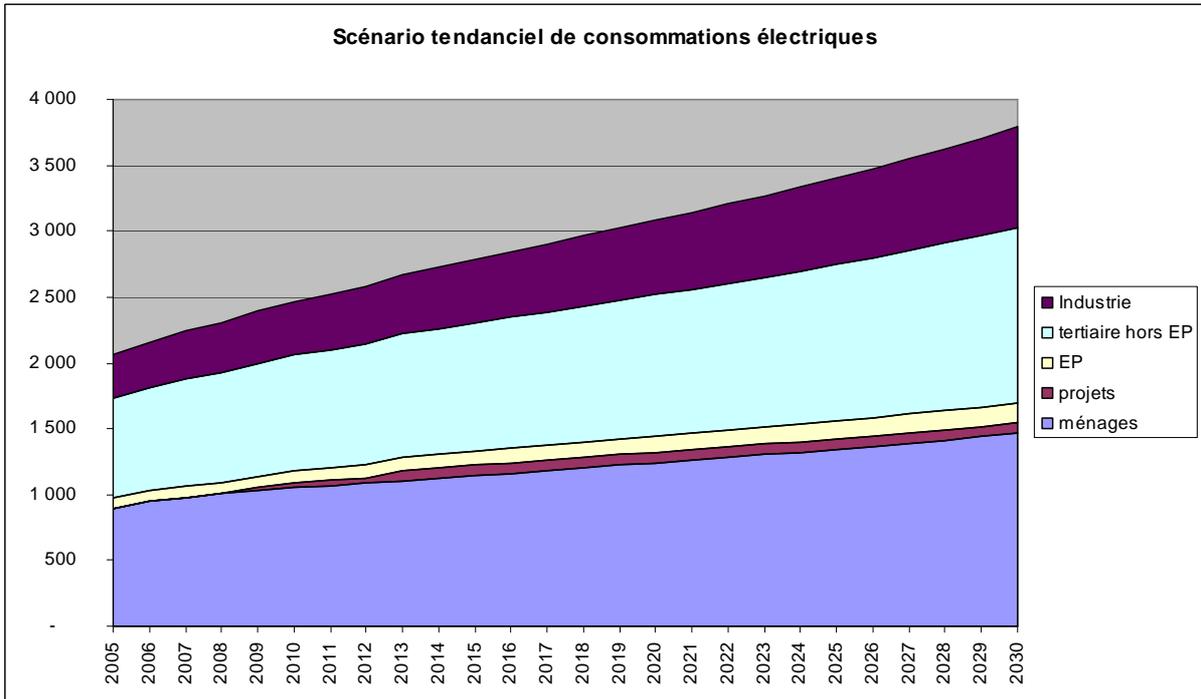


Figure 7 : Consommations électriques finales 2005-2030 par secteur selon le scénario tendanciel

II-2.3 Consommations 2010-2030 selon le scénario volontariste STARTER

Ce scénario se veut volontariste avec la mise en place d'actions d'économie fortes. Il montre qu'il est possible de contenir la croissance des consommations d'électricité grâce à une politique volontariste certes mais avec des actions réalistes.

II-2.3.a) Scénario volontariste de Maîtrise de la Demande du Résidentiel

Les consommations du Résidentiel dans le cadre de ce scénario seront impactées par des actions volontaristes de MDE, au-delà de la récente Réglementation Thermique annoncée le 17 avril 2009 et applicable dès mai 2010. Cette RT ne porte que sur les nouvelles habitations. Les actions de MDE présentées consistent en :

- la mise en place d'une RT plus exigeante sur les nouveaux logements dès 2015 (élargie au tertiaire qui sera traité par la suite) réduisant encore plus le recours à la climatisation et au chauffage électrique
- la rénovation des anciens logements pour atteindre une conception et des performances énergétiques compatibles avec la RT 2015, notamment pour ce qui est du recours aux Chauffe-Eau Solaires
- la mise en place d'équipements électroménagers efficaces

De même que pour le scénario tendanciel, il est supposé que les ménages s'équipant en rafraîchissement installent un appareil par chambre. Il en est de même pour l'équipement en chauffage électrique. Il s'agit-là d'un phénomène structurel, indépendant du scénario considéré.

L'évolution de l'équipement électrique des ménages se caractérise comme suit :

Rafraîchissement (climatisation / ventilation)

- croissance des ménages équipés en climatisation ou en ventilation : 46% des foyers équipés en 2030 contre 20% en 2007, comme pour les scénarii tendanciels avec RT et sans RT
- décroissance de l'équipement en climatisation : 13% des foyers en 2030 contre 17% en 2007 (tendanciel avec RT, 32% des foyers équipés en 2030), notamment du fait de la baisse du taux d'équipement des maisons neuves et la baisse du taux de renouvellement des climatiseurs
- réduction des besoins en froid du fait d'une conception encore plus exigeante élargie aux anciens logements : 50 en 2030 (base 100 en 2005) contre 80 dans le tendanciel
- amélioration de l'efficacité des climatiseurs : 75 en 2030 (base 100 en 2005) comme dans le tendanciel
- croissance de l'équipement en ventilation : 33% des foyers en 2030 contre 3% en 2007 (tendanciel avec RT, 15% des foyers équipés en 2030)

Chauffage électrique :

- décroissance des ménages équipés : 2,8% des foyers en 2030 contre 3,4% en 2007 (tendanciel avec RT, 10% des foyers équipés)
- réduction du besoin en chaleur du fait d'une conception encore plus exigeante élargie aux anciens logements : 50 en 2030 (base 100 en 2005) contre 80 dans le tendanciel

Eau chaude sanitaire :

- croissance des ménages équipés en ECS : 100% des foyers en 2030 contre 77% en 2007
- disparition de l'équipement en électrique : 0% des foyers en 2030 contre 29% en 2007
- croissance de l'équipement en solaire : 100% en 2030 contre 29% en 2007
- disparition de l'équipement en gaz butane : 0% en 2030 contre 19% en 2007
- maintien de la consommation unitaire d'un appoint électrique : 450kWh/an pour l'équipement des hauts soit 34% des foyers (0 kWh pour les bas), comme dans le scénario tendanciel

Eclairage :

- croissance de l'équipement en LBC : 100% en 2030 contre 22% en 2007 (75% pour le tendanciel)

Electroménager et autres équipements :

- réduction de la consommation unitaire par ménage : classe A+ au lieu de classe B dans le tendanciel soit une économie de 22%

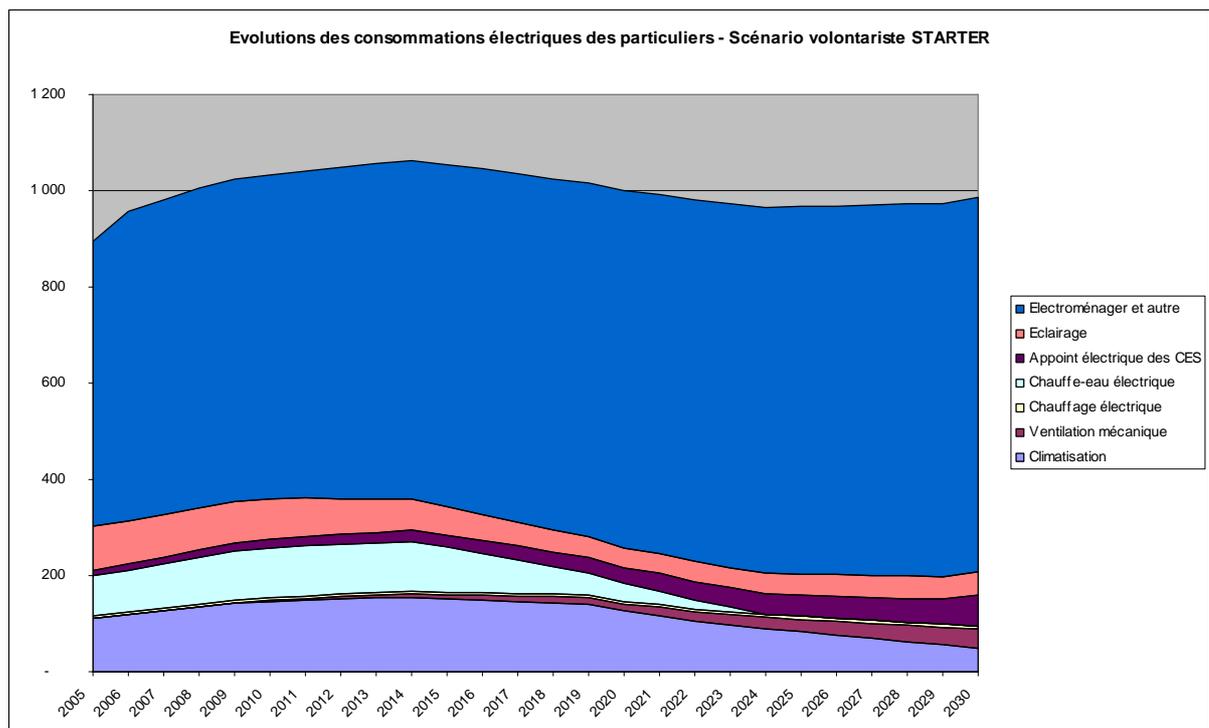


Figure 8: Evolution des consommations électriques par poste du secteur Résidentiel selon le scénario volontariste STARTER

II-.2.3.b) Scénario volontariste de Maîtrise de la Demande du Tertiaire, de l'Eclairage Public et de l'Industrie

Dans le scénario tendanciel, les consommations du tertiaire ne sont pas impactées par la mise en place de la Réglementation Thermique à La Réunion puisque celle-ci ne s'applique qu'aux bâtiments de logement. Dans le scénario volontariste STARTER, il est considéré la mise en place d'une RT 2015 applicable au tertiaire, en plus d'actions de MDE.

Les actions de MDE présentées consistent en :

- la mise en place d'une RT 2015 élargie au tertiaire réduisant le recours à la climatisation et obligeant l'utilisation des chauffe-eau solaires
- la rénovation des anciens bâtiments pour être compatibles avec l'exigence de conception et de performance énergétique de la RT 2015
- la mise en place d'équipements électriques efficaces, notamment pour ce qui est des blocs froids et autres besoins spécifiques
- amélioration de l'efficacité de l'Eclairage Public

L'évolution de l'équipement électrique du tertiaire se caractérise comme suit :

Climatisation du Tertiaire :

- maintien du taux d'équipement en climatisation, comme dans le tendanciel
- baisse du besoin en froid du fait d'une amélioration de la conception du nouveau bâti et de la rénovation sur l'ancien : 50 en 2030 (base 100 en 2007) contre 100 pour le tendanciel
- légère amélioration de l'efficacité des climatiseurs : 75 en 2030 (base 100 en 2007), comme dans le tendanciel

Eclairage intérieur du Tertiaire :

- maintien du même équipement efficace (en dehors des hôtels-restaurants et commerces), comme dans le tendanciel
- amélioration de l'efficacité dans les hôtels-restaurants et commerces : 100% de LBC en 2030 contre 25% pour les hôtels-restaurants en 2007 et 50% pour les commerces, comme dans le tendanciel

Eau chaude sanitaire et chauffe-eau électrique du Tertiaire :

- maintien du même taux d'équipement en eau chaude sanitaire
- remplacement des chauffe-eau électriques par du solaire
- maintien de la part gaz butane
- maintien de la même consommation électrique unitaire des équipements

Autres équipements électriques du Tertiaire, notamment pour les blocs froid :

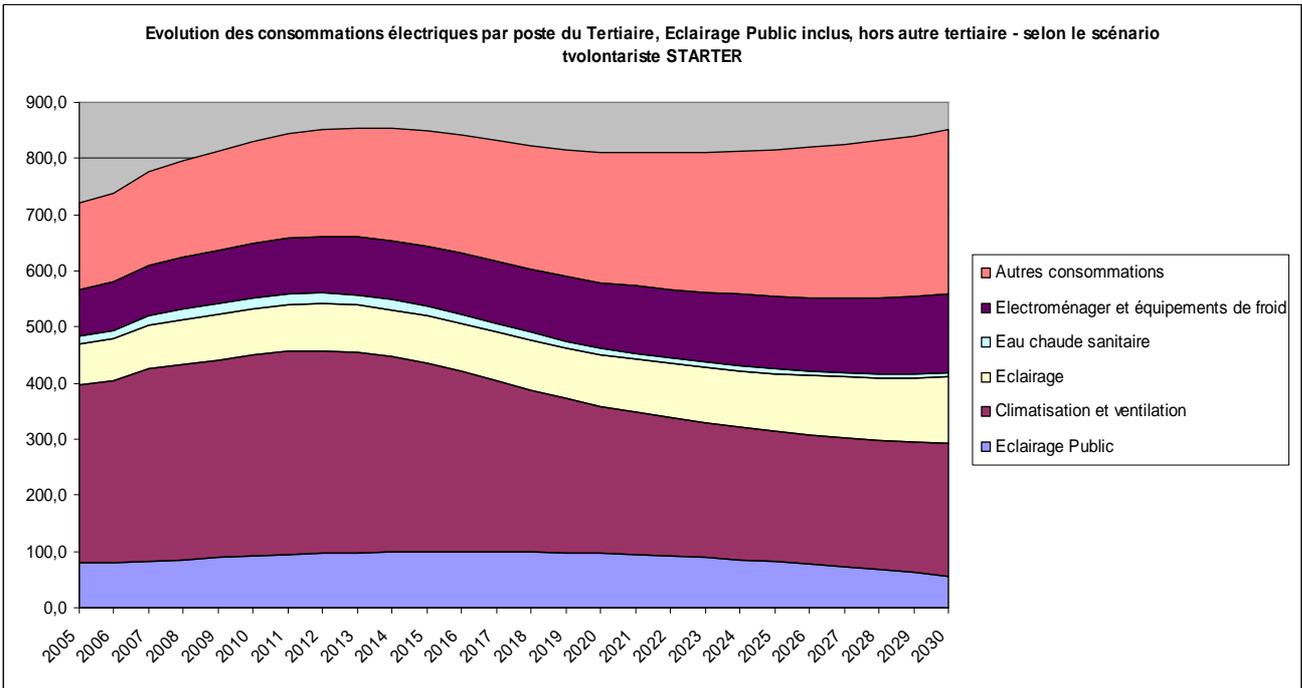
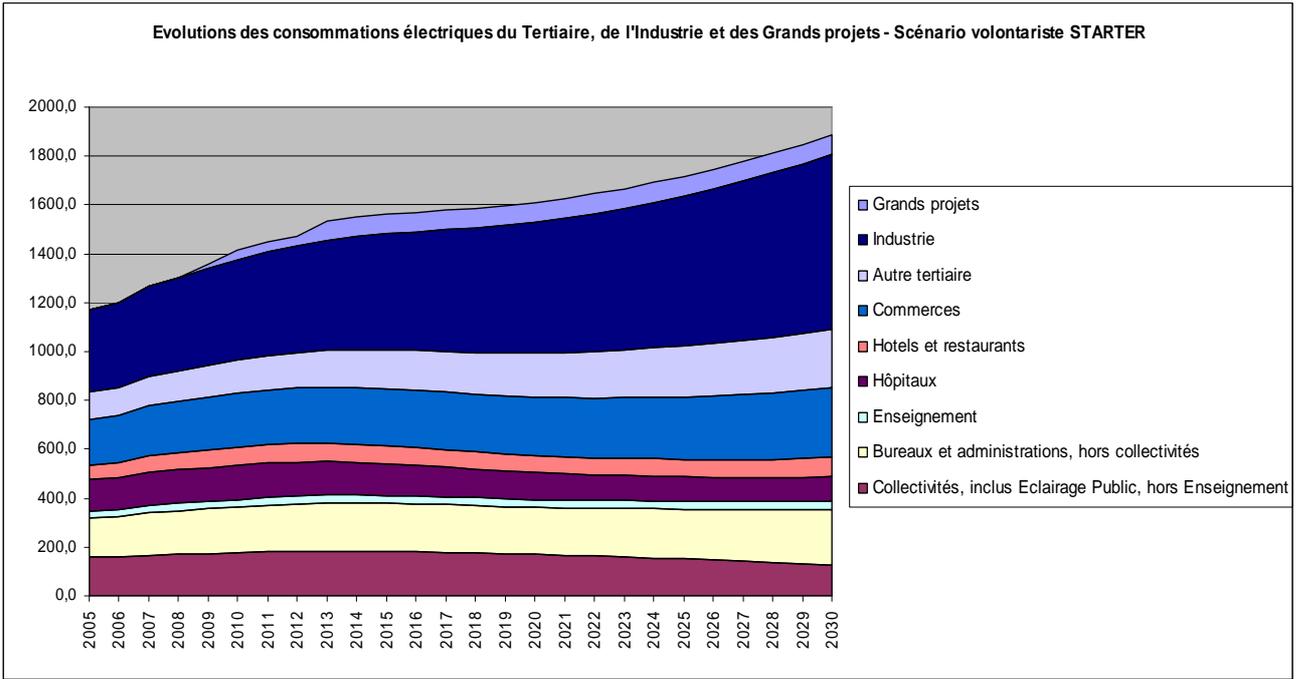
- amélioration de la même efficacité : équivalent à classe A+, soit une économie de 22%

Efficacité de l'Eclairage Public :

- amélioration de l'efficacité de l'éclairage public et recours à l'éclairage public solaire et éolien pour réduire les consommations globales sur le réseau de 27%

Efficacité de l'Industrie :

- amélioration de l'efficacité énergétique de l'industrie selon la fiche n° 3 « MDE Industrie » du PRERURE 2005



II-2.3.c) Résultats

Le scénario tendanciel fait ressortir une consommation finale d'électricité en 2030 de 2871 GWh en croissance de 28% par rapport à 2007, mais inférieur aux consommations tendancielle 2030 de 24%.

Année	Consommations totales d'électricité	Croissance par rapport à 2007	Croissance annuelle moyenne	Consommations STARTER vs tendanciel
2007	2244 GWh			
2020	2608 GWh	+16%	+1,2% sur 2007-2020	-15%
2030	2871 GWh	+28%	+1,0% sur 2020-2030	-24%

Tableau 7: Consommations totales d'électricité 2007-2020-2030 selon le scénario volontariste STARTER

Les consommations par secteur en 2030 sont détaillées dans le tableau suivant.

Secteurs	Consommations 2030	Part 2030	Consommations 2007	Part 2007	Croissance 2030/2007	Consommations STARTER vs tendanciel
Résidentiel	986 GWh	34,3%	977 GWh	43,5%	1%	-33%
Collectivités hors enseignement Eclairage Public	69 GWh	2,4%	84 GWh	3,7%	-17%	-26%
Eclairage Public	56 GWh	2,0%	84 GWh	3,7%	-33%	-63%
Bureaux hors collectivités	229 GWh	8,0%	171 GWh	7,6%	34%	-26%
Enseignement	33 GWh	1,1%	31 GWh	1,4%	6%	-11%
Hôpitaux	99 GWh	3,5%	138 GWh	6,1%	-28%	-34%
Hôtels et restaurants	79 GWh	2,7%	66 GWh	2,9%	19%	-36%
Commerces	285 GWh	9,9%	205 GWh	9,1%	39%	-24%
Autre tertiaire	241 GWh	8,4%	123 GWh	5,5%	96%	0%
Industrie	714 GWh	24,9%	365 GWh	16,3%	96%	-7%
Grands Projets	80 GWh	2,8%		0,0%		0%
TOTAL	2 871 GWh	100%	2 244 GWh	100,0%	28%	-24%

Tableau 8: Consommations 2030 et 2007, croissance par secteur et rapport au tendanciel du scénario volontariste STARTER

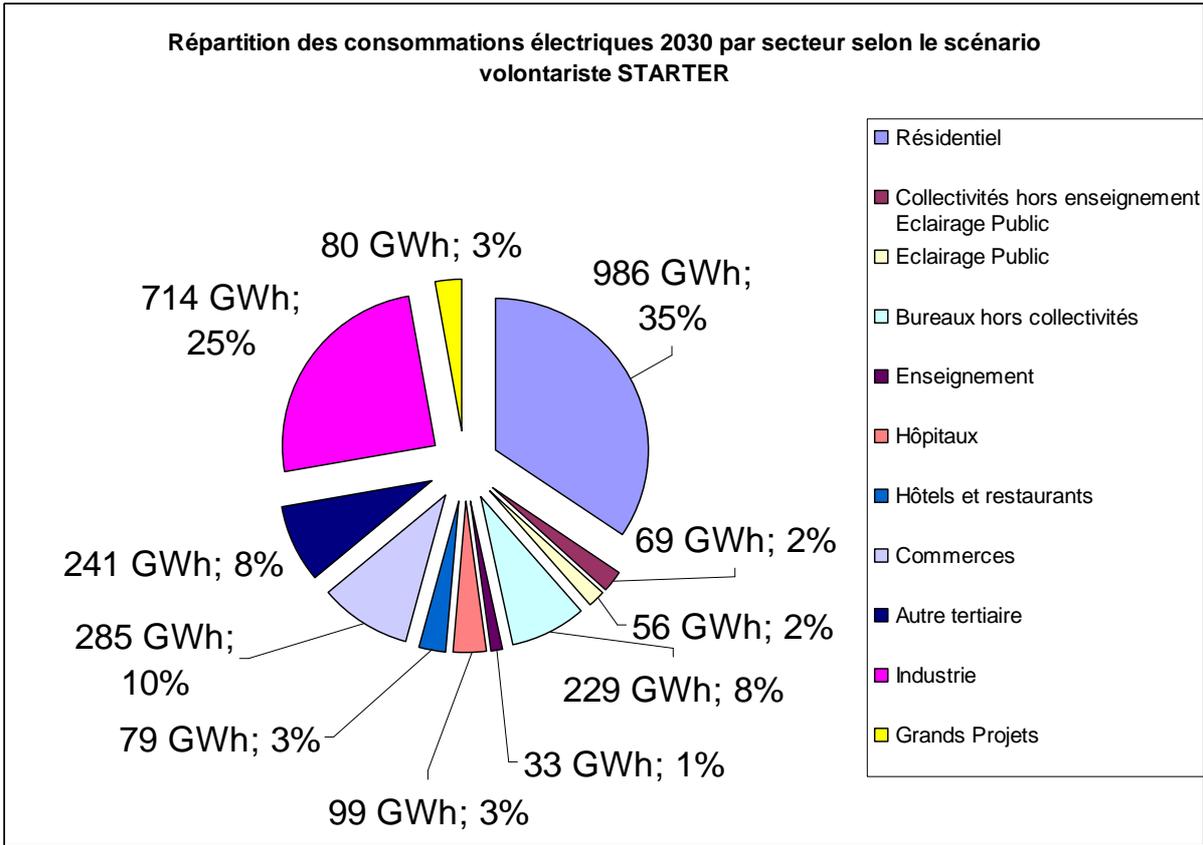


Figure 11: Répartition des consommations électriques 2030 par secteur selon le scénario volontariste STARTER

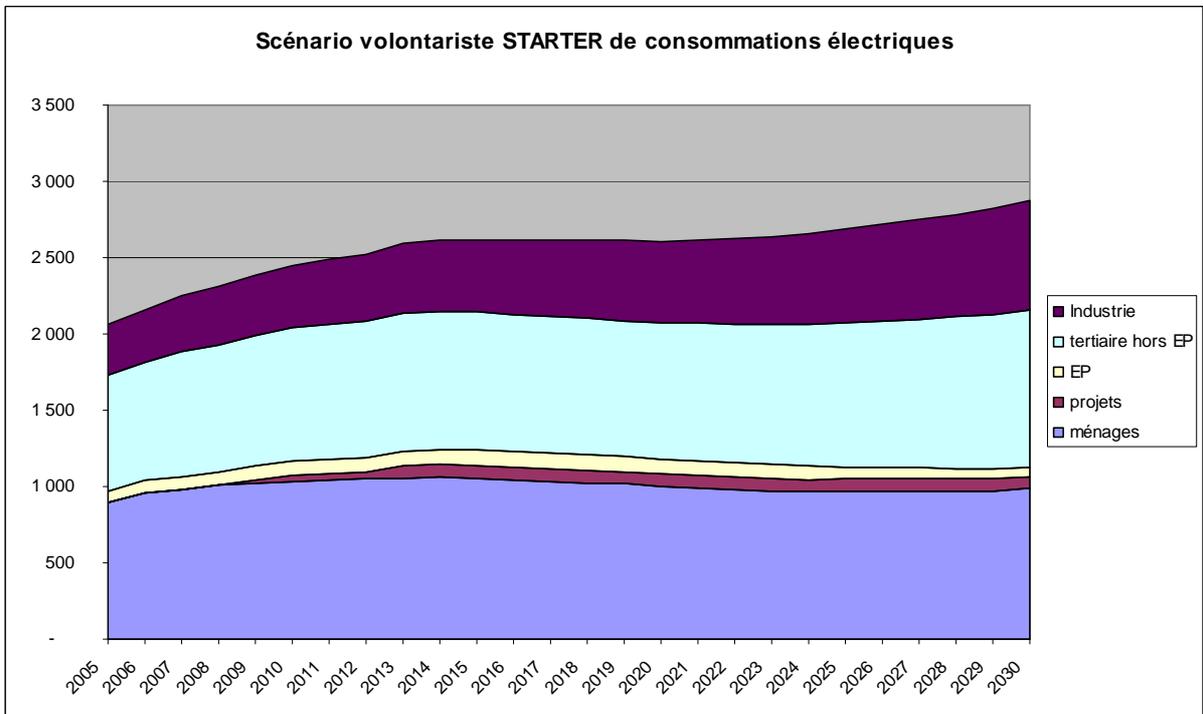


Figure 12: Consommations électriques finales 2005-2030 par secteur selon le scénario volontariste STARTER

II - 3 Besoins de productions électriques (hors transports)

II-3.1 Pertes réseau

Les estimations faites ci-dessus concernent pour chaque secteur des gains en énergie consommée. Pour dimensionner efficacement les moyens de production nécessaires, il est nécessaire d'estimer la demande en énergie produite. La différence entre les deux valeurs correspond aux pertes de charge sur le réseau de distribution de l'île. Celles-ci représentaient entre 2005 et 2007 **environ 9%** de la puissance produite. Nous conserverons cette valeur pour la suite de nos évaluations, même si dans le cas d'un réseau fortement décentralisé (scénario STARTER avec de nombreuses productions EnR décentralisées) on peut espérer un léger gain sur ce facteur de perte.

II-3.2 Puissance maximale appelée

Un autre facteur dimensionnant les installations nécessaires à la stabilité d'un réseau électrique est la valeur de la puissance maximale appelée sur le réseau, correspondant à la puissance maximale à fournir.

En 2007, cette valeur a atteint 404MW en journée en été, période où les installations de climatisation sont les plus sollicitées. En 2008, ce chiffre a été atteint au cours d'une journée d'hiver, laissant prévoir une forte augmentation de la puissance maximale appelée pour l'été 2008-2009.

D'une manière idéale, la méthode de projection utilisée pour l'estimation de l'énergie totale consommée aurait pu être utilisée également pour la détermination de la puissance maximale appelée sur le réseau, en étudiant pour chaque paramètre les périodes de l'année et de la journée durant lesquelles les réduction ou augmentation de consommation ont lieu afin d'estimer l'influence de chaque action sur cette valeur et d'en obtenir une estimation à 2030.

Cependant, étant donné la complexité de cette méthode et le manque d'information concernant certaines mesures, une autre approche a été adoptée.

La production des 2460 GWh en 2007 correspond à une puissance moyenne annuelle de 281MW, alors que la puissance maximale était de 404MW. Le rapport de la puissance maximale à la puissance moyenne est supposé, sans prise de mesures particulières, constant, de sorte que la puissance maximale est aisément déductible de l'énergie totale demandée.

Pour le scénario STARTER, il a été considéré que ce rapport pouvait être revu à la baisse d'un facteur de 3% environs du fait de l'utilisation de technologies d'asservissement ce la consommation des appareils à la demande générale sur le réseau, éventuellement commandé par un asservissement en fréquence (comme il est déjà fait actuellement pour les chauffe-eau électriques).

Cependant, il sera montré par la suite que cette valeur n'est pas prépondérante. En effet, comme il est prévu d'utiliser des systèmes de stockage de l'énergie solaire, la production maximale aurait alors lieu durant le jour, période de consommation forte, et le déstockage pendant la nuit, à l'inverse de ce qui est fait actuellement. Il sera donc utile de garder à l'esprit que la courbe de charge reste, dans une certaine mesure, « déformable », et que la quantité d'énergie consommée reste le facteur dimensionnant.

Production électrique Hors transports	STARTER	Tendanciel
2020	2860 GWh_élec	3380 GWh_élec
2030	3150 GWh_élec	4160 GWh_élec

Tableau 9: Productions électriques 2020 et 2030 (hors transports) des scénarii STARTER et tendanciel

II-3.3 Courbe de charge

Les travaux précédents permettent d'estimer une consommation totale annuelle ainsi qu'une puissance maximale appelée sur une année donnée d'ici à 2030.

A partir des données de variations de la demande fournies par EDF sur l'année 2007, les variations de la demande en 2030 ont été simulées afin de reproduire les caractéristiques des variations actuelles.

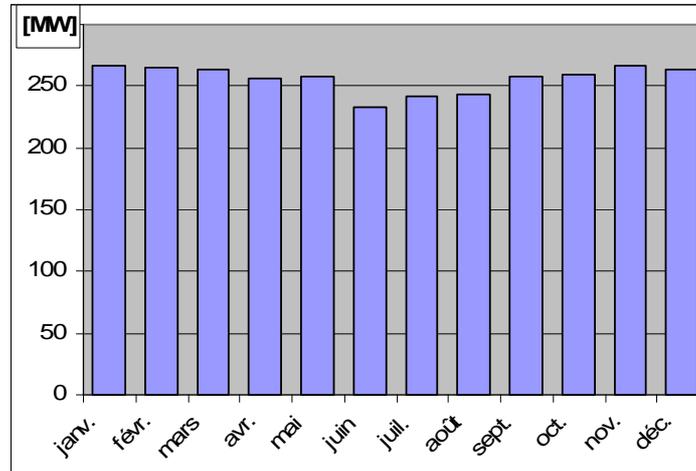
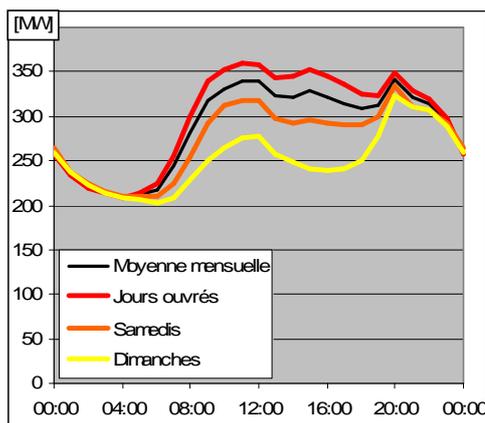


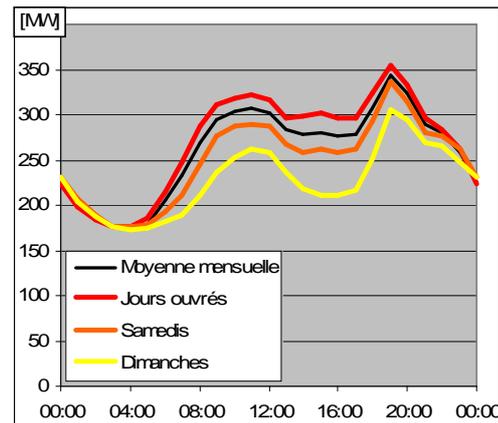
Figure 13: Puissances moyennes mensuelles produites en 2007

Pour cela, trois échelles de temps sont à prendre en compte :

- Une échelle saisonnière, les consommations étant plus grandes en été du fait des besoins plus importants en climatisation, représentée sur la figure ci-dessus;
- Une échelle hebdomadaire, qui prend en compte les différences de consommations entre les jours ouvrés et les samedis et les dimanches, durant lesquels la consommation baisse fortement, visibles sur les Figures ci-dessous.
- Une échelle horaire, qui dépend en plus de la saison, correspondant au fait que la consommation durant la nuit est nettement inférieure à celle de la journée, durant laquelle plusieurs pics de demande caractéristiques se profilent, visibles sur les mêmes figures.



a - Janvier 2007



b - Juillet 2007

Figure 14: Variations horaires et hebdomadaires de la consommation en 2007

Le détail de l'algorithme permettant l'exploitation de ces données et la génération de données projetées n'est pas détaillé ici; il convient cependant de noter qu'un variable aléatoire est introduit pour chaque jour dans l'estimation de la puissance journalière moyenne, qui permet de générer des variations non lissées de la demande et d'atteindre la puissance maximale appelée au moins une fois dans l'année.

De plus, cette variation aléatoire de la consommation correspond mieux à la réalité de la situation, où les conditions météorologiques et les événements de la vie sociale modifient chaque jour la consommation par rapport à la moyenne estimée. En dernier lieu, pour les scénarii concernés, il convient de rajouter à cette puissance appelée celle correspondant à l'énergie nécessaire à l'utilisation de véhicules électriques. Sans information complémentaire, la consommation de ces véhicules est supposée constante tout au long de l'année, et la puissance moyenne correspondant est simplement additionnée à la courbe de puissance générée précédemment.

II - 4 Consommations des transports

De même que pour les consommations finales électriques, la prospective des consommations des transports tient compte d'une situation initiale évoluant selon des projections socio-économiques et selon la dynamique d'équipement des consommateurs finaux ainsi que selon l'efficacité des véhicules utilisés.

II-4.1 Bilan initial des consommations et déterminants de la croissance

Le bilan initial sert de base à la prospective. Il a été établi en croisant différentes sources d'information : principalement, parc de véhicule et immatriculations annuelles ainsi que résultats du Modèle COPERT IV utilisé dans le cadre du bilan des émissions régionale de Gaz à Effet de Serre, réalisé par l'Observatoire de l'Energie Réunion (OER).

		2007
Véhicules Particuliers	nbre VP essence	205920
	conso/100km	7,8
	distance/an	8000
	conso ktep	102
	nbre VP diesel	110880
	conso/100km	6,6
	distance/an	11 900
	conso ktep	74
	nbre total	316800
	éq diesel/100km	6,99
Transports publics - lourds et légers	distance/an	9365
	conso ktep	175
	nbre V base	1 500
	conso/100km	35
Véhicules utilitaires légers de marchandise	distance/an	30000
	conso ktep	13
	nbre VUL essence	18600
	conso/100km	13,3
	distance/an	8000
	conso ktep	16
	nbre VUL diesel	55800
	conso/100km	8,9
	distance/an	11 900
	conso ktep	50
nbre total	74400	
éq diesel/100km	9,55	
PL de marchandises	distance/an	10925
	conso ktep	66
	nbre VU lourds	3 300
	conso/100km	40
Transports routiers totaux	distance/an	116000
	conso totale	129
	conso ktep	396000
	conso GWh	384
		4460

Tableau 10: Bilan 2007 des consommations des transports par secteur

Nous considérons que les évolutions des consommations de chaque secteur dépendront des évolutions socio-économiques de la manière suivante.

Secteurs	Déterminant de la croissance
Véhicules particuliers	Nombre de ménages
Transports publics	Population
Véhicules utilitaires légers de marchandise	PIBR
Poids lourds de marchandises	PIBR

Tableau 11: Déterminants de la croissance par secteur

Par ailleurs, il est nécessaire de faire intervenir l'évolution du taux d'équipement, notamment celui des véhicules particuliers par ménage, ainsi que les évolutions technologiques. Ceux-ci seront explicités par la suite.

II-4.2 Consommations 2010-2030 selon le scénario tendanciel

Ce scénario se caractérise par une transition technologique des véhicules essence vers des véhicules diesel et prévoit les évolutions suivantes :

Véhicules particuliers :

- Taux d'équipement par ménage : croissance 1,5 VP / ménage en 2030 contre 1,19 en 2007
- Transition vers 100% de VP diesel
- Consommation unitaire moyenne des VP diesel : maintien à 6,6l/100km
- Kilométrage annuel moyen des véhicules : maintien à environ 10 000 km par an

Transports publics de personnes :

- Croissance du nombre de véhicules en fonction de la démographie
- Consommation unitaire moyenne : maintien à 35l/100km
- Kilométrage annuel moyen des véhicules : maintien à 30 000 km par an

Véhicules utilitaires légers de marchandise :

- Croissance du nombre de véhicules en fonction du PIBR
- Transition vers 100% de VP diesel
- Consommation unitaire moyenne des VP diesel : maintien à 8,9l/100km
- Kilométrage annuel moyen des véhicules : maintien à environ 11 000 km par an

Poids lourds de marchandises :

- Croissance du nombre de véhicules en fonction du PIBR
- Consommation unitaire moyenne : maintien à 40l/100km
- Kilométrage annuel moyen des véhicules : maintien à 116 000 km par an

		TENDANCE		
		2007	2030	évolution 2030/2007
Véhicules Particuliers	nbre VP essence	205920		-100%
	conso/100km	7,8		-100%
	distance/an	8000		-100%
	conso ktep	102		-100%
	nbre VP diesel	110880	631500	470%
	conso/100km	6,6	5,3	-20%
	distance/an	11 900	9365	-21%
	conso ktep	74	264	259%
	nbre total	316800	631500	99%
	éq diesel/100km	6,99	5,28	-24%
distance/an	9365	9365	0%	
conso ktep	175	264	51%	
Transports publics - lourds et légers	nbre V base	1 500	2376	58%
	conso/100km	35	35	0%
	distance/an	30000	30000	0%
	conso ktep	13	21	58%
Véhicules utilitaires légers de marchandise	nbre VUL essence	18600		-100%
	conso/100km	13,3		-100%
	distance/an	8000		-100%
	conso ktep	16		-100%
	nbre VUL diesel	55800	152520	173%
	conso/100km	8,9	8,9	0%
	distance/an	11 900	10925	-8%
	conso ktep	50	125	151%
	nbre total	74400	152520	105%
	éq diesel/100km	9,55	8,9	-7%
distance/an	10925	10925	0%	
conso ktep	66	125	91%	
PL de marchandises	nbre VU lourds	3 300	6765	105%
	conso/100km	40	40	0%
	distance/an	116000	116000	0%
	conso totale	129	265	105%
Transports routiers totaux	nbre total	396000	793161	100%
	conso ktep	384	676	76%
	conso GWh	4460	7856	76%

Tableau 12: Evolution des consommations des transports par secteur selon le scénario tendanciel

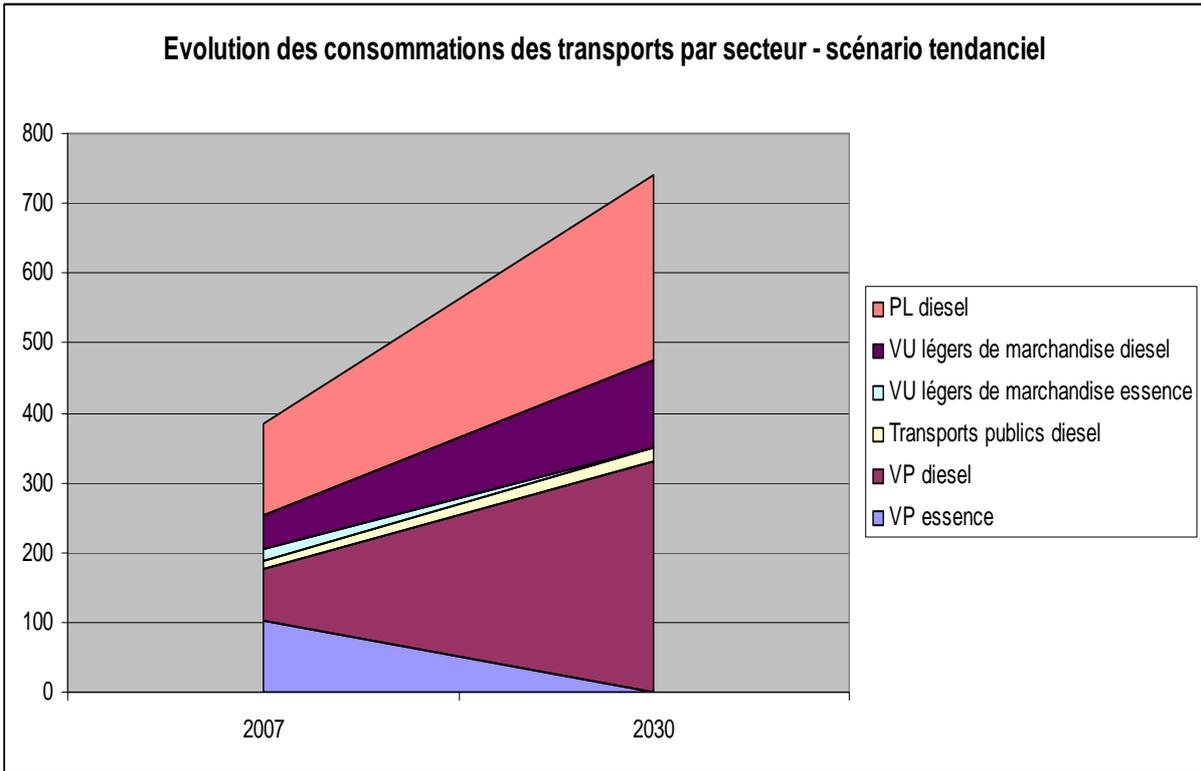


Figure 15: Evolution des consommations des transports par poste selon le scénario tendanciel

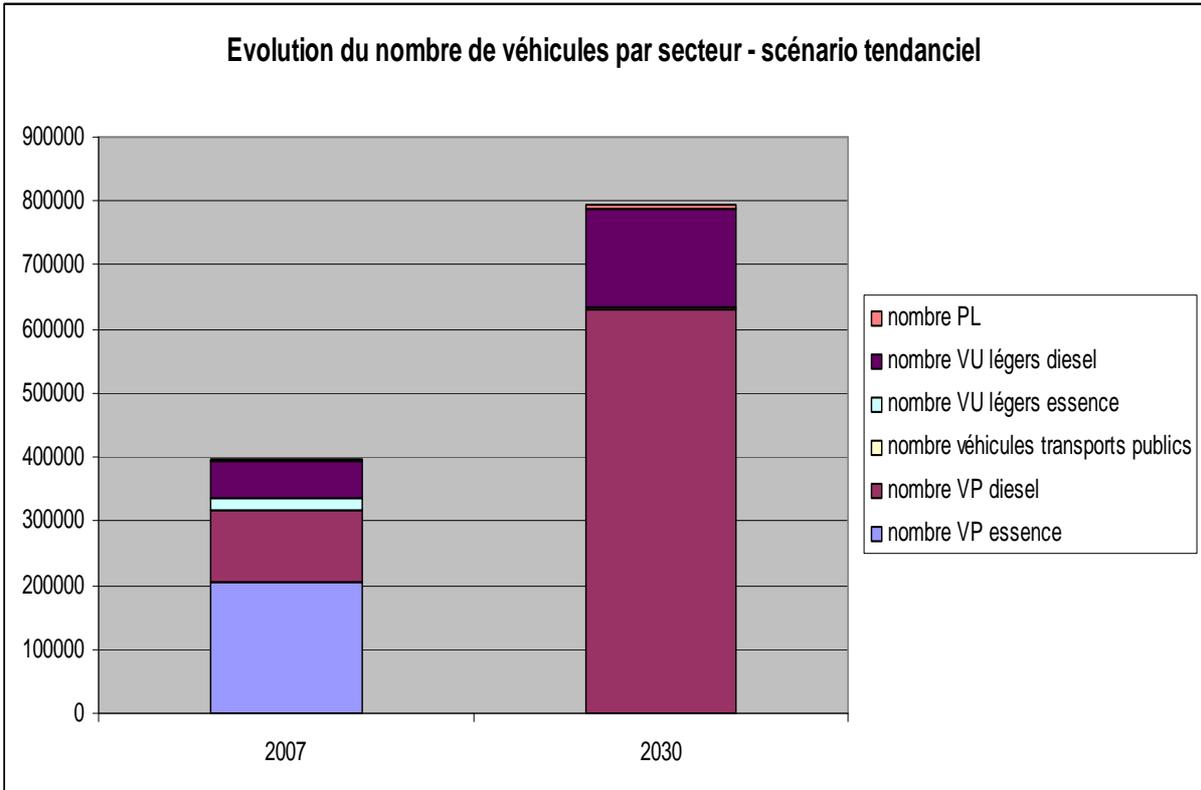


Figure 16: Evolution du nombre de véhicules par secteur selon le scénario tendanciel

II-4.3 Consommations 2010-2030 selon le scénario volontariste STARTER

Ce scénario se caractérise par une politique volontariste d'économie d'énergie qui se décompose selon trois volets :

- transition d'une part des transports individuels de personnes vers des transports collectifs, notamment via **le projet régional TRAM-TRAIN**
 - i. cela nécessite un renforcement du réseau de transports publics de personne pour accueillir les passagers et les distances économisées
- amélioration globale de l'efficacité des véhicules de 20% pour chaque catégorie :
 - i. d'un point de vue technologique, il existe des véhicules plus efficaces pour un même usage
- réduction des besoins en transports s'exprimant par une baisse de 20% des distances parcourues par véhicule
 - i. cela fait appel à une politique d'aménagement cherchant à rapprocher les différentes zones de vie : logement, travail, écoles, commerce
 - ii. par ailleurs, cela requiert une action d'optimisation logistique et de rationalisation des transports, notamment via un meilleur taux de remplissage

Par ailleurs, Il est prévu une transition technologique vers des véhicules électrique et méthane. Ce point sera traité par la suite. Pour l'instant, les consommations sont exprimées en équivalent diesel.

Ainsi, STARTER prévoit les évolutions suivantes :

Véhicules particuliers :

- Taux d'équipement par ménage : maintien à 1,19 VP / ménage en 2030 contre 1,5 dans le tendanciel
- Transition vers 100% de VP diesel
- Consommation unitaire moyenne des VP diesel : amélioration de 20% à 6,6l/100km
- Kilométrage annuel moyen des véhicules : réduction de 20% à environ 8 000 km par an

Transports publics de personnes :

- Croissance du nombre de véhicules en fonction de la démographie et du fait de la transition de transports individuels vers des transports collectifs
- Consommation unitaire moyenne : amélioration de 20% à 28l/100km
- Kilométrage annuel moyen des véhicules : maintien à 30 000 km par an

Véhicules utilitaires légers de marchandise :

- Croissance du nombre de véhicules en fonction du PIBR
- Transition vers 100% de VP diesel
- Consommation unitaire moyenne des VP diesel : amélioration de 20% à 7,1l/100km
- Kilométrage annuel moyen des véhicules : réduction de 20% à environ 9 000 km par an

Poids lourds de marchandises :

- Croissance du nombre de véhicules en fonction du PIBR
- Consommation unitaire moyenne : amélioration de 20% à 32l/100km
- Kilométrage annuel moyen des véhicules : réduction de 20% à environ 9 3 000 km par an

			STARTER		STARTER/TENDANCE	
2007			2030	évolution 2030/2007	rapport	différence
Véhicules Particuliers	nbre VP essence	205920		-100%		
	conso/100km	7,8		-100%		
	distance/an	8000		-100%		
	conso ktep	102		-100%		
	nbre VP diesel	110880	501873	353%	79%	-21%
	conso/100km	6,6	5,3	-20%	80%	-20%
	distance/an	11 900	7492	-37%	80%	-20%
	conso ktep	74	168	128%	51%	-49%
	nbre total	316800	501873	58%	79%	-21%
	éq diesel/100km	6,99	5,28	-24%	80%	-20%
distance/an	9365	7492	-20%	80%	-20%	
conso ktep	175	168	-4%	51%	-49%	
Transports publics - lourds et légers	nbre V base	1 500	2376	58%	100%	0%
	conso/100km	35	28	-20%	80%	-20%
	distance/an	30000	30000		100%	0%
	conso ktep	13	17	27%	80%	-20%
	remplacement VP ktep		14			
	nbre V suppl nbre VU trans pub	1500	4346	+190%	183%	83%
conso totale	13	31	+132%	146%	46%	
Véhicules utilitaires légers de marchandise	nbre VUL essence	18600		-100%		
	conso/100km	13,3		-100%		
	distance/an	8000		-100%		
	conso ktep	16		-100%		
	nbre VUL diesel	55800	152520	173%	100%	0%
	conso/100km	8,9	7,1	-20%	80%	-20%
	distance/an	11 900	8740	-27%	80%	-20%
	conso ktep	50	80	61%	64%	-36%
	nbre total	74400	152520	105%	100%	0%
	éq diesel/100km	9,55	7,1	-25%	80%	-20%
distance/an	10925	8740	-20%	80%	-20%	
conso ktep	66	80	22%	64%	-36%	
VU lourds PL de marchandises	nbre VU lourds	3 300	6765	105%	100%	0%
	conso/100km	40	32	-20%	80%	-20%
	distance/an	116000	92800	-20%	80%	-20%
	conso totale	129	170	31%	64%	-36%
Transports routiers totaux	nbre total	396000	665504	68%	84%	-16%
	conso ktep	384	449	17%	60%	-40%
	conso GWh	4460	5217		60%	-40%

Tableau 13: Evolution des consommations des transports par secteur selon le scénario volontariste STARTER

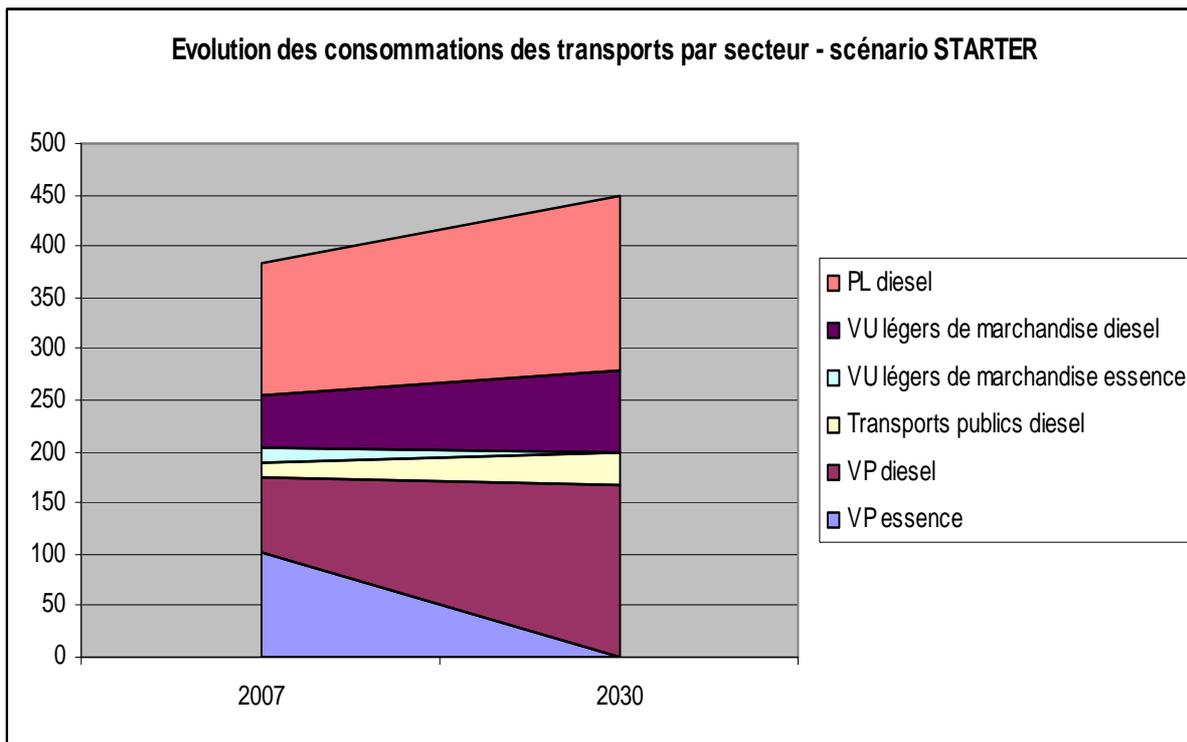


Figure 17: Evolution des consommations des transports par secteur selon le scénario STARTER

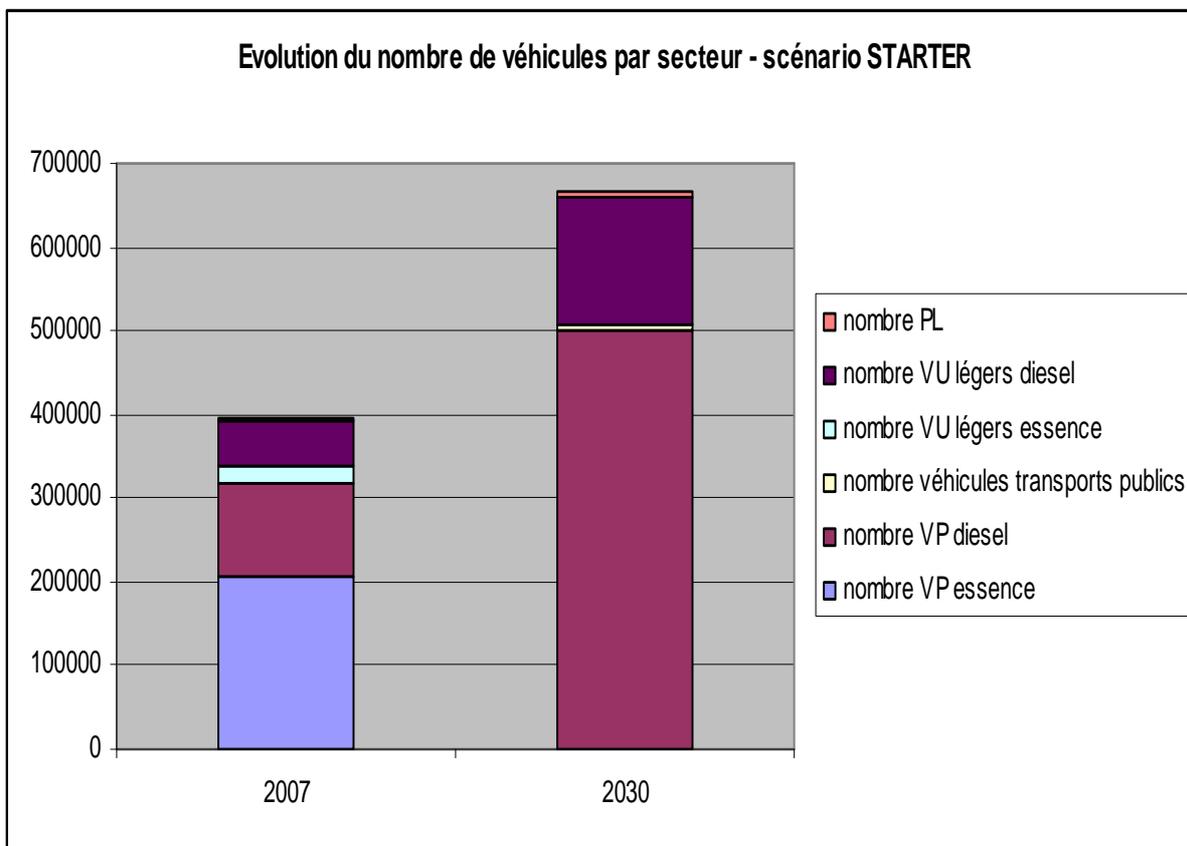


Figure 18: évolution du nombre de véhicules par secteur selon le scénario STARTER

II-4.4 Choix technologiques pour les transports

Le scénario STARTER se veut résolument volontariste aussi bien en termes d'économies d'énergies qu'en termes d'exploitation des énergies renouvelables. Les innovations technologiques et leurs diffusions sont inhérentes à une telle politique.

En particulier, pour ce qui est des technologies de transports, STARTER envisage une transition des véhicules thermiques actuels, essence et diesel, vers des véhicules « propres » : véhicules à moteur électrique avec stockage embarqué alimenté par de l'électricité renouvelable, véhicules au méthane CH₄, véhicules hydrogène H₂, véhicules à air comprimé,...

Pour des raisons de simplicité, le scénario STARTER envisagera le recours à deux technologies « propres », moteurs électriques et moteurs méthane à parts égales, selon les niveaux suivants :

- horizon 10 ans 2020 : peu de transports « propres » hormis des lignes démonstratives
- horizon 20 ans 2030 : 100% transports « propres »

L'analyse précédente sur les consommations finales des transports de personnes et de marchandises n'a pas introduit cette distinction technologique. Elle s'est contentée d'exprimer les besoins finaux en transports à l'horizon 2030 en consommation équivalente diesel. Elle a tenu compte pour cela des différents axes d'économies suivants :

- amélioration globale de l'efficacité des véhicules de 20% pour chaque catégorie :
- réduction des besoins en transports s'exprimant par une baisse de 20% des distances parcourues par véhicule
- transition d'une part des transports individuels de personnes vers des transports collectifs

La transition vers des choix technologiques « propres » ne remet pas en cause les hypothèses précédentes.

L'expression des consommations énergétiques avec de nouvelles technologies se fait simplement de la manière suivante :

Calcul de l'énergie mécanique finale à partir de l'énergie PCI thermique en considérant le rendement des moteurs diesel

- Rendement de 40% appliqué aux 5217 GWh_PCI
⇒ **2086 GWh_mécanique**

Evaluation de l'énergie finale mécanique par technologie à parts égales

- 50% de 2086 GWh pour chaque technologie
⇒ **1043 GWh_mécanique pour les moteurs électriques**
⇒ **1043 GWh_mécanique pour les moteurs méthane**

Pour chaque technologie, calcul des besoins énergétiques en entrée en tenant compte du rendement

- Rendements moteur électrique de 90% et batteries électriques de 90% ainsi que pertes en ligne du réseau électrique de 8,9%
⇒ besoin de 1288 GWh_élec en consommations électriques
⇒ soit un besoin de **production d'électricité de 1400 GWh_élec et une puissance de 162 MW** en tenant compte des pertes réseaux et en supposant une consommation en base
- Rendement moteur méthane de 40%
⇒ besoin de **2600 GWh_PCI en méthane**

II - 5 Synthèse

Nous présentons ici les synthèses des productions énergétiques en rapport avec les consommations analysées plus haut.

Hypothèses	Scénario TENDANCE AVEC RT 2009	Scénario STARTER
Production électrique 2020	RT 2009	RT 2009 + actions fortes de MDE (cf chapitre II.2)
Transports 2020	Pas de transport électrique généralisé	Forte MDE sur les transports. Pas de transport électrique généralisé. Quelques expériences localisées de véhicules électriques et de bus méthane
Production électrique 2030	RT 2009	RT 2009 + actions fortes de MDE (cf chapitre II.2)
Transports 2030	100% transports fossiles	300000 véhicules électriques en 2030 + 300000 véhicules roulant au gaz ou aux biocarburants 100% transports propres, dont 50% transports électriques

Tableau 14: Hypothèses 2020 et 2030 des scénarii prospectifs tendanciels, STARTER et médian

Besoins en GWh/an	Scénario TENDANCE AVEC RT 2009	Scénario STARTER
Production électrique 2020 hors transports	3380	2860
Production électrique transports 2020	0	0
Production électrique totale 2020	3380	2860
Production électrique 2030 hors transports	4160	3150
Production électrique transports 2030	0	1400
Production électrique totale 2030	4160	4550
Production méthane transports 2030	0	2600 GWh_PCI
Consommation fossile transports 2030	7850 GWh_PCI	0

Tableau 15: Besoins énergétiques 2020 et 2030 des scénarii prospectifs tendanciel, STARTER et médian

III - LES INSTALLATIONS ET PRODUCTIONS FOSSILES EXISTANTES A LA REUNION

Les installations actuelles de production d'énergie fossile sont données par EDF [10]

Exploitant	Site	Technologie	N° du groupe	Date de mise en service	PCN (MW)
EDF	Le Port	Diesel PC2	21	1971	5
			22	1973	5
			24	1973	5
		Diesel PC3	35	1975	10
			36	1976	10
			37	1978	10
		Diesel PC4	41	1981	20
			42	1985	20
			43	1986	20
			44	1988	20
SIDEDEC	Bois-Rouge (*)	Chaudière	1	1992	27
			2	1992	28
			3	2004	45
	Le Gol (*)	Chaudière	1	1996	29
			2	1996	30
			3	2006	51
TOTAL BASE					335
EDF	Le Port	TAC	TAC 1	1989	20
			TAC 2	1991	20
			TAC 3	1992	20
	La Baie	TAC	TAC 4	2002	40
TOTAL POINTE					100
TOTAL (MW)					435

(*) En fonctionnement bagasse, la puissance livrée au réseau est de 95 MW maximum à Bois-Rouge, et 107 MW au Gol.

Source : BPP-EDF

Tableau 16: Caractéristiques détaillées des différents moyens de production thermiques

La principale évolution des ces installations concerne les centrales Diesel du Port Ouest, qui seront déclassées en 2010 et remplacées par une nouvelle centrale au fuel lourd de 160 MW au Port Ouest (temps de mise en route de 15 min). L'installation devra pouvoir fonctionner avec du gaz, qu'il s'agisse de gaz naturel ou de biogaz, ce qui ne limitera pas son utilisation à uniquement un carburant d'origine fossile comme nous le verrons dans le chapitre sur la gazéification de la biomasse et en particulier de la bagasse et de la canne fibre.

De plus, les TAC 1,2 et 3 du Port seront en raison de l'absence de système de dénitrification limitées à 500h/an d'utilisation au maximum.

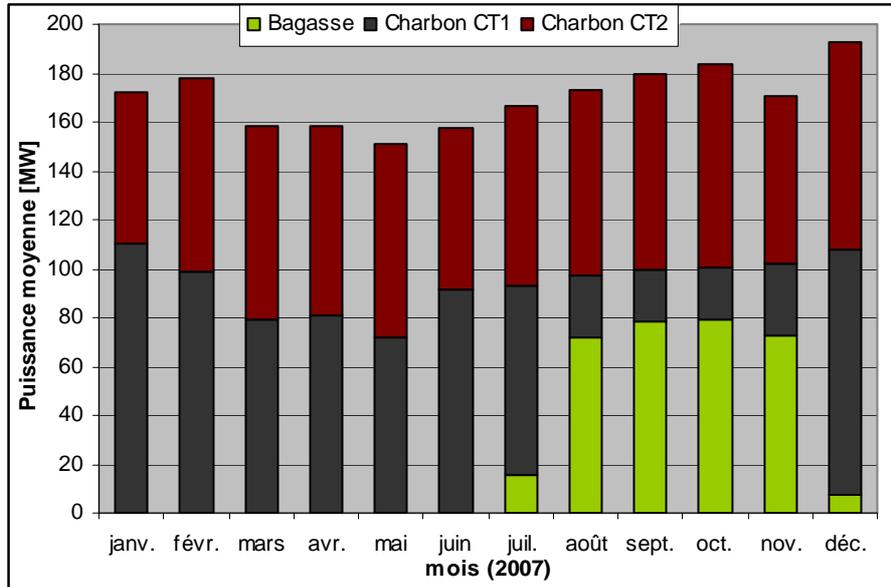
Les centrales à charbon produisent uniquement de l'énergie de base, dont elles sont l'exemple même : le coût de production comparé à celui des centrales fuel est faible, mais les variations de puissance sont plus complexes et coûteuses, et doivent être prévues plusieurs heures à l'avance.

Les centrales de Bois-rouge et du Gol, fonctionnent au charbon et permettent également la combustion de bagasse, qui assure une bonne part de la production durant la période cannière.

A termes, il est envisageable que les centrales thermiques seront remplacées par des installations avec gazéification de charbon pour atteindre des rendements nets de production électrique plus importants : autour de 50% contre moins de 30% aujourd'hui.

La figure ci-dessous représente les variations mensuelles de puissance produite à partir du charbon et de la bagasse par mois en 2007. Dans les deux centrales, les tranches CT1 sont celles permettant

la combustion de bagasse, que ne permettent pas les tranches CT2. Lors de la période cannière de juillet à décembre, la combustion de la bagasse est complétée avec du charbon afin d'atteindre la puissance nécessaire demandée.



Source : OER

Figure 19: Variations de production d'électricité d'origine charbon et bagasse en 2007

IV - LES RESSOURCES, TECHNOLOGIES ET POTENTIELS ENR A LA REUNION

Les types de ressources renouvelables	POINTES	BASES	SEMI-BASES	INTERMITTENTS
TECHNOLOGIES MATURES		BIOMASSE/Biogaz	BIOMASSE/ Bagasse	Photovoltaïque
	Stockage primaire hydraulique	BIOMASSE/ Bois Energie	Hydraulique	Eolien
		BIOMASSE/ Canne fibre		
TECHNOLOGIES CONNUES ET TESTEES	Stockage hydraulique par pompage turbinage	Géothermie haute enthalpie		PV Concentré
TECHNOLOGIES EN DEVELOPPEMENT	Stockages électriques divers	ETM Energie Thermique des Mers	Solaire "garanti"	Houle
	Stockage primaire Gaz (GNC ou GNL)	BIOMASSE/ GAZEIFICATION haut rendement (> 50%)	Courants	

Tableau 17: Répartition des ressources renouvelables réunionnaises par type

IV - 1 La Canne et les installations charbon-bagasse

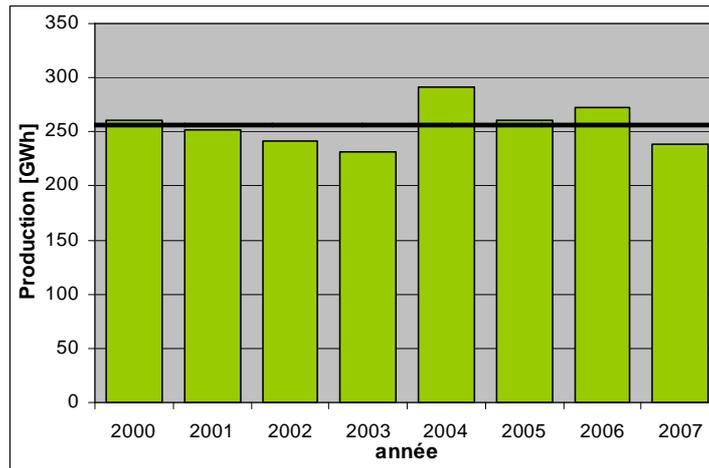
IV-1.1 La bagasse

IV-.1.1.a) ETAT ACTUEL DE LA PRODUCTION

La figure ci-dessous représente l'énergie électrique totale produite annuellement issue de la combustion de la bagasse entre 2000 et 2007. L'évolution de cette quantité, qui dépend essentiellement des politiques agricoles de l'État et de la Région, est un élément clé dans la définition d'un mix énergétique dans les années à venir.

La référence 2000-2007 (appelée par la suite Référence Bagasse) basée sur une moyenne des 8 dernières années est un productible bagasse d'environ :

- 260 GWh/an
- Pour un tonnage de canne à sucre d'environ 75 t/ha sur 25000 ha soit un tonnage bagasse de environ 506000 t (contenant en moyenne 50% d'eau)
- Soit une énergie primaire d'environ 1090 GWh (PCI de la bagasse pris à 2,15 MWh/t de bagasse 50% humide)
- Pour un rendement électrique de conversion des centrales d'environ 24% (en réalité 30% dont 6% sont dédiés à la production sucrière)



Source : OER

Figure 20: Production électrique annuelle d'origine bagasse entre 2000 et 2007 et moyenne (noir)

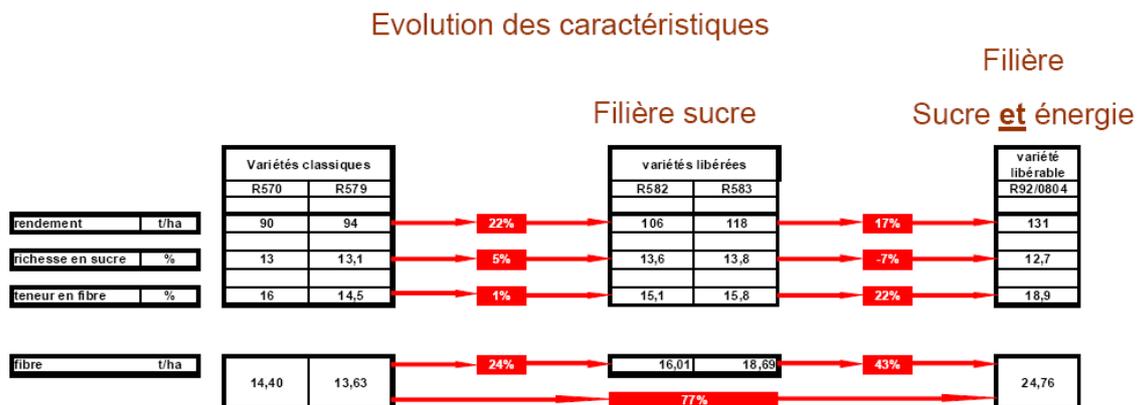
IV-1.1.b) POTENTIEL D'ACCROISSEMENT DE LA PART BAGASSE

Parallèlement, les efforts de recherche [Référence data CERF 2009 [21]] ont abouti à la maîtrise de nouvelles variétés à fort taux de fibre permettant d'augmenter la production d'énergie d'origine bagasse à La Réunion. Ces nouvelles variétés pourraient être plantées en un ou deux cycles caniers (6 à 12 mois) sans modifier la production globale de sucre sur l'île.

L'accroissement de la part bagasse sera possible :

- Grâce à une augmentation des tonnages à l'hectare de canne à sucre : ceux-ci pourraient augmenter de 20% (par rapport à la référence bagasse) à l'horizon 2020, voire de 30% à l'horizon 2030 (par rapport à la référence bagasse)
- Grâce à une progression du taux de fibre moyen de l'île : celui-ci pourrait, sur un cycle de changement des variétés, gagner 35% d'ici à 2020 (par rapport à la référence bagasse).

Bagasse: potentiel des nouvelles variétés de cannes



Données CERF

Figure 21: Evolutions possibles des variétés de canne à sucre à La Réunion. Données CERF [21]

Ces deux évolutions permettraient de gagner

- environ 62% à l'horizon 2020 (1,2 x 1,35) pour atteindre une production électrique bagasse d'environ **420 GWh en 2020**
- environ 75% à l'horizon 2030 (1,3 x 1,35) pour atteindre une production électrique bagasse d'environ 460 GWh

D'autre part, les technologies type BIG-CC (Biomass Integrated Gazeification- Combined Cycle) en développement aujourd'hui (cf chapitre sur la gazéification de la biomasse) laissent envisager à l'horizon 2030 des gains de productivité via la gazéification de la biomasse. Les rendements électriques passeraient d'environ 30% à 50%. En gardant 6% de part énergie bagasse dédiée à l'industrie sucrière, cela reviendrait à passer d'un rendement type de 24% aujourd'hui à 44% en 2030 : soit un gain de 83% complémentaires.

A l'horizon 2030, la production électrique d'origine bagasse pourrait donc gagner 220% par rapport à la référence bagasse actuelle (cumul de l'augmentation liée au rendement, au taux de fibre et à la technologie) et atteindre **840 GWh (avec gazéification) en 2030**

La production électrique liée à la canne à sucre donc à la bagasse passerait alors de 262 GWh à un total d'environ 420 GWh en 2020, pour atteindre de 460 GWh (sans gazéification) à 840 GWh (avec 100% gazéification) en 2030.

La profession a annoncé récemment pouvoir fournir au minimum 1000 Gwh de plus si des efforts de productivité étaient réalisés aux champs avec en surplus la libération de nouvelles variétés de cannes plus riches en fibre et en sucre. Nos calculs ne laissent pas envisager une telle éventualité.

IV-.1.1.c) NOUVELLE CENTRALE BASE 50 MW 100% BIOMASSE. NECESSITE D'UNE PRODUCTION ENERGETIQUE ISSUE DE LA CANNE FIBRE

Les gains de production explicités ci-dessus peuvent malheureusement être générateurs d'une importante surproduction saisonnière, pendant les 5 mois de production sucrière, et générer un **contre-coup charbon** (pendant les 7 autres mois de l'année) requis pour réaliser une véritable production de base stable sur l'année, et à coût compétitif.

Ainsi prenons le cas d'une centrale de base de 50 MW, nouvelle tranche envisagée en particulier à Bois Rouge dans les 4 ans à venir. Cette centrale pourrait-elle être 100% BIOMASSE ?

Cette centrale de 50 MW produirait environ 170 GWh pendant les mois de production de sucre et de bagasse (soit environ 5 mois de l'année de mi-Juillet à mi-Décembre), et environ 230 GWh les mois restants.

Nous avons vu dans le chapitre précédent que nous pouvions espérer gagner un surplus de 200 GWh (hors processus de gazéification) sur les 5 mois de production sucrière, grâce à de nouvelles variétés de cannes à sucre. Supposons que 50% de ce gain soit affecté aux centrales charbon-bagasse actuelles et 50% à la future centrale 50 MW 100% biomasse. Dans ce cas, il apparaît que cette centrale, pour fonctionner à 100% Biomasse sans charbon, requiert en tout 300 GWh complémentaires (70 GWh en période sucrière et 230 hors période sucrière).

En supposant que 50% des productibles biomasse (hors canne) et biogaz énergie valorisables sur l'île (potentiel de environ 100 à 200 GWh max, cf chapitre dédié) soient dédiés sur toute l'année à cette centrale (les autres 50% étant affectés soit à de la production électrique décentralisée, à des bus gaz, ou n'étant pas transportés d'un côté de l'île à l'autre), cela représente environ 50 à 100 GWh : il reste alors environ **200 à 250 GWh renouvelables biomasse à trouver (30 à 50 GWh en période sucrière et 170 à 200 GWh hors période sucrière).**

A de tels niveau de besoin, et surtout étant donnée la plage annuelle des besoins et la nécessité de compléter en une base annuelle la production de bagasse, la seule alternative à une production

complémentaire de 200 à 250 GWh de charbon /an est une production énergétique via la **canne fibre**, qui peut être récoltée et produite toute l'année : cela revient donc à un stockage saisonnier et journalier sur pied.

Nous montrons par la suite que les besoins cohérents de la création d'une centrale 50 MW 100% biomasse sont de l'ordre d'une production dédiée et répartie sur l'année d' environ 200 à 250 GWh, soit **2000 à 2500 ha de canne fibre**. Sans cette ressource, il est illusoire de parler de centrale Biomasse, puisqu'une part importante et dominante de combustible charbon serait requise.

Nota : il serait également envisageable de faire fonctionner la centrale biomasse à plus faible puissance pendant les 7 mois hors période sucrière. A 60% (30 MW au lieu de 50 MW), cela reviendrait à économiser environ 100 GWh de combustible : les **besoins en canne fibre seraient alors de 1000 à 1500 ha**. Le nombre d'heures de fonctionnement de la centrale (en équivalent pleine puissance) passerait dès lors de 8000 h à 6100 h environ.

IV-1.2 La canne fibre

Le potentiel calorifique de la bagasse (hypothèse : bagasse contenant environ 50% d'humidité) étant de 1850 Kcal/Kg, et 1 Kcal étant équivalent à 1.16×10^{-3} KWh on en déduit que 1 Kg de bagasse libère l'équivalent de 2.15 KWh. Une tonne de bagasse libère donc 2.15 MWh.

La canne fibre contenant environ 60 % d'humidité, la valeur énergétique d'une tonne de canne fibre est à peu près équivalente à celle de 800 kg de bagasse contenant 50% d'humidité.

Une tonne de canne fibre libérera donc $2.15 \times 0.8 \times 0.3$ soit 0.516 MWh électrique en partant de l'hypothèse d'un rendement électrique de 30% (technologies actuelles de conversion électrique de la biomasse, telles que celles utilisées à Bois Rouge et Gol).

Avec un rendement de 190t/ha de canne fibre, l'énergie électrique totale produite par ha serait dès lors de $190 \times 0.516 = 98$ **MWh/ha de canne fibre** (A comparer à la production électrique bagasse actuelle qui revient à environ 260 000 MWh pour 25000 ha soit **10.4 MWh/ha** de canne sucre. Cette valeur pouvant être augmentée via les changements de variétés de canne à sucre au mieux à **18,2 MWh/ha** de canne à sucre : via +30% de tonnage à l'hectare, et + 35% de taux de fibre, cf chapitre précédent).

A l'horizon 2020, si 1500 ha de canne fibre étaient plantés et dédié à la production électrique toute l'année, cela correspondrait à un productible de l'ordre de 150 GWh, cohérents avec la mise en place d'une centrale 100% Biomasse de environ 50 MW (cf chapitre dédié).

A l'horizon 2030, si 100% de la production canne fibre était gazéifiée (et sous l'hypothèse d'un rendement électrique rehaussé de 30% à environ 50%), le rendement énergétique serait de l'ordre de **163 MWh/ha**. Pour une surface canne fibre de 7500 ha, le productible électrique mobilisable serait de l'ordre de 1220 GWh.

Il est donc important d'insister sur les points suivants

- **les efforts de la recherche mériteraient d'être orientés vers une canne énergie en complément de la canne à sucre.**
- **La canne fibre permet, contrairement à la canne sucre, de faire une production énergétique toute l'année (stockage énergétique sur pied !) en réelle substitution au Charbon**
- **une future centrale thermique 50 MW qui verrait le jour à La Réunion ne pourrait éviter un surplus d'importation charbon que sous la condition de valorisation énergétique de au moins 1500 ha de canne fibre (sous les hypothèses à vérifier de production de 190 t/ha)**

Le système de culture et l'organisation de la récolte sont déjà en place, il suffirait de remonter le processus de **sélection des cannes à sucre pour retrouver des variétés riches en fibres.**

Les seules contraintes dans une telle filière seraient le broyage et la capacité des chaudières à absorber une matière première à fort taux d'humidité (60%): pour l'instant le broyage est réalisé par les sucreries, il perd pour elles de l'intérêt si le produit « sucre » est absent. **La filière n'est pour l'instant pas intégrée**, ce qui constituera inévitablement une difficulté. Des solutions de broyeurs mobiles, ou la substitution des tronçonneurs de cannes installés directement sur les machines à récolter par des broyeurs pourraient contourner cette difficulté. Il faut noter que dans les deux cas de figure, l'ensemble de la richesse générée est redistribuée localement entre agriculteurs, industriels et banquiers, contrairement à d'autres ENR où la presque totalité du montant des investissements quitte le territoire réunionnais.

IV-1.3 Vers des technologies de gazéification de la biomasse

La gazéification est un procédé qui permet de convertir des matières carbonées, comme le charbon, le pétrole, ou de la biomasse, en monoxyde de carbone et en hydrogène par réaction de la matière première avec une quantité contrôlée d'oxygène à des températures très élevées (> 700°C). Le mélange carboné obtenu, appelé syngaz, est lui-même un carburant. La gazéification est une méthode très efficace pour l'extraction d'énergie à partir des différents types de matières organiques. Les rendements électriques sont de l'ordre de 35% actuellement, mais des progrès sont réalisés rapidement, tant pour la maîtrise du rendement que pour la production du gaz à la commande.

Actuellement, la gazéification est surtout utilisée à l'échelle industrielle pour produire de l'électricité à partir de combustibles fossiles tels que le charbon, afin de produire l'essence synthétique requise pour une turbine à gaz. L'essence synthétique obtenue brûle en ne dégageant que de la vapeur d'eau et du dioxyde de carbone : pour cette raison, on parle de « carburant propre ».

La gazéification est également utilisée dans l'industrie sous la forme de cycles combinés de gazéification intégrée (IGCC), qui permettent, outre la génération d'électricité, de produire de l'ammoniac et des hydrocarbures, notamment du gaz naturel de synthèse (méthane) et de l'hydrogène qui pourront alimenter des piles à combustible.

Le méthane possède une densité énergétique plus forte que l'hydrogène et il est plus facilement stockable sous forme de gaz comprimé, ce qui permettrait d'utiliser le surplus produit pour réguler la production des énergies intermittentes (photovoltaïque et éolien). Le GNS pourrait être utilisé en tant que carburant pour véhicules, ou comme source d'électricité et de chaleur dans des centrales à gaz. En effet, l'utilisation du méthane permet de mettre en œuvre une technologie à haut rendement de l'ordre de 60%, contre environ 30-35% pour une centrale classique. Cette technologie consiste à récupérer la chaleur issue des gaz d'échappement de la turbine à gaz pour générer de la vapeur qui traverse ensuite une turbine à vapeur. Ce système à deux alternateurs, l'un entraîné par la turbine à gaz et l'autre par la turbine à vapeur, permet de presque doubler le rendement d'une telle centrale.

Quel que soit le carburant produit par gazéification, ni le procédé lui-même, ni les traitements qui peuvent suivre, n'émettent de gaz à effet de serre comme le dioxyde de carbone. La combustion d'essence synthétique ou de combustibles émet, elle, du dioxyde de carbone : toutefois, en cas de gazéification de biomasse, le bilan est neutre car la production de biomasse, elle, élimine le CO₂ de l'atmosphère. La gazéification de biomasse a donc un rôle important à jouer dans une économie de l'énergie renouvelable.

S'il est vrai que d'autres carburants comme le biogaz et le biodiesel présentent eux aussi un bilan carbone neutre, la gazéification repose, elle, sur une plus grande variété de matières premières ; elle peut être utilisée pour produire une plus grande variété de carburants, et constitue une méthode extrêmement efficace d'extraction d'énergie à partir de la biomasse.

La gazéification par traitement thermique des déchets se pose aujourd'hui en concurrent de l'incinération, car elle comporte plusieurs avantages :

- L'élimination des produits de combustion est effectuée directement sur le syngaz, alors que l'incinération produit un volume de fumée beaucoup plus important.
- L'énergie électrique peut être fournie par des moteurs et des turbines à gaz, qui sont beaucoup moins onéreux et plus efficaces que le cycle de la vapeur utilisé dans les incinérateurs. Étant donné la nature des gaz produits, on pourrait même éventuellement utiliser une pile à combustible, mais ce type de générateur a des exigences plutôt sévères en ce qui concerne la pureté des combustibles.
- La conversion chimique du syngaz permet de produire d'autres carburants de synthèse, et pas seulement de l'électricité. Certains procédés de gazéification soumettent les cendres chargées en métaux lourds à une très haute température de sorte qu'elles sont vitrifiées et deviennent ainsi chimiquement stables.

La gazéification de la biomasse est donc l'une des sources d'énergie les plus convaincantes, techniquement et économiquement, pour une économie à bilan carbone neutre [6]. Cependant, il n'existe à l'heure actuelle que très peu d'usines de gazéification de biomasse de taille industrielle.

- Le Renewable Energy Network en Autriche[7] s'est associé avec succès à plusieurs projets expérimentaux de gazéification de biomasse, y compris en utilisant une usine de gazéification à double lit fluidifié[8] qui alimente depuis 2003 la ville de Güssing à raison de 2 MW en électricité et de 4 MW en chaleur, produites à partir de copeaux de bois.
- La CRE a retenu récemment le groupe Suez- Gaz de France pour la mise en œuvre d'une usine de gazéification de la biomasse d'une puissance de 5.7 MWe. Elle sera alimentée par 60000 tonnes/an de pailles et résidus agricoles verts ou séchés.

En vérité, la principale difficulté à laquelle sont confrontés les procédés de gazéification de déchets est de parvenir à un bilan énergétique acceptable (c'est-à-dire positif) en termes de production électrique. Le bon rendement de la conversion de gaz de synthèse en énergie électrique est en effet contrebalancé par une forte consommation d'énergie dans le prétraitement des déchets, par la nécessité de produire ou d'injecter de grandes quantités d'oxygène pur (qui est souvent utilisé comme agent de gazéification), et par le coût d'élimination des gaz.

Un autre problème se fait sentir dès que l'on met en œuvre le procédé en vraie grandeur : celui des délais de maintenance d'un site, car il faut impérativement nettoyer les réacteurs au bout de quelques mois d'activité, et donc interrompre la production, à moins de disposer d'usines prenant le relais.

Nonobstant des rendements aujourd'hui encore faibles, l'intérêt d'une unité de gazéification à la Réunion à terme est tout à fait probante :

1. Elle permettrait de diminuer l'utilisation du Charbon comme combustible polluant
2. Elle permettrait de transformer toute la biomasse en gaz, stockable
3. La combustion de ce gaz dans des turbines à gaz et non plus dans des moteurs (pour les centrales thermiques) permettrait de faire passer le rendement de 35% à près de 60%.
4. En dernier ressort, elle permettrait de transformer le charbon en gaz de synthèse donc moins polluant que le charbon utilisé directement pour produire l'énergie électrique et la vapeur d'eau dont ont besoin les usines sucrières.

La technologie de production de GNS issu de biomasse, encore au stade de recherche-développement, présenterait un grand intérêt à La Réunion : les centrales de combustion de biomasse pourront être converties en centrale de production de méthane par le procédé catalytique à partir de 2020.

IV-1.4 Valoriser l'économie locale de la canne plutôt que l'économie de l'importation charbon

La tarification de la bagasse issue de la Canne (à sucre ou à fibre) est donc un préalable nécessaire au développement de cette filière énergétique. Sur la base d'un tarif de 9 c€/kWh (tarif de substitution au charbon) le revenu généré à La Réunion (centrales, agriculteurs, investissements) serait de

- en 2020
 - sur la base de 25000 ha de canne sucre : énergie bagasse = 423 GWh. Revenu = 38 M€
 - et sur la base de 1500 ha de canne fibre : énergie = 147 GWh. Revenu = 13 M€
 - soit un total de 570 GWh et un revenu de 51 M€/an, de l'ordre de grandeur des subventions européenne actuelles à la filière canne
- en 2030, via 100% de gazéification
 - sur la base de 25000 ha de canne sucre : énergie bagasse = 840 GWh. Revenu = 75 M€
 - et sur la base de 7500 ha de canne fibre : énergie = 1220 GWh. Revenu = 110 M€
 - soit un total de 2060 GWh et un revenu de 185 M€/an

Ces revenus étant dirigés vers l'économie Réunionnaise, plutôt que vers une économie de l'importation charbon.

IV - 2 La BIOMASSE, en dehors de la canne

IV-2.1 Le Biogaz issu de la Biomasse et des déchets

Le **biogaz** est le gaz produit par la fermentation de matières organiques animales ou végétales en l'absence d'oxygène. Cette fermentation appelée aussi méthanisation se produit naturellement (dans les marais) ou spontanément dans les décharges contenant des déchets organiques, mais on peut aussi la provoquer artificiellement dans des digesteurs (pour traiter des boues d'épuration, des déchets organiques industriels ou agricoles, etc.).

Le biogaz est un mélange composé essentiellement de méthane (typiquement 50 à 70%) et de gaz carbonique, avec des quantités variables d'eau, du sulfure d'hydrogène (H₂S). On peut trouver d'autres composés provenant de contaminations, en particulier dans les biogaz de décharges.

L'énergie du biogaz provient uniquement du méthane : le biogaz est ainsi la forme renouvelable de l'énergie fossile très courante qu'est le gaz naturel, qui lui contient essentiellement du méthane mais aussi du butane, du propane et d'autres éléments. On peut aussi utiliser le terme bio méthane.

Une évaluation du potentiel méthanogène de différentes filières issues de l'activité réunionnaise a été réalisée. Les différents gisements de déchets organiques envisagés sont les effluents d'élevage, les boues de station d'épuration, les déchets organiques d'origine industrielle, les déchets verts et la fraction fermentescible des ordures ménagères. La production des décharges a également été intégrée.

- A) La filière agricole/élevage :

Les effluents d'élevage représentent le plus gros gisement de déchets organiques à La Réunion. Cependant, ils sont déjà utilisés pour la valorisation agronomique (épandage, compostage). De plus, la dispersion et la petite taille des élevages réunionnais ne permettent pas d'imaginer une exploitation de la totalité du gisement en méthanisation.

La FRCA a communiqué des données sur le gisement non valorisé actuellement, qui s'élèverait à 21000 t de lisiers de porcs et 2400 t de lisiers de bovins. Le potentiel pour 2015 a été évalué à partir de ces données. Une fois qu'elle aura « fait ses preuves », la technologie de méthanisation en milieu agricole pourra se développer plus largement : les hypothèses de 25% du gisement total existant en 2008 d'ici 2020, et 50% d'ici 2030 ont été retenues.

Plusieurs tailles d'installations de méthanisation pourront voir le jour : à l'échelle de quelques exploitations agricoles, à l'échelle d'un territoire... Différents co-substrats pourront être introduits pour améliorer la production de biogaz sur ces installations (tontes, résidus de cultures...).

Il n'est pas exclu d'imaginer, dans certains cas (i.e. éloignement, transport difficile ...), des systèmes de digesteurs et de méthaniseurs de taille relativement modeste et de constitution artisanale, qui pourraient exclusivement aux besoins thermiques et/ou électriques de l'exploitation.

- *B) La filière STEP:*

Les capacités de traitement des stations d'épuration (STEP) actuelles ne sont plus suffisantes. En effet, la capacité épuratoire de la Réunion est d'environ 300 000 EH alors que la population a très largement dépassé les 800 000 habitants. La Réunion compte une quinzaine de stations d'épuration, toutes de capacités moyennes comprises entre 2 000 et 80 000 EH. A court et moyen terme, de nouvelles stations verront le jour. D'ici 2020, la capacité épuratoire de l'île devrait être triplée.

Dans le cadre du PRERURE, la réflexion a été menée avec les communautés de communes afin d'intégrer dans ces projets un volet énergie renouvelable. Ainsi l'intégration d'unités de méthanisation et de cogénération au sein des structures a été envisagée.

Les boues de station d'épuration présentent un potentiel de production de biogaz important. Cependant, c'est probablement sur les plus grosses STEP que des projets verront le jour. Seules les STEP de taille supérieure à 60 000 équivalent-habitants ont été prises en compte, avec une évolution du gisement dans le temps selon les agrandissements planifiés : STEP Port/Possession, STEP de St Paul/Cambaie, STEP du Grand Prado à St Denis, STEP de St Pierre.

- *C) La filière agroalimentaire*

Quelques industries locales dont les effluents sont riches en matières organiques ont été retenues. Ainsi le potentiel méthanogène des effluents des abattoirs et centres d'équarrissage, des distilleries de « Rivière du Mât » et « Savannah », des Brasseries de Bourbon, de la SPHB et de la CILAM permettrait de produire suffisamment de méthane pour répondre à une partie de nos besoins énergétiques.

Plusieurs projets sont actuellement à l'étude : la valorisation des déchets de l'abattoir de volailles Crête d'Or et des vinasses issues des distilleries Rivière du mât et de Bois-Rouge. On a donc supposé que ce potentiel serait exploité en 2015, et que l'ensemble des gisements organiques industriels seraient valorisés en 2020 : les déchets des différents abattoirs, les effluents de la brasserie de Bourbon, ou encore les effluents de laiterie de la CILAM.

- *D) La filière déchets verts*

· Pour les déchets verts, l'hypothèse a été faite de conserver à terme la moitié des 80 000 tonnes produites chaque année pour d'autres modes de valorisation, en particulier le compostage. Une valorisation de 10% du gisement total est envisageable dès 2010, de 25% en 2020, et 50% en 2030.

- *E) La fraction fermentescible des ordures ménagères*

· La fraction fermentescible des ordures ménagères ainsi que les papiers et cartons contenus dans les ordures ménagères peuvent être valorisés sur des centres de valorisation organique après un tri biomécanique des ordures ménagères. Plusieurs collectivités envisagent la mise en place de telles installations sur leur territoire. Etant donné le temps de mise en place de telles unités, il a été considéré que le gisement de FFOM (fraction fermentescible des ordures ménagères) et de papiers/cartons actuel, soit 73 000 t de bio déchets/an, serait valorisé en 2020. Ce gisement pourrait atteindre 93 000 t en 2030 (1 million d'habitants).

Enfin, la production d'énergie à partir du biogaz de décharge a été prise en compte : il s'agit des deux installations de Ste Suzanne et de la Rivière St Etienne, avec un maximum de production de biogaz vers 2015 puis une diminution du débit de biogaz jusqu'à disparaître entre 2020 et 2030.

Le bilan chiffré du potentiel de production d'énergie à partir du biogaz est présenté dans le tableau ci-dessous :

GWh/an	2015		2020		2030	
	E _t	E _{elec}	E _t	E _{elec}	E _t	E _{elec}
Biogaz issu de :						
Déchets verts	3,4	1,2	6,8	2,4	13,6	4,7
Boues de STEP	14,3	5	18	6,3	20,3	7,1
FFOM + papiers/cartons	0	0	66,8	22,2	84,7	28,1
Déchets agricoles	2,5	0,9	64,7	22,6	129,5	45,3
Déchets industriels	52,7	18,5	54,8	19,2	54,8	19,2
Décharges	16	5,6	8,6	3	0	0
TOTAL	88,9	31,2	220	75,7	302,9	104

Tableau 18: Potentiel Biogaz mobilisable à La Réunion. Source ARER/PRERURE 2009

Et correspond à l'énergie totale c'est-à-dire au contenu énergétique du biogaz issu de la fermentation de chaque gisement de déchets. Elle est calculée grâce au potentiel de production de méthane P_{CH_4} et au PCI du méthane, en prenant en compte 5% de pertes lors de la transformation en biogaz : $E_t = 0,95 * P_{CH_4} * 9,95$

L'énergie électrique Eelec correspond à 35% de cette énergie totale.

L'intérêt du biogaz est d'une part, sa facilité de stockage, d'autre part les multiples utilisations que l'on peut en faire :

- *Production de chaleur*
- Production d'électricité (en cogénération, on préfère les turbines à gaz (à haut rendement) plutôt que les moteurs limités par des rendements de seulement 33 à 35%)
- Carburant pour les véhicules à moteur (bus ou voitures)

IV-2.2 La filière Bois Energie. Valoriser et développer les Hauts de La Réunion

Les Hauts de la Réunion disposent de ressources importantes en bois, avec notamment un gisement important en *Acacia mearnsii*, espèce invasive introduite à La Réunion pour produire du bois de chauffe et empêcher l'érosion des sols après incendie. Les surfaces couvertes en *Acacia* sont de l'ordre de 5500 ha, dont 85% de surfaces exploitables (pentes < 50%) manuellement ou mécaniquement. Le gisement exploitable s'élèverait à environ 60 000 t/an

A ce gisement pourraient s'ajouter les 7500 t de bois de rebut mobilisables, et une partie des déchets verts produits par les collectivités.

Avec un PCI de 3500 kWh/t, le gisement en *Acacia* et bois de rebut présente un contenu énergétique de 230 à 250 GWh.

Une politique de développement des surfaces boisées permettant d'augmenter la production de bois à des fins énergétiques pourra être mise en œuvre. L'implantation de haies bocagères en pâturage et

d'arbres le long des chemins d'exploitation pourraient permettre de doubler la quantité de bois dédiée à une filière énergétique d'ici 2025.

Le bois peut être valorisé dans des chaudières à combustion ou grâce à la technologie de gazéification. L'intérêt de la gazéification serait d'obtenir des rendements électriques plus importants, et d'envisager la conversion en méthane d'une partie de la production.

De plus, de telles unités pourraient associer à la ressource bois de la canne fibre pour garantir un haut niveau de fonctionnement.

La dissémination de petites unités de production de chaleur et d'électricité dans les écarts avec une gestion locale de ces unités est une des voies possibles du développement de notre mix 100% énergies renouvelables.

Les rendements électriques seraient de l'ordre de 25 à 35% pour des unités de gazéification de petite taille. La production électrique issue de la gazéification de bois pourrait donc atteindre environ **70 GWh**. Par ailleurs, la valorisation de la chaleur permettrait d'éviter des consommations électriques d'origine fossile.

Enfin, cette filière ne doit pas être vue uniquement comme une source énergétique mais aussi comme une filière créatrice de développement dans les Hauts de La Réunion. Une étude menée par l'ARER est en cours pour estimer le potentiel de développement lié à l'exploitation des bioressources dans les Hauts de l'Ouest de La Réunion. Il apparaît que de nombreux « petits » projets locaux sont pertinents couplant production électrique et cogénération créatrice d'activité : serres chauffées, distillation ... (cf [32])

Enfin, le bois énergie est une piste également d'adaptation du territoire des hauts aux effets du réchauffement climatique, et un moyen de préservation des espèces recommandé dans le cadre des rapports du GIEC.

Il s'agit donc tant d'une mesure d'atténuation que d'adaptation au réchauffement climatique, à long terme. Et c'est une filière porteuse de développement durable au sens noble : rôle économique, social et environnemental.

IV - 3 La production hydraulique

IV-3.1 Installations et production actuelle

La production hydraulique est la principale ressource renouvelable de l'île. Utilisée depuis de nombreuses années, elle assurait en 1982 100% de la production nécessaire, mais ne représentait plus en 2007 qu'un quart de la production totale de l'île, soit 658 GWh.

Les différents sites et leur production moyenne sont recensés dans le Tableau **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

	Site	Date de mise en service	Puissance installée (MW)	Productible moyen (GWh)
EDF	LANDEVIN	1961	2 x 1,8	10
	TAKAMAKA I	1968	2 x 8,7	80
	TAKAMAKA 2	1989	2 x 13	70
	Bras de la Plaine	1971	4,6	10
	RIVIERE DE L'EST	1980	3 x 22	370
	Les Orgues	1994	1,2	5
Non EDF	Bras Des Lianes ⁽¹⁾	1993	2,2	8
TOTAL			121	553

(1) Producteur indépendant (La Région).

Source : BPP-EDF

Tableau 19: Récapitulatif des installations de grand hydraulique sur l'île en 2007

IV-3.2 Projets en cours ou à l'étude

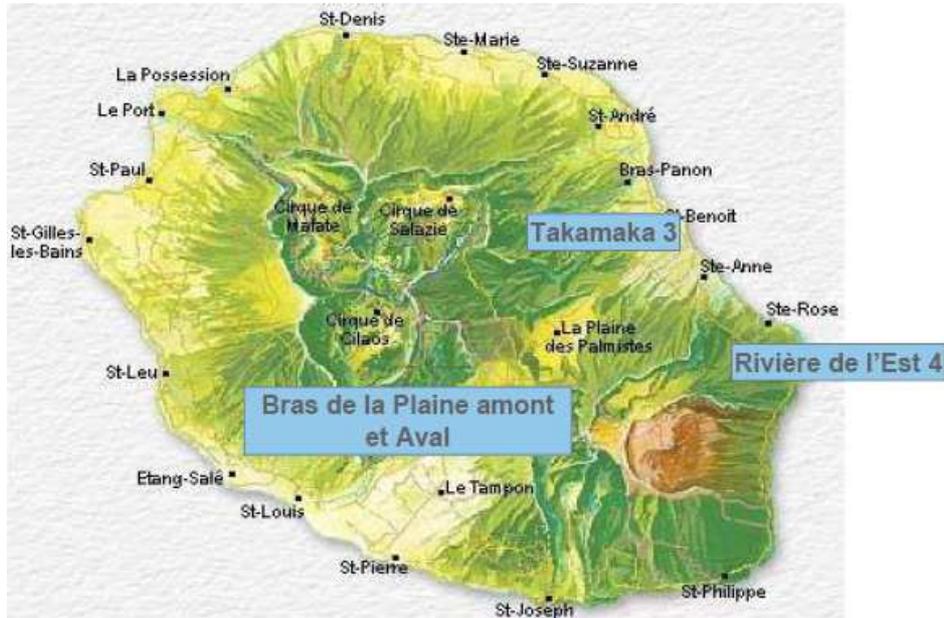


Figure 22: Localisation des projets en cours (Rivière de l'Est 4) ou à l'étude par EDFSEI. Source EDFSEI. Ref [23]

En complément des installations existantes, un certain nombre de projets sont en cours de réalisation (Rivière de l'Est 4) ou en cours d'étude par EDFSEI :

Rivière de l'Est 4 (chantier en cours)

L'aménagement de Rivière de l'Est, achevé en 1980, capte les eaux de la rivière de l'Est vers la côte 872, les turbine dans l'usine de Sainte Rose, et les rejette dans l'océan Indien. L'équipement comprend trois réservoirs métalliques de 25.000 m³, et trois groupes Pelton de 22,7 MW.

En 2008, l'usine de Rivière de l'Est a produit 405 GWh, soit 16% de la production totale de la Réunion.

Le chantier consiste à ajouter un réservoir supplémentaire de 25.000 m³ et un nouveau groupe turbo-alternateur afin de concentrer la production de l'ouvrage sur les périodes de pointe. Passer de 3 à 4 réservoirs permet de **déplacer 34 GWh** au maximum entre le fil de l'eau et la pointe.

Le projet est en cours de réalisation, la mise en service doit avoir lieu au premier semestre 2010.

Takamaka 3

Le Projet consiste à installer sur la Rivière des Marsouins, quelques kilomètres en aval des ouvrages de Takamaka 1 et Takamaka 2, un nouvel équipement dont les ouvrages principaux sont une retenue de 200.000 m³, et une usine d'une puissance de 56 MW.

Déduction faite de l'effacement de Takamaka 1 du paysage électrique réunionnais, Takamaka 3 apporte en net **38,6 MW en pointe et 65,2 GWh annuels**.

Avec à lui seul 12% de la production hydroélectrique actuelle de l'île, Takamaka 3 est l'unique projet hydroélectrique d'une telle importance à avoir été identifié sur l'île de la Réunion.

Le projet apporte, par le volume de sa retenue, des possibilités de modulation de l'énergie produite très intéressantes pour la gestion du réseau électrique de l'île.

Bras de la plaine amont

Le Projet Bras de la Plaine Amont consiste à implanter une prise d'eau sans retenue sur la Rivière de Bras de la Plaine, au lieu dit Piton petit Louis, qui viendrait alimenter une usine de **4,5 MW** en amont immédiat du barrage de Bras de la Plaine.

Le productible attendu, de **24,8 GWh**, est extrêmement significatif au niveau du système électrique réunionnais (environ 5% de la production hydroélectrique de l'île).

L'implantation du projet dans le sud de l'île lui donne un intérêt particulier pour la gestion du réseau électrique de l'île.

Bras de la plaine aval

Le projet de Bras de la Plaine Aval consiste à installer une prise d'eau en aval immédiat de la centrale actuelle de Bras de la Plaine, et d'alimenter une usine d'une puissance de **1,75 MW**.

Avec les conditions de restitution actuelles de la SAPHIR, le productible serait de **13,3 GWh** annuels.

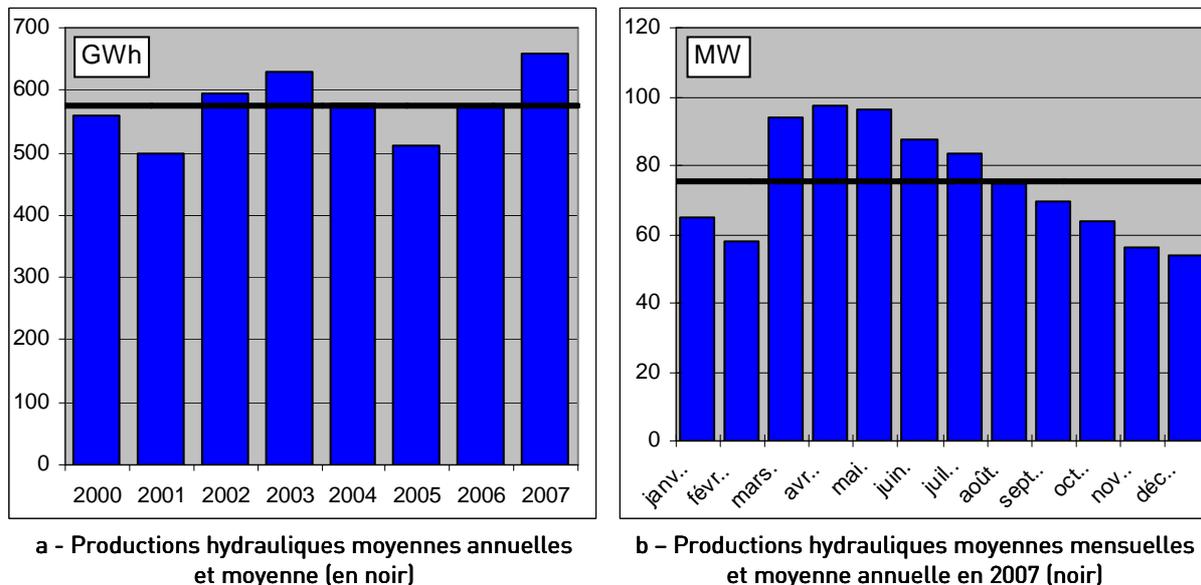
Le projet doit être sécurisé au regard du risque de diminution du productible pour cause de réorientation, à moyen terme, des usages de l'eau à des fins anthropiques par la SAPHIR.

Outre ces projets étudiés par EDF, certains autres projets ont été évoqués (Etude PRERURE 2003) comme la valorisation hydraulique de grand étang pour un potentiel estimé à 26 MW.

IV-3.3 Utilisation de la ressource hydraulique : hypothèses aux horizons 2020 et 2030

Les centrales de Langevin, Takamaka1 et 2, Rivière de l'Est et bras des lianes disposent en outre de capacités de stockage correspondant à une énergie cumulée d'environ 250MWh. Cette énergie représente environ 4% de la consommation moyenne journalière et constitue un stockage à petite échelle très intéressant pour la gestion du réseau.

La production hydraulique varie avec les conditions météorologiques en fonction de la pluviométrie. Les variations annuelles et mensuelles des dernières années sont représentées sur les Figure 23-a et -b ci-dessous.



Source : OER

Figure 23: Caractéristiques de la production hydraulique des dernières années

Le caractère quasi-idéal de la production hydraulique en fait une source précieuse, dont chaque potentiel gagne à être exploité; cependant, sur cette île aux contraintes territoriales et écologiques très forte, le développement d'un potentiel supplémentaire peut s'avérer difficile.

L'utilisation faite actuellement de la production hydraulique à la Réunion est préprogrammée et assez simple, compte tenu de sa part limitée dans la totalité de la production et de la présence de sources de pointe plus efficace,. Lors des périodes creuses de consommation, les réservoirs sont remplis jusqu'à leur maximum, puis les centrales produisent « au fil de l'eau » jusqu'à la période de consommation de pointe suivante, où la production atteint le seuil nominal (actuellement le matin et le soir).

Pour les simulations de mix énergétique 2020 et 2030 qui seront présentées par la suite, nous partons sur les hypothèses suivantes :

- La quantité totale d'énergie produite annuellement est considérée égale à la moyenne des années précédentes, soit une valeur de environ 570 GWh par an pour 120 MW, à la quelle on a ajouté les compléments inclus dans les projets en cours d'étude par EDFSEI :
- + 45 MW de puissance : **soit un total d'environ 165 MW**
- + 100 à 130 GWh : soit **un total d'environ 685 GWh/an**
- Des fluctuations saisonnières types telles que décrites dans les graphes ci-dessus
- Une programmation journalière pouvant évoluer en fonction de l'évolution de la puissance photovoltaïque : L'hydraulique pouvant servir de moyen de stockage lors de la pointe de midi, contrairement à l'utilisation faite actuellement

IV - 4 Les productions pico et micro hydrauliques

D'après le document PRERURE de 2003 (volume 2, fiche 3.8) : "*Il faut garder à l'esprit le fait que de toutes les solutions de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable, c'est la solution hydraulique qui est la moins onéreuse à l'investissement. Des unités de petite, micro ou pico hydraulique pourraient être envisagées dans les Hauts, notamment sur les réseaux d'adduction d'eau*"

En dehors du parc installé, un potentiel de l'île en hydroélectricité a été estimé au cours de diverses études:

- Etude PRERURE 2003.

Micro et pico hydraulique : 10 à 20 MW d'ici à 2025

- 10 MW à l'horizon 2025, selon le scénario poursuite des tendances ;

- 20 MW techniquement et économiquement exploitables en 2025, selon une politique énergétique volontariste

- Etude Préliminaire Energie (menée par Explicit pour la DRIRE en 2002 - tableau 33 page 50) fait mention d'un potentiel de 10 MW pour la 'microhydraulique'. Sur ces données, nous n'avons pas d'information concernant la prise en compte du potentiel à l'échelle des mini et petites centrales hydroélectriques (de 500 kW à 10 MW) qui vont être amenées à se développer sur l'île (projets ENERGIO, ILO, etc.). En outre, il n'est pas clairement spécifié la répartition du potentiel entre l'hydroélectricité sur conduites d'eau, et l'hydroélectricité sur cours d'eau.

Selon l'Etude Préliminaire Energie, ce potentiel concernerait surtout la ressource sur réseaux d'adduction d'eau, comme le laisse par ailleurs entendre

Suite à la mise en œuvre du PRERURE, des études ont été conduites par les acteurs du PRME / PRERURE pour confirmer ce gisement :

- Etude de Force Hydraulique Antillaise – FHA (courant 2003), 'recensement de sites potentiellement réalisables et qui pourraient être opérationnels rapidement à l'exception du réseau SAPHIR', dont les principaux résultats sont présentés ci-après (tableau de synthèse réalisé par l'ADEME)

- Etude CYCLOPE amorcée par le SIDELEC Réunion sur les réseaux d'AEP, qui a permis en première approche de solliciter les exploitants et d'obtenir tous les plans altimétriques des réseaux d'eau de l'île. Cependant, ces données n'ont pas encore été exploitées, la mission confiée à la SR21 ayant été abandonnée. Il était fait mention de développer en masse la pico hydraulique, compte tenu des potentiels pré-identifiés
- Etude ARER 2007. Potentiel micro-hydraulique sur réseau irrigation et AEP à La Réunion. Ref [24]. Cette étude identifie un potentiel exploitable à court terme de **5 MW** et **30 GWh** sur les réseaux d'irrigation et d'AEP

Les conclusions de cette dernière étude sont les suivantes :

IV-4.1 Micro hydraulique sur réseau AEP. Source Etude ARER

Le tableau suivant présente les résultats dégagés de l'étude de 23 communes de l'île :

	nombre de sites	puissance cumulée (kW)	Energie (MWh/an)
PCH (P < 10kW)	37	141	1108
PCH (P > 10 kW)	30	650	5550
Potentiel global	67	791	6658

Tableau 20: Potentiel micro-hydraulique réunionnais sur réseau AEP

Le réseau AEP détient un potentiel global de 791 kW en puissance installée, répartis en 67 Sites.

Sur les 23 communes étudiées, St Philippe et Trois Bassins ne présentent aucun potentiel. La commune de Ste Rose n'a pu être étudiée, et le potentiel de la Plaine des Palmistes a été tiré d'une étude antérieure. Les sites identifiés, bien que de puissance relativement faible, constituent un apport financier conséquent aux communes concernées.

La figure suivante présente la position géographique des sites identifiés comme pertinents.

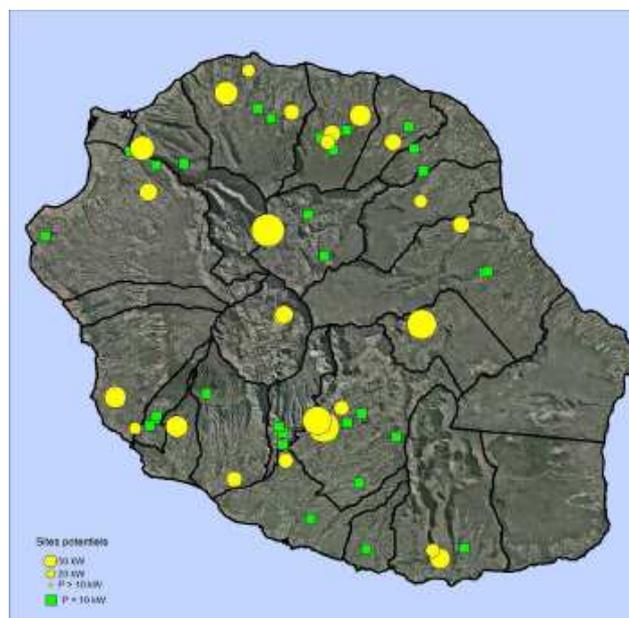


Figure 24: Cartographie des sites potentiels de micro-hydraulique sur réseau AEP. Etude ARER 2007

Chacun de ces sites ont le réseau BT et MT à proximité, la distance de raccordement n'est par conséquent pas un facteur limitant au développement des projets. L'annexe XII présente la cartographie des sites et du réseau électrique BT et MT.

IV-4.2 Micro hydraulique sur réseau d'irrigation. Source Etude ARER

Les tableaux suivants présentent les réseaux d'irrigation évalués : ILO, Bras de la Plaine, Bras de Cilaos et Plaine des Cafres.

ILO

Le potentiel de valorisation a été déterminé pour le projet en son état actuel (phase transitoire), et lorsque le projet arrivera à terme en 2012 (phase finale).

Ce réseau, caractérisé par de forts débits, présente le potentiel le plus grand.

PHASE TRANSITOIRE			
	Nombre de sites	Puissance cumulée (kW)	Energie (MWh/an)
PCH (P < 10kW)	4	26	247
PCH (P > 10 kW)	11	971	8256
Potentiel global	15	997	8503

PHASE FINALE			
	Nombre de sites	Puissance cumulée (kW)	Energie (MWh/an)
PCH (P < 10kW)	4	29	247
PCH (P > 10 kW)	13	2261	15602
Potentiel global	17	2290	15849

Tableau 21: Potentiel micro-hydraulique réunionnais sur réseau d'irrigation

Bras de la Plaine – Bras de Cilaos

L'étude de potentiel menée par la SAPHIR a révélé 11 sites potentiels. Les caractéristiques de l'ensemble des sites potentiels sont mentionnées dans le tableau suivant.

	Nombre de sites	puissance cumulée (kW)	Energie (MWh/an)
Bras de Cilaos	6	1667	6688
Bras de la Plaine	5	638	1605
Potentiel global	11	2085	6293

Tableau 22: Potentiel des 11 sites de Bras de la Plaine – Bras de Cilaos

Deux d'entre eux, situés sur le réseau du bras de Cilaos, sont actuellement en phase de construction :

	Nombre de sites	puissance cumulée (kW)	Energie (MWh/an)
Réservoir Bellevue	1	515	1390
Réservoir Maniron	1	221	596
Potentiel global	2	736	1986

Tableau 23: Potentiel des deux sites en cours de construction

Plaine des Cafres

Ce réseau actuellement en phase de travaux présente plusieurs sites de valorisation potentiels, dont trois particulièrement intéressants :

	Nombre de sites	Puissance cumulée (kW)	Energie (MWh/an)
PCH (P > 10kW)	3	52	268
PCH (P < 10kW)	6	21	110
Potentiel global	9	73	378

Tableau 24: Potentiel des 9 sites de Plaine des Cafres

IV-4.3 Pico-hydraulique : vers des projets de développement local

Le site de Mafate est très probablement sous-utilisé en termes de potentiel micro et pico hydraulique. Une étude SOGREAH missionnée par St Paul est en cours de réalisation pour définir par des mesures locales les ressources en eau et en énergie pico-hydraulique sur Mafate. 2 études de l'ARER mettent en évidence des projets pouvant valoriser la ressource hydraulique :

- Etude sur « l'approvisionnement en eau à l'îlet des Orangers via la ressource pico-hydraulique ». Etude ARER 2008 [25]. Mise en évidence de ressource de pico-hydraulique en contrebas de l'îlet des Orangers. Ces ressources peuvent être utilisées pour pomper de l'eau et approvisionner en eau potable l'îlet des Orangers (l'îlet actuellement « sous-développé » en raison des problèmes qualitatifs et quantitatifs d'approvisionnement en eau)
- Etude sur « Micro-réseau et stockage sur l'îlet de La Nouvelle ». Etude ARER 2008. [26]. Mise en évidence d'une ressource de 24 kW de pico-hydraulique sur le village. Ces ressources devraient être développées prioritairement au photovoltaïque dans les villages de Mafate.

Le Parc national des Hauts est très sensibilisé sur cette problématique et travaille avec les acteurs locaux à la mise en place d'un schéma directeur de l'énergie sur Mafate, où la pico-hydraulique aura une place importante.

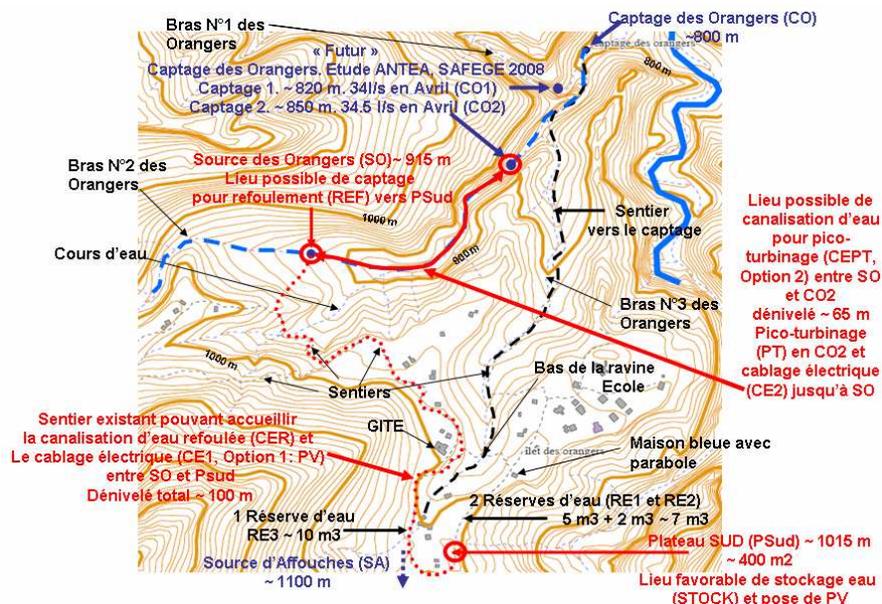


Figure 25: Exemple de projet de développement local réalisable à l'îlet des Orangers à Mafate, via l'utilisation de la ressource pico-hydraulique comme moyen de pompage d'eau pour le Village [26]

IV - 5 L'énergie thermique des mers – ETM

IV-5.1 Contexte

Suite au colloque mondial sur les énergies Marines tenu à Brest en Octobre 2008, la Région Réunion et DCNS (1er constructeur Naval Européen) se sont organisés pour lancer dès Mars 2009 et jusqu'à fin 2009 une convention de Recherche et Développement (Plan d'Etude Amont PEA) afin d'étudier la faisabilité de mise en place d'un démonstrateur de la technologie ETM (Energie Thermique des Mers) à La Réunion.

Jusqu'à présent seule l'île d'Hawaï, via le Département d'Etat américain assisté de Lockheed Martin (1^{er} constructeur naval mondial), a lancé une démarche similaire. Un consortium est également en cours de structuration dans la Pacifique autour d'une technologie Japonaise.

Il s'agit de démontrer que de l'électricité à grande échelle peut être produite en zone tropicale à coût et impact environnemental maîtrisés via une ressource renouvelable inépuisable: l'eau froide profonde (plus de 1000 m de profondeur). La Réunion serait l'expérimentateur européen de cette technologie avec pour enjeu de produire à l'horizon 2030, si la démonstration est satisfaisante, l'équivalent de la production charbon actuelle.

Pour atteindre un tel objectif, c'est une technologie de type plateforme offshore partiellement immergée et raccordée électriquement à l'île, qui sera étudiée par DCNS, et le démonstrateur se basera donc sur cette approche reproductible par la suite.

DCNS est venue du 7 (après-midi) au 10 avril 2009 à La Réunion pour une première visite de début d'étude afin de rencontrer avec l'ARER et la Direction Energie Climat de la Région les acteurs clé locaux en lien à cette technologie. Il est important dans cette étape de bien cerner l'ensemble des questionnements des acteurs locaux et institutionnels sur les aspects réglementaires, environnementaux, acceptabilité ... de façon à ce que l'étude puisse répondre à ces interrogations.

L'ARER est à l'origine des premiers contacts avec DCNS et a établi le potentiel ETM autour de l'île de La Réunion (en particulier via des prélèvements et des analyses de la ressource en mer menés en 2008, avec le support de la ville du Port, de Sainte Rose et du TCO).

L'ARER soutient la démarche lancée par Région-DCNS et anime les rencontre entre DCNS et les acteurs locaux.

IV-5.2 Qu'est ce que l'ETM ?

De façon très synthétique, l'ETM (Energie Thermique des Mers) ou OTEC en anglais (OceanThermal Energy Conversion) consiste à utiliser la différence de température qui existe naturellement entre la surface et les profondeurs de l'océan pour faire fonctionner une machine thermique. Du fait des lois de la thermodynamique pour avoir un rendement acceptable, l'intérêt de l'ETM n'est justifié que sous réserve d'une différence de température supérieure à 20°C (typiquement 5°C en profondeur à -1000m et 25°C en surface) ce qui limite ainsi l'utilisation de l'ETM aux zones tropicales.

Le système ETM peut fournir de l'électricité mais également des produits dérivés (eau douce, climatisation, amélioration de l'aquaculture et de la culture d'algues, ...).

Mais surtout, et à la différence de beaucoup d'autres sources d'énergies renouvelables, **l'ETM est l'énergie marine qui produit sans intermittence de l'électricité 365j/365j; 24h/24h.**

Les centrales ETM peuvent s'implanter en onshore (sur terre) ou en offshore (en pleine mer).

Les centrales onshore sont limitées en puissance à cause de la taille des Canalisations d'Eau Froide (CEF) mises en jeu. Il faut également souligner les difficultés d'implantation de grandes usines

terrestres en bord de mer où la pression foncière et environnementale est importante. Les centrales offshore (en pleine mer) pourraient vraisemblablement atteindre à l'avenir des puissances bien plus élevées. Tout d'abord, il faudra prouver la technologie grâce à un démonstrateur de taille moindre (quelques MW).

IV-5.3 Historique sur l'ETM de 1930 à aujourd'hui

Principe imaginé par d'Arsonval et Jules Verne vers la fin du 19^{ème} siècle, il était imaginé qu'une centrale ETM utiliserait plus d'énergie pour le pompage de l'EFP (Eau Froide Profonde), qu'elle n'en produirait.

En 1930, Georges Claude, un industriel français, démontra le premier la faisabilité de l'ETM à Cuba avec ses propres deniers. La turbine de son installation produisait plusieurs dizaines de kilowatts, puissance légèrement inférieure à celle nécessaire au pompage de l'eau froide. A l'époque, l'exploit fut de réussir à installer en mer une conduite de plus de 700 mètres de long et de 1,6 mètre de diamètre, faite en feuille d'acier roulé. L'usine fonctionna quelques semaines et fut endommagée par une tempête

Jusqu'en 1973, l'intérêt pour le concept ETM fut très limité. Les spécialistes de l'énergie jugeaient alors que l'utilisation des énergies fossiles puis du nucléaire fourniraient largement le marché à un coût minime. Le premier choc pétrolier et les considérations environnementales croissantes ont débloqué les premiers investissements américains. Ces derniers ont permis en 1979 la production nette d'électricité d'une centrale baptisée « Mini OTEC » basée à Hawaï.

Les Français, avec un consortium comprenant l'IFREMER, ont évalué la faisabilité économique d'une centrale de 20 MW à Tahiti. Leur programme prévoyait la construction d'une centrale pilote de 5 MW avant 1989.

Mais la chute du cours du pétrole en 1986 a mis un terme à l'ensemble des grands projets. Les gouvernements respectifs ont alors stoppé (France) ou fortement réduit (Japon, Etats-Unis) leurs subventions. Depuis la fin des années 80, l'intérêt pour l'ETM fut essentiellement animé par des laboratoires de recherche.

La flambée du prix du pétrole de 2007 – 2008 associée à la prise de conscience sur les changements climatiques a ravivé l'intérêt pour cette énergie renouvelable de base.

Le cours actuel du baril freine les investissements. Il serait pourtant dommage de reproduire les erreurs du passé. Il est temps de lancer dans un programme de recherche développement pour être opérationnellement prêt quand, la rareté de la ressource étant inchangé, le prix de l'énergie reviendra à des niveaux insupportables.

IV-5.4 Préambule à la convention de partenariat de R&D

La Région Réunion a mené depuis 2002, en particulier via l'ARER (Agence Régionale de l'Energie de la Réunion) un travail de veille et de réflexions stratégiques sur les filières technologiques des Energies Marines.

En 2008, et début 2009 les actions de l'ARER (cofinancées par La Région) connexes à l'ETM ont été les suivantes :

- Elaboration (en cours) du Schéma Régional Energies de la Mer,
- Etudes sur l'opportunité de développement de l'ETM et des technologies marines associées (Climatisation, aquaculture, ...) sur les communes du Port et de Ste Rose,

- Analyses de la ressource eau froide profonde à La Réunion (thermocline, composition) entre - 1000 m et - 1500 m à partir de données (ARGOS) et de prélèvements en mer,
- Publication d'articles lors de la conférence ICOE de Brest en Octobre 2008 (ICOE, Colloque International sur les Energies de la Mer).

Par ailleurs, l'ARER est une association « loi 1901 » administrée par les principales collectivités réunionnaises y compris La Région, ainsi que par EDF. L'ARER agit naturellement en interface avec l'ensemble des acteurs réunionnais (grand public, porteurs de projets, associations locales, organismes institutionnels par exemple via le PRERURE) comme acteur de sensibilisation et de conseil sur les projets Energie de La Réunion.

Face au défi de rendre autosuffisant en énergie électrique La Réunion en 2025 (objectif du PRERURE, Plan Régional des Energies Renouvelables et de l'Utilisation Rationnelle de l'Energie), il apparaît que la filière « Energie Thermique des mers » (ETM) pourrait être pertinente par le caractère permanent de l'énergie produite et sa disponibilité probable à proximité des côtes de l'île.

En 2008, l'ARER a mené une étude sur le possible mix énergétique de 2025-2030. L'ETM joue un grand rôle dans ce mix énergétique car il sera nécessaire d'installer au mois 100 MW d'ETM, pour assurer environ 20% de la production d'énergie de base à La Réunion en 2025-2030, et **remplacer l'équivalent de la production Charbon actuelle.**

La Région Réunion souhaite que le territoire de La Réunion soit au cœur de la stratégie ETM de la France, en se positionnant comme site pionnier notamment pour les raisons suivantes :

- L'ETM est l'une des ressources de bases renouvelables devant rendre possible l'autosuffisance en énergie électrique de l'île de La Réunion en 2025,
- La stratégie de développement produit (montée progressive en puissance 5 MW, 10-20MW, 50MW, ...) est assez en phase avec les besoins énergétiques croissant des DOM-COM françaises. Il est d'ailleurs évident que les besoins et objectifs énergétiques de La Réunion peuvent se retrouver pour d'autres îles (qu'elles soient françaises ou non) ou pour d'autres sites isolés,
- Les conditions thermiques de l'eau de mer étant différentes à La Réunion de celles d'autres sites plus proches de l'Equateur, une stratégie modulaire doit permettre de répondre de façon optimum à la mise en place d'une filière ETM française performante,
- Les caractéristiques industrielles de l'île peuvent permettre une implication des acteurs locaux dans le développement de la filière avec des retombées économiques locales,
- Dans le contexte de crise actuelle, les réflexions politiques de relance industrielle sur le secteur des technologies propres peuvent trouver leur terreau d'incubation à La Réunion.

A La Réunion, de nombreux sites ont déjà été identifiés comme présentant un fort potentiel pour le développement de l'Energie Thermique des Mers aussi bien en onshore qu'en offshore.

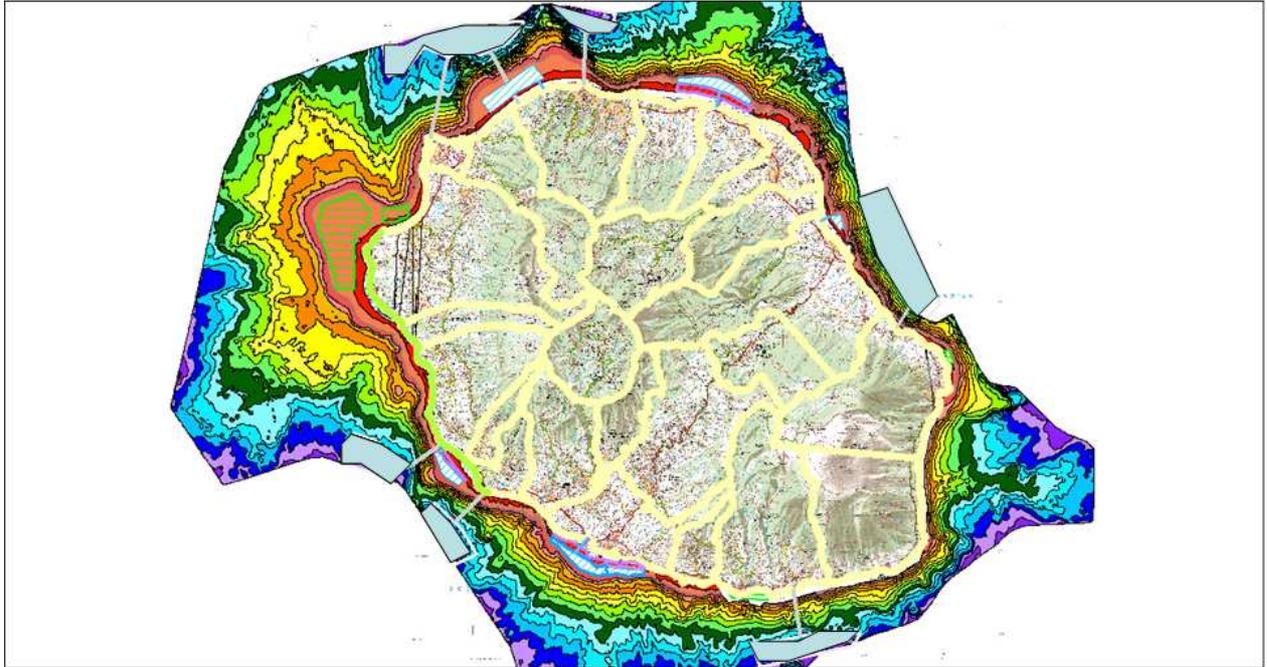


Figure 26: Carte préliminaire des sites potentiels pour le développement des énergies de la mer incluant l'ETM à La Réunion (Zones potentielles pour l'ETM Offshore délimitées en bleu). Un schéma Régional des Energies Marines à La Réunion est en cours de réalisation

DCNS est le premier constructeur européen de navires militaires. Fort d'une expérience de nombreuses années, DCNS a développé des méthodes et des compétences permettant de mener à bien les plus compliqués des projets conçus par l'homme : les sous-marins nucléaires lanceurs d'engins.

DCNS a retenu le secteur des Energies Marines comme axe de développement stratégiques adjacents dont. C'est dans le cadre de cette politique de développement sur des domaines adjacents que DCNS a démarré durant l'année 2008 une étude autofinancée de pré faisabilité sur l'Energie Thermique des Mers.

DCNS dispose ainsi d'un savoir-faire pointu pour développer la filière ETM :

- Une maîtrise reconnue dans la gestion de projets navals complexes,
- Une ingénierie navale de qualité forte de plus de 1000 personnes,
- Des solutions technologiques éprouvées sur ses plates-formes navales, développées en interne (systèmes énergétiques, échangeurs, contrôle commande, mise en œuvre de cycles thermodynamiques complexes),
- Des capacités scientifiques grâce à un fort engagement dans les pôles de compétitivité mer.

Pour parvenir à gagner ce pari technologique, DCNS va s'entourer des meilleurs spécialistes qui lui sont complémentaires que cela soit dans les domaines de l'environnement (étude de site, étude d'impact), de l'énergie ou de l'ingénierie parapétrolière.

L'étude de pré faisabilité, démarrée en 2008 et autofinancée par DCNS, portait sur des systèmes Energie Thermique des Mers génériques. L'objet de cette étude était de démontrer la faisabilité d'une centrale ETM générique dans un coût et un délai raisonnables à partir de composants pour la plupart « sur étagère ».

Les principales conclusions de cette étude de pré faisabilité interne sont les suivantes :

- Une centrale ETM de 5MW nominal est techniquement faisable mais les risques technologiques sont importants.
- L'économie générale du projet dépend fortement du site d'installation et de la politique industrielle appliquée.



Figure 27 : Représentation d'une centrale ETM offshore (source : DCNS)

Compte tenu de ces éléments, la Région Réunion, DCNS et l'ARER ont décidé de réaliser ensemble un programme de recherche-développement (Plan d'Etude Amont PEA) portant sur une possible implantation locale d'un démonstrateur ETM.

IV-5.5 L'ETM : une évidence pour la France avec La Réunion

- La mer représente 70% de la surface de la planète,
- La France contrôle une ZEE de 11 000 000 km², en particulier grâce aux DOM -COM,
- Près d'un tiers de l'énergie solaire reçue sur terre est convertie en chaleur dans les océans (un potentiel théorique énergétique bien supérieur à celui des vents !) et l'exploitation de cette ressource est largement possible dans la zone intertropicale grâce à l'Énergie Thermique des Mers,
- Le World Energy Council estime qu'un développement de marché se fera dès la première démonstration d'une puissance significative (5 - 10MW),
- Les freins :
 - Un projet ETM comporte certains risques technologiques et industriels, il met en œuvre un large panel de compétences et nécessite de sérieuses références en gestion de grand projets,
 - Un projet ETM nécessite un important investissement financier,
 - Un projet ETM nécessite alors un soutien fort de l'Etat et des collectivités locales à la hauteur des risques et des enjeux.

IV-5.6 Programme de R&D entre Région Réunion, DCNS et ARER

DCNS, la Région Réunion et l'ARER vont mener ensemble un programme de Recherche et développement (Plan d'Etude Amont PEA) pour vérifier la faisabilité de l'implantation d'un démonstrateur ETM pour l'île de La Réunion, préfigurant le lancement d'une filière de centrale ETM de série.

Lors du colloque international sur les énergies renouvelables marines, ICOE, qui a eu lieu à Brest en Octobre 2008, des contacts ont été noués entre Région Réunion, DCNS et l'ARER sur le sujet de

l'ETM. A La Réunion, l'autosuffisance énergétique électrique souhaitée en 2025 par la Région Réunion et l'état français, à travers leurs plans respectifs, PRERURE et GERRI, ne pourra se faire sans l'utilisation de l'Energie Thermique des Mers, avec au minimum une puissance installée de 100 MW.

Ce programme de Recherche et Développement sur la mise en place d'un démonstrateur ETM, préfigurant des centrales ETM de série, est l'un des grand pas pour atteindre cet objectif d'autonomie énergétique.

Il s'agit là d'une grande avancée pour l'île de La Réunion, qui se veut être le laboratoire français et mondial des énergies renouvelables mais surtout pour la France et l'ensemble de ses DOM-COM et les autres pays de la zone intertropicale. Tous les efforts vains et les espoirs placés dans l'ETM, durant le 20ème siècle, par la France et ses chercheurs, seront repris et ranimés par cette étude. Seconde étude lancée au niveau mondial après celle de Lockheed Martin à Hawaï en Novembre 2008, elle a pour but la mise en place d'un démonstrateur ETM à La Réunion.

L'Energie Thermique des Mers se positionne pour être l'alternative de référence aux énergies fossiles pour les régions tropicales. Les atouts de l'ETM ne sont pas seulement énergétiques car ses coproduits (eau douce, remontée d'eau froide profonde) sont tout autant stratégiques pour les territoires de la zone intertropicale. La production d'eau douce peut alimenter la population et l'eau froide profonde peut permettre le développement de la climatisation, de l'aquaculture, de la culture d'algues et des zones de pêcheries proche des côtes, etc...

Programme de l'étude :

L'étude est décomposée en deux étapes :

Une première étape relative à la fourniture (Juin 2009) d'un dossier technico-économique destiné à donner des éléments de décision pour le développement et la réalisation d'un démonstrateur ETM. Ce dossier comprendra :

- La définition, les caractéristiques et les performances attendues de ce démonstrateur,
- Un coût estimatif et un planning associés à ce démonstrateur,
- Des éléments préliminaires d'analyse économique pour les ETM de série,
- Des informations issues de la participation de DCNS à la démarche d'acceptabilité animée par l'ARER,
- Un premier recensement des données d'entrée environnementales nécessaires pour la présente étude de faisabilité.

Une deuxième étape relative à la consolidation du dossier technico-économique de la 1ère phase pour permettre, de façon optimum, le lancement du développement en approfondissant les aspects suivants :

- Données environnementales (en particulier les actions nécessaires à lancer pour le développement du démonstrateur),
- Technique,
- Economique (notamment pour les ETM de série) & calendrier,
- Organisation industrielle,
- Accompagnement de l'ARER pour le dossier d'acceptabilité.

La première étape de cette étude aboutira au dimensionnement et au chiffrage du coût d'un démonstrateur ETM offshore à La Réunion. Les résultats de cette première étape seront présentés et connus vers le mois de Juin 2009. La seconde étape consolidera les premiers résultats et se terminera à la fin de l'année 2009.

Cette étude constitue la phase 1 du projet, si les résultats s'avèrent positifs, la seconde phase du projet (pas encore conventionné) correspond au développement et à la construction du démonstrateur ETM. Cette seconde phase impliquera beaucoup plus d'acteurs pour pouvoir financer le démonstrateur ETM.

Tout au long du projet, l'ARER sera en charge de l'acceptabilité du projet et de l'accompagnement de l'industriel. Son rôle sera de sensibiliser, informer et communiquer auprès du grand public, des usagers de la mer et de tous les réunionnais sur cette étude et l'éventuelle construction du démonstrateur ETM à venir, afin que ce projet soit approprié et appartienne à la population réunionnaise.

L'ARER assistera la Région Réunion sur le plan technique et travaillera sur les coproduits valorisables de cette centrale ETM (production d'eau douce, culture d'algues, aquaculture, nouvelles zones de pêcheries, Etc...). Une collaboration sera établie avec les spécialistes réunionnais.

Quoiqu'il en soit, la mise en place du démonstrateur, le développement de la filière technologique, nécessiteront la mise en commun des efforts de l'Etat, des Régions, et des industriels. **Cette énergie avec tous ces atouts s'inscrit parfaitement dans le développement durable et apparaît comme une alternative pour préparer l'ère post-pétrole et lutter efficacement contre les changements climatiques à La Réunion, dans l'ensemble des DOM-COM françaises, et dans tous les territoires de la zone intertropicale.**

IV-5.7 Hypothèses de mix énergétique 2020 et 2030 sur l'ETM

Dimensionnée pour un écart de température de 20°C, la puissance produite dépendra de la température de l'eau de surface, qui varie avec les saisons. Les mesures déjà bien connues de celles-ci permettent d'envisager une courbe des variations de production telles que représentées ci-dessous.

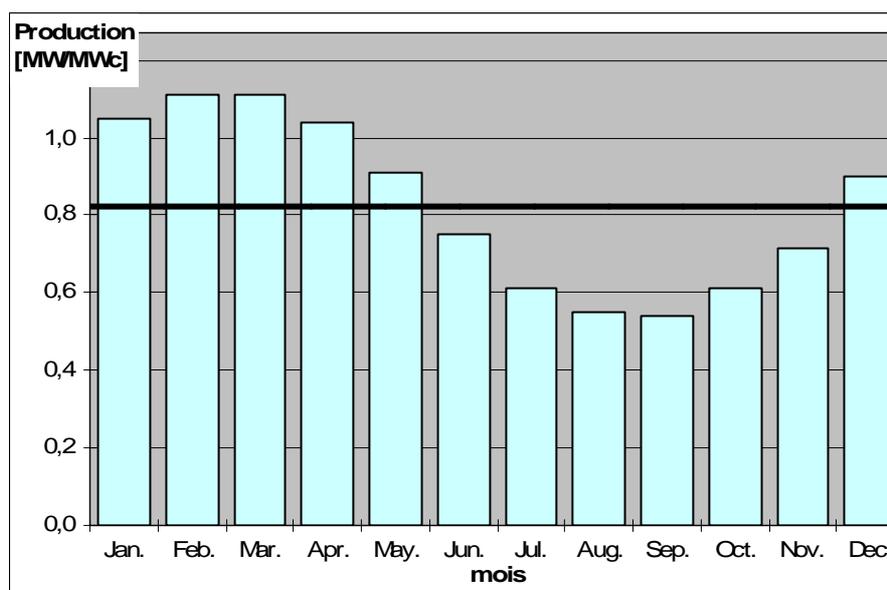


Figure 28 : Variations mensuelles de la production nominale d'ETM et moyenne annuelle (noir)

La moyenne annuelle est de 0,82MW par mégawatt crête (puissance installée), avec une baisse de la production en hiver austral et un maximum atteint en février à 1,11 kW/MWc. Cette production, en dehors de cette variation saisonnière, est une production de base, constante tout au long de la journée (les variations de puissance occasionnées par les delta de températures jour/nuit sont inférieures à 0,5%) et avec une grande inertie.

Les variations saisonnières seront utilisées pour les simulations de mix énergétiques 2020 et 2030 présentées par la suite, ces dernières partant des hypothèses suivantes :

- Hypothèse 1 à 5 MW ETM (démonstrateur) avant 2015
- Hypothèse **10 MW ETM installés en 2020**
- Hypothèse **100 MW ETM installés en 2030**

IV - 6 La Géothermie

IV-6.1 La connaissance du potentiel et la communication sur le projet: deux étapes clé à mener

Dans la suite de cette étude, des hypothèses de production géothermique ont été prises en compte, bien que la présence d'une ressource utilisable ne soit pas assurée. Une étude exploratoire aurait dû être menée en 2009 pour valider ou non la présence au niveau de la plaine des sables d'une ressource d'une puissance exploitable estimée entre 0MW et 100MW. La connaissance de cette ressource est requise pour déterminer la pertinence de mise en place d'une exploitation géothermique qui serait quant à elle située en dehors du site préservé de la plaine des sables.

La tenue de cette phase exploratoire est retardée sine die car potentiellement non acceptée pour l'instant par la population Réunionnaises suite à des campagnes de désinformation sur le projet, et suite à la demande du Parc National des hauts de La Réunion de réaliser en amont deux études :

- Une étude d'impact environnemental des forages exploratoires
- Une étude démontrant la faisabilité d'une conduite du fluide géothermique en dehors de l'enceinte du Parc

Des études réalisées dans les années 80 ont également indiqué la présence possible d'un potentiel géothermique à Salazie (quelques MW au mieux)

Il serait souhaitable de conduire une phase de communication grand public sur le sujet insistant sur la préservation sans condition de l'environnement et de la zone du Parc National des hauts (suite aux campagnes de désinformations de 2008 menées par certaines associations locales) et par la suite de revenir à des projets de mesure et de connaissance de la ressource, avec analyse des potentialités de transfert de fluides géothermiques (le savoir faire développé en Alsace quant aux technologies de fracturations sous-terraines seraient précieuses sur ces points).

IV-6.2 Hypothèses de mix énergétique 2020 et 2030

Il a été retenu comme hypothèses sur la géothermie une puissance de production de **5 MW en 2020 et de 30MW en 2030** (exploitation de la ressource de la Plaine des Sables). Celle-ci est considérée comme source de base parfaite, c'est-à-dire produisant à sa puissance nominale toutes l'année. Cette ressource pourrait être extrêmement importante pour le réseau électrique de l'île, puisqu'elle aurait la stabilité et la sécurité d'une centrale à charbon tout en étant 100% renouvelable.

IV - 7 Les énergies intermittentes et fatales

IV-7.1 L'énergie photovoltaïque

IV-7.1.a) Potentiel à La Réunion

La quantité totale d'énergie produite, mesurée par EDF sur les installations actuelles est égale à 1236 heures équivalentes (kWh/kWc) par an. L'ARER en partenariat avec l'ADEME, a suivi une dizaine d'installations depuis deux ans et confirme le chiffre de ~ 1230 kWh/kWc [Ref 27]

Concernant le potentiel d'installation du photovoltaïque, celui-ci n'est techniquement limité que par les zones de contrainte de type aménagement et paysages (cf carte ci-dessous, pour le cas du photovoltaïque en toitures), et une très grande quantité peu être installée. Cependant, l'utilisation des terres pour l'exploitation photovoltaïque entre en concurrence avec d'autres utilisations, notamment à vocation alimentaire ou économique, telles que la culture de la canne à sucre.

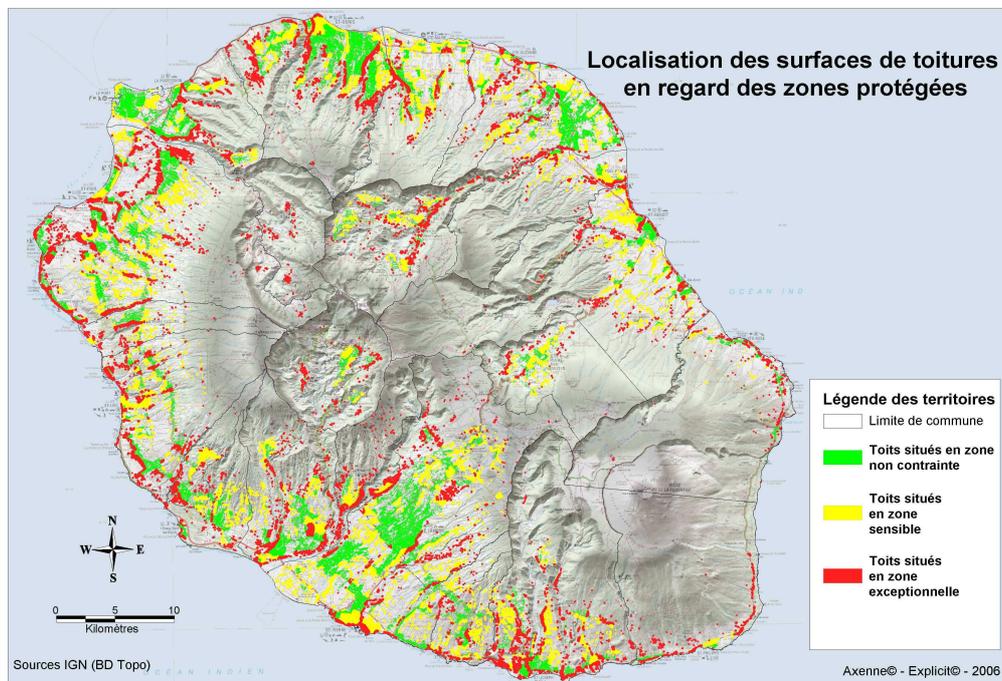


Figure 29: Répartition des surfaces de toitures en regard des zones de contraintes et de sensibilités paysagères [34]

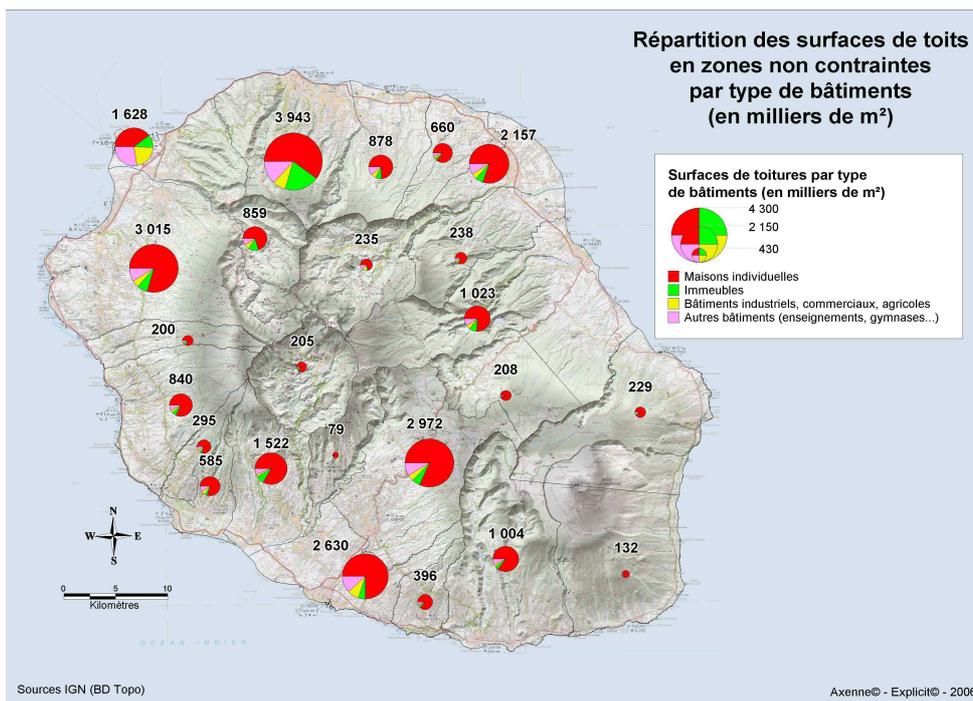


Figure 30: Répartition des surfaces de toitures en zones non contraintes à La Réunion. [34]

Le potentiel photovoltaïque en toitures à l'horizon 2030 est estimé à environ 600 MWc (cf [9]). Néanmoins, en supposant de façon plus réaliste que 50% de ce potentiel soit atteint, on peut estimer que 300 MWc de Photovoltaïque pourraient équiper les toitures réunionnaises au maximum en 2030.

	2 pans	Faible inclinaison	Terrasse	Réalisation
Maisons individuelles	392	152	191	368
Immeubles	130	13	9	114
Administratifs	4	2	1	5
Culture et loisirs	0	0	0	0
Enseignement	45	11	4	45
Santé	5	1	0	5
Sport	6	1	0	5
Transport	1	0	0	1
Industriel, agricole, commercial	91	15	12	88
TOTAL				631

MW

Tableau 25: Potentiel PV maximum en toiture à La Réunion. Source ARER [9]

Par ailleurs le protocole [29], signé entre l'Etat, Les collectivités locales et les acteurs économiques locaux fixe à 750 MW le plafond maximum d'ENR d'origine photovoltaïque, d'ici 2030 avec un premier palier de 50 MW maximum d'ici à 2012 en zone agricole.

Ce protocole définit également la répartition suivante :

- 250 MW maximum sur les **bâtiments existants**
- 250 MW maximum sur les **surfaces non urbanisables ni exploitables par l'agriculture** (délaisés de route, décharges, ...)
- une limitation à 250 MWc en **zone agricole** (y compris bâtiments agricoles) , suivant des règles de compensations strictes

Une partie des réalisations PV pourra également provenir par exemples de multiples **zones de parkings** équipables pourvu que des solutions anti-cycloniques soient mises en œuvre.

L'énergie solaire est une énergie réellement abondante et inépuisable. Néanmoins, les principaux obstacles à l'utilisation à court terme des dispositifs photovoltaïques à grande échelle sont

- d'ordre technique : Un décret [31] fixe à 30% le taux d'EnR intermittentes acceptables sur le réseau et EdF annonce d'ores et déjà une limite approchant les 150 MW pour l'intégration des énergies fatales sur le réseau réunionnais. Cette limite devrait être atteinte d'ici 2011 à 2013. Des technologies en phase de R&D de type « Photovoltaïque garanti » couplant Stockage, prédiction et monitoring devront être développées d'ici là pour dépasser ce seuil. Un AO de la CRE [[34] vient de sortir favorisant ce types de projet dans les DOMs
- d'ordre économique: le coût de cette énergie pour la collectivité est important, puisqu'il représente outre la part de défiscalisation (30 % de l'investissement), un surcoût d'achat de l'ordre de 0,3 c€/KWh. Cependant les coûts de production du PV devraient baisser dans les

IV-.7.1.b) Hypothèses de mix énergétique 2020 et 2030

Dans la suite des analyses prospectives 2020 et 2030, nous ferons les hypothèses suivantes quant au développement du PV à La Réunion :

- **En 2020 : 300 MWc installés, avec mise en place de systèmes de stockage et de « PV garanti » sur 150 MW au moins**
- **En 2030 : également 300 MWc**, On supposera par la suite que les moyens de production renouvelables de base (Biomasse, Géothermie, ETM) auront été développés en quantité suffisante pour éviter la mise en place de Photovoltaïque couplé à du stockage à grande échelle sur l'île de La Réunion. Dans le cas où les productibles de base renouvelables ne seraient pas développés suffisamment, les besoins Photovoltaïques pourraient atteindre voire dépasser les 750 MWc. Au-delà c'est la crédibilité même de l'objectif d'autosuffisance énergétique à l'horizon 20 ans qui seraient en jeu.
- Dans les deux cas (2020 et 2030) ce sont de véritables **données mesurées in-situ de rayonnement solaire** (données MétéoFrance) extrapolées en production photovoltaïque qui ont été utilisées pour faire les simulations de mix énergétiques (avec des niveaux de variabilité « réels » de l'heure à l'année). Cette approche permet en outre de simuler (au-delà de l'heure) de véritables effets de **foisonnement** multi-sites (ce dernier a été étudié par l'ARER en 2008 – cf [Ref 28], p.16. Il apparaît en particulier qu'une perte maximale sur 5 ans de simulation correspond en une heure ou moins à 45% de la production totale de l'île).
- Dans notre étude de mix énergétique, la productivité photovoltaïque annuelle sera estimée à l'horizon 2030, et compte tenue d'éventuelles évolutions dans les technologies et la gestion des matériels, à 1400 heures par an (elle est en 2008 à environ 1230 h/an)

Les variations, correspondant à une production "foisonnée", sont données, comme pour les autres sources renouvelables intermittentes, heure par heure sur une année, à partir de données simulées via des données de rayonnement MétéoFrance mesurées. Cette approche permet d'utiliser dans l'outil de mix énergétique des variations et intermittences (de l'heure à l'année) réalistes, ainsi qu'un foisonnement

IV-7.2 L'énergie solaire concentrée et solaire sur trackers

Dans le potentiel photovoltaïque défini ci-dessus, nous incluons une part potentielle de solaire concentré : soit du photovoltaïque concentré (technologies en plein développement en Australie, aux USA et en Espagne) soit du solaire thermique haute température (par exemple le projet à tour du type de THEMIS dans le Sud de la France ou des projets de type parabole-stirling très développés en Espagne et aux USA).

La ressource mesurée localement qui détermine la pertinence de développement de tels projets est le DNI (Direct Normal Irradiation). Le seuil de rentabilité de tels projets dans le monde est

actuellement de 1900 à 2000 kWh/m²/an. A la Réunion des mesures réalisées par l'Université de La Réunion (Laboratoire LPBS) ont mesuré sur un an une ressource locale à St Pierre (site de l'IUT de terre Sainte) de 2300 kWh/m². Les premières analyses de l'Université indiquent que la côte Sud-Est et Nord-Est au vent, dans les bas (typiquement St Louis, St Pierre, Ste Suzanne, St André) sont des sites d'intérêt, sur lesquels des mesures de DNI devront être réalisées.

L'intérêt du **photovoltaïque concentré –PVC-** et du **solaire photovoltaïque sur trackers –PVT-** (sous la forme de paraboles ou de miroirs, dans les deux cas sur pylones avec trackers solaires) est le suivant :

- Coût de production du kWh moindre que le PV usuel
- Possibilité de production photovoltaïque à énergie annuelle égale, environ 8 fois moins consommatrice d'espace au sol que du photovoltaïque usuel
- D'où la possibilité de coupler à grande échelle des sites de miroirs PVC ou PVT (espacées en quadrillage de 20 à 30 m de côté) avec des sites de production agricole. Occupation au sol des systèmes PVC ~ 10%. Ces projets pourraient créer une symbiose entre la production agricole type canne + bagasse + photovoltaïque, tout en créant des revenus complémentaires à la production agricole et à la filière canne, sans s'y substituer
- Il existe des axes de R&D vers de la production couplée de chaleur (récupération au foyer des paraboles du thermique Infra Rouge) pouvant générer via hydrolyse à haute température (donc à bon rendement) de l'hydrogène stockable soit pour de la production électrique garantie, soit pour les transports

L'intérêt du **solaire thermodynamique haute température** :

- Il existe des pistes de R&D industrielle vers des moyens de stockage de la chaleur dans le but de produire de l'électricité solaire garantie indispensable pour permettre le développement au-delà de 100 à 150 MWc pour la production solaire électrique à La Réunion
- Tout comme pour le PVC, existent des concepts à base de paraboles espacées régulièrement (même type d'espacement et d'occupation du sol : ~ 10%) qui pourraient rentrer dans des projets de complémentarité (et non de substitution) agriculture et production solaire.

Pour ces deux concepts, les **risques** à relever sont les suivants :

- Résistance aux cyclones : certains industriels annoncent des concepts pouvant résister à des vents de 230 km/h (voire plus via la mise en place de haubanages)
- Acceptation locale et paysagère
- Acceptation dans le cadre du protocole foncier agricole [29]. Sur ce point il faut cependant noter la faible emprise au sol de ces projets et la possibilité de créer des revenus complémentaires à la filière agricole

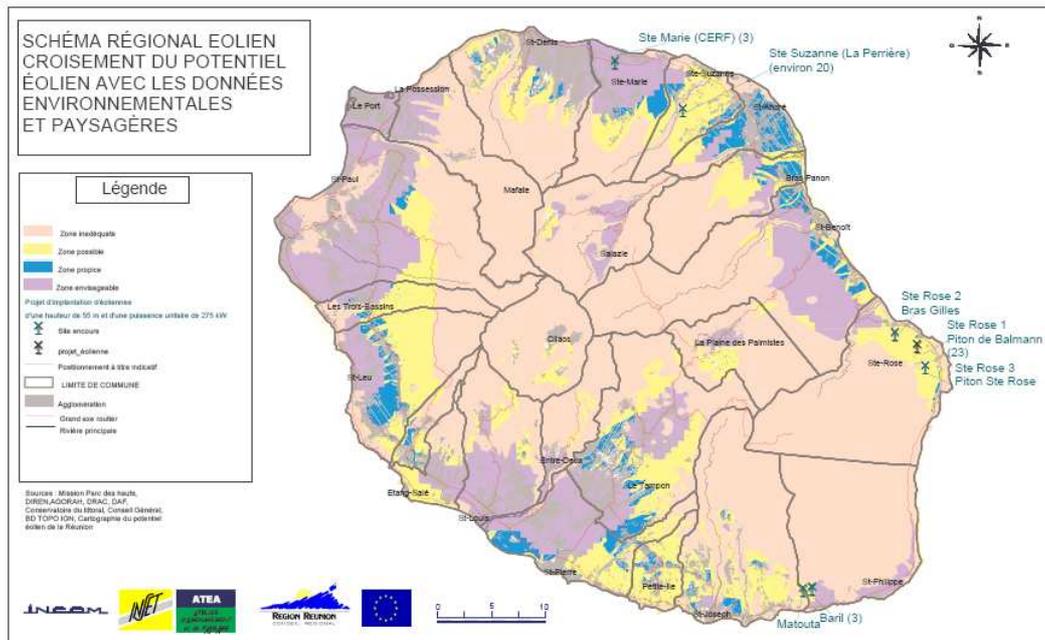


Figure 32: Carte de croisement du potentiel éolien avec les contraintes environnementales et paysagères [36]

L'intérêt de développement de l'éolien à La Réunion est essentiellement lié au coût du kWh produit qui est assez bas, comparé à celui du photovoltaïque. Néanmoins l'éolien est nécessairement associé à un impact paysager et le croisement des contraintes de potentiel + paysagères + connexion au réseau électrique font que le niveau de potentiel énergétique est beaucoup plus limité que celui du photovoltaïque. Suite au travail de schéma Régional Eolien, un chiffre type de 60 à 70 MW max à l'horizon 2025 avait été envisagé. Néanmoins, les nouveaux développements d'éoliennes plus puissantes et surtout offrant une meilleure densité énergétique (un gain de environ 2 de densité énergétique en MWh/ha d'occupation au sol est à envisager entre les technologies 275 kW et 1 MW) permettent d'envisager atteindre le seuil des 100 MW à l'horizon 20 ans.

D'autre part, on se rend compte sur les cartes de potentiel que de nombreux sites sont potentiellement producteurs, en particulier dans les hauts, même s'ils sont éloignés d'infrastructure, et en particulier de zones de connexion réseau. Ce potentiel pourrait être exploité comme moyen de production à moindre coût (grâce au coût limité de l'éolien) par exemple de vecteurs énergétiques tels que l'hydrogène, ce dernier pouvant être utilisé (à la marge) dans certains transports (par exemple bus à hydrogène).

IV-.7.3.b) Hypothèses de mix énergétique 2020-2030

Nous prenons comme hypothèses de mix énergétique 2020 et 2030 les chiffres suivants :

- 2020 : **40 MW**
- 2030 : **100 MW**
- Dans les deux cas, nous avons utilisé des données réelles de production type La Perrière pour faire les simulations de mix énergétique, afin d'être représentatifs des effets d'intermittences horaires et saisonnières.

IV-7.4 L'énergie de la houle

IV-.7.4.a) Potentiel à La Réunion

Le schéma Régional des énergies de la mer (SREMER, [37]) est en cours de rédaction par l'ARER. La figure ci-dessous présente une analyse préliminaire des zones d'intérêt possibles y compris pour les projets de récupération de l'énergie de la houle, à partir d'une analyse croisée des potentiels de houle [analyse de la ressource en énergie de la houle réalisée par BCEOM auprès de la Région en 2005 [38]] et des conditions bathymétriques.

Il existe 3 grandes zones d'intérêt pour les projets d'énergie de la houle :

- La zone accolée à la côte ou à des infrastructures côtières type digues, limites portuaires, On parle alors de projet ONSHORE. Exemple les projets type LIMPET, ENERGTECH, ...
- La zone de fonds comprise entre 15 et 40 m de profondeur. On parle alors de projets type NEARSHORE. Exemple les projets CETO (EDF Energie Nouvelle), BIOWAVE (Biopowersystems),
- Les projets sur les zones plus profondes jusqu'à 100 m de fond (voire 150 m) : on parle alors de projets OFFSHORE. Type PELAMIS, SEAREV, WAVEDRAGON.



Figure 33: Carte issue du Schéma Régional Energies de la mer (en cours d'écriture, [36]) définissant les zones d'intérêt pour le développement des énergies de la Houle. Les sites les plus favorables pour produire de l'énergie de la houle toute l'année sont ceux du Sud, en particulier en face de St Pierre et de St Louis, où les fonds sont favorables aux technologies NEAR (violet) et OFF SHORE (bleu)

Les projets Offshore produisent plus d'énergie (la houle venue du large est « intacte » car elle a peu frotté sur le fond) mais ont un coût de mise à la mer et de maintenance plus élevé. Ils ont également un impact environnemental et visuel moindre par rapport aux projets côtiers ou près de la côte.

En terme d'occupation du domaine maritime marin, nous pouvons nous baser sur des éléments préliminaires provenant des technologies type Offshore (cas du SEAREV et du PELAMIS) et Nearshore (Cas du CETO) :

- En Offshore la densité énergétique est d'environ 20 MW/km² (ordre de grandeur)
- En Nearshore cette densité (cas du CETO) peut atteindre environ 1 MW/ha, soit 5 fois mieux qu'en Offshore. Cependant, dans le cas du CETO, les contraintes de type profondeur d'implantation sont assez fortes : 20-25 m de fond. D'autre part, le CETO est basé sur le principe de conduites d'eau sous pression jusqu'à terre d'où un atterrissage plus volumineux qu'un concept de type câble électrique.

IV-.7.4.b) Hypothèses de mix énergétique 2020-2030

Si l'on se base sur le site le plus favorable de l'île, au Sud de St Pierre, une occupation typique de environ 1,5 à 2 km² du domaine public maritime (afin de respecter d'autres usages de la mer) permettrait avec les chiffres qui sont indiqués ci-dessus de produire environ une puissance électrique de 30 à 50 MW, et de produire de l'ordre de 50 à 100 GWh/an (on part d'une productivité typique comprise entre 2000 et 2300 h annuellement).

Par la suite on partira sur des hypothèses « conservatives » étant donné le faible niveau de connaissance sur la tenue à la mer de ces technologies :

- 2020 : **10 MW**
- 2030 : **30 MW**
- Pour les simulations de mix énergétique, nous utilisons des intermittences « réelles » à partir de données (hauteur, période) de houle(hauteur, période) mesurées par satellite sur 10 ans : cela nous donne des effets de variabilité réalistes des échelles 6h jusqu'aux échelles saisonnières. (cf graphe ci-dessous)

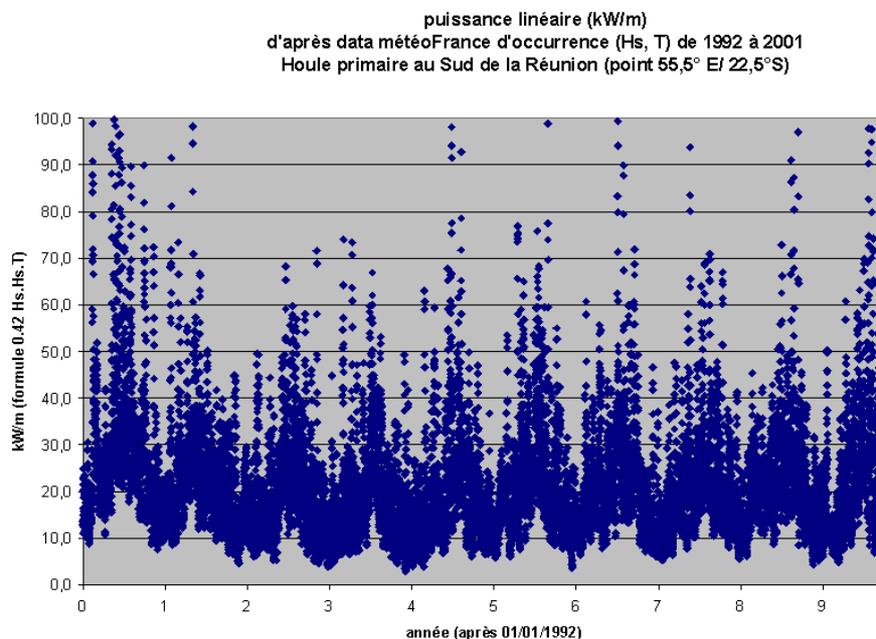


Figure 34: Variations saisonnières typiques de puissance énergie de la houle, d'après des données de mesures des états de Houle via satellite Météo France. Source ARER

IV - 8 Le stockage de l'énergie

IV-8.1 Rôle du stockage

Les solutions de stockage sont envisagées pour aider à la stabilité du système électrique dans un contexte de forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes. Elles doivent donc contribuer à la stabilité du système, soit du point de vue de la gestion du système, soit du point de vue de la production électrique intermittente, comme défini plus haut.

Ainsi, on peut envisager trois types de stockage :

- **stockage système** : stockage centralisé placé sur le réseau pouvant aussi bien absorber qu'injecter de l'énergie à partir du réseau :
 - o équilibre production/conso en absorbant/injectant de l'énergie active
 - o qualité de l'onde électrique en absorbant/injectant de l'énergie réactive et en limitant les taux d'harmoniques
- **stockage in-situ côté producteur intermittent** : stockage décentralisé couplé à de la production ENR et pouvant injecter sur le réseau par déstockage :
 - o qualité de la tension fournie en lissant la production aléatoire et en limitant les taux d'harmoniques
 - o réglage tension et fréquence en apportant une fonction de contrôle de la production et en absorbant, hors réseau, une partie des intermittences fatales
 - o prévision de la production en apportant une garantie, variable selon l'échelle de temps considérée : annuelle, mensuelle, journalière
- **stockage in-situ côté consommateur** : stockage décentralisé sur les lieux de consommation dans un but similaire au stockage système

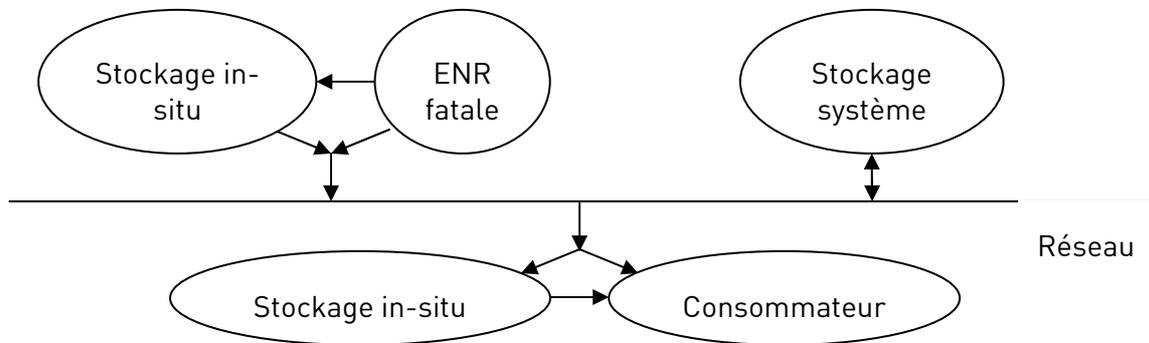


Figure 35: Formes de stockage sur le réseau électrique

Les stockages système peuvent être envisagés aux différents niveaux du réseau : réseau de transport, réseau de distribution, postes HTA/BT. En cela, le stockage in-situ côté consommateur se rapproche d'un stockage système. Les stockages système peuvent aussi être considérés dans des cas de sites isolés.

Les stockages pour les transports électriques peuvent aussi influencer sur le réseau : soit comme stockage système, soit comme stockage in-situ côté consommateur, suivant qu'on limite leur déstockage aux usages de transport ou qu'on autorise le déstockage pour l'alimentation du réseau.

IV-8.2 Identification de la contrainte majeure à l'intégration des ENR fatales : la limite des 30%

L'article 22 de l'arrêté du 23 avril 2008 introduit la valeur de 30% de la puissance active totale, comme une limite d'énergie intermittente instantanée injectable sur un réseau électrique non interconnecté comme celui de La Réunion. Au-delà, le gestionnaire peut découpler les installations intermittentes.

Il faut exclure de ce décompte les installations dont la puissance Pmax est inférieure à 1 % de la puissance minimale transitant sur le réseau public de distribution d'électricité, cette puissance minimale correspondant à la valeur moyenne des minima constatés pendant les trois années précédant le raccordement. Dans le contexte actuel réunionnais, la limite se trouve autour de 2MW.

Cette limite des 30% est la principale contrainte actuelle à lever pour permettre le développement des ENR intermittentes. En effet, le chapitre 4.4. annonce des besoins minimaux en production électrique renouvelable intermittente représentant parfois 78% de la puissance instantanée appelée.

IV-8.3 Contexte à La Réunion

Les développements des moyens de production intermittents croissent plus vite à La Réunion que les appels de puissance sur le réseau. L'arrêté du 23 Avril 2008 mis en application à La Réunion créerait une date butoir située entre 2011 et 2013 où EDF sera en mesure de couper les installations photovoltaïques de plus de 2 MWc.

D'où la nécessité à La Réunion de développer en 3 à 4 ans maximum des moyens opérationnels de stockage et en particulier de couplage PV-Stockage de façon à développer un produit de type « PV Garanti ». C'est dans ce cadre qu'est ouvert depuis cette année un Appel d'Offre de la CRE qui concerne en particulier les installations PV+Stockage+R&D (type prédiction des productibles PV, monitoring, ...), de façon à ce que des installations « PV Garantis offrent les deux principaux « services » suivants :

- Annuler les intermittences de plus de 15% de la Pmax en moins de 30 mn
- Offrir une garantie primaire de +/-10% de la puissance nominale produite

Cet AO concerne tous les DOMs.

Outre les projets qui vont se positionner en rapport à cet AO en 2009, deux autres projets de stockage de l'électricité sont en cours à La Réunion :

- Projet EDF de stockage sodium Soufre (puissance ~ 1 MW), dans les hauts de St Paul
- Projet COREX, nommé ONERGIE de stockage hydraulique de l'électricité produite par les éoliennes de La Perrière

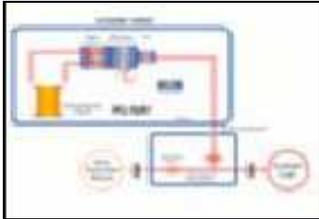
IV-8.4 Introduction aux technologies de stockage de l'énergie

L'énergie électrique peut être stockée sous différentes formes dont certaines peuvent être utilisées dans des systèmes embarqués pour les transports :

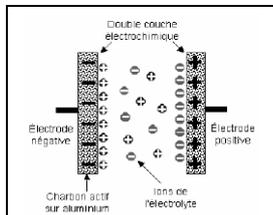
- Electrostatique
- Magnétique
- Chimique
- Mécanique
- Thermique

Les différentes technologies de stockage sont présentées ci-après.

Supraconducteur
(SMES, Superconducting
Magnetic Energy Storage)



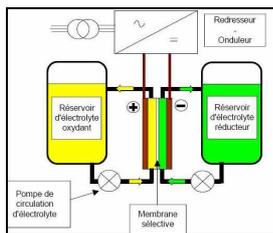
Supercondensateur
(supercapacité)



Batterie électrochimique



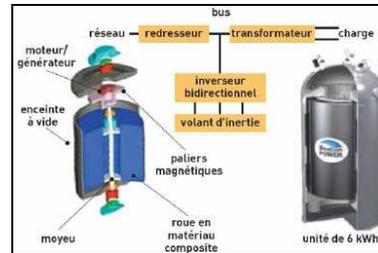
Batterie à circulation
(flow battery)



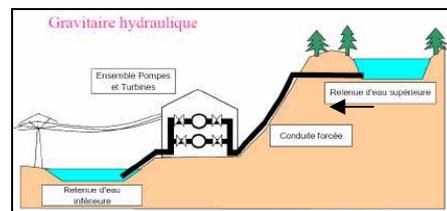
Hydrogène



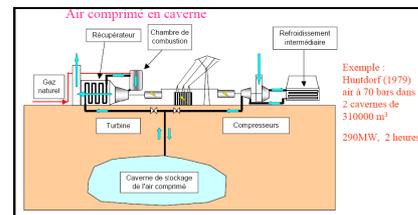
Volant d'inertie
(flywheel)



Hydraulique gravitaire



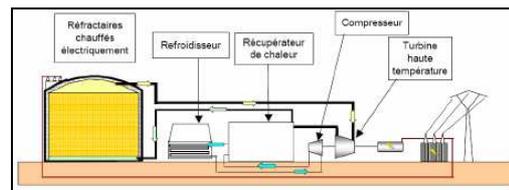
Air comprimé en caverne
(CAES, Compressed Air
Energy Storage)



Air comprimé en
Bouteilles

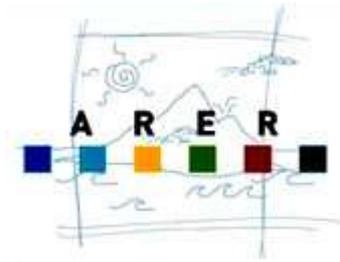


Stockage thermique



	Supraconducteur	Supercondensateur	Batterie électrochimique	Batterie à circulation	Volant d'inertie	Hydrogène	Air comprimé	Hydraulique gravitaire
Caractéristiques techniques								
Densité énergétique	1 – 5 Wh/kg	5 – 10 Wh/kg	20 – 120 Wh/kg	33 kWh/m ³	1 – 5 Wh/kg	300 – 600 Wh/kg	8 Wh/kg à 200 bars	1 kWh/m ³ pour une chute de 360 m
Forme d'énergie	Magnétique	Electrostatique	Chimique	Chimique	Mécanique	Chimique	Mécanique	Mécanique
Capacité	Qq kWh	Qq kWh	0,1 – 40 MWh	10 – 100 MWh	qq kWh	?	Qq kWh - 10 000 MWh	1 – 100 GWh
Puissance			0,1 – 10 MW	1 – 10 MW		1 – 200 kW	Jusqu'à 1 000 MW	100 – 1 000 MW
Constante de temps	Faible : qq s à 1 min	Faible : qq s à qq min	10 min (NiCd) – qq 10 h (Pb)		Qq min à 1h	1h à qq j	1 h à qq j	
Rendement	> 0,9	> 0,9	0,7 – 0,8	0,7	0,9	0,3 – 0,5	0,5	0,65 – 0,8
Cyclabilité	10 000 – 100 000	10 000 – 100 000	100 – 5 000	10 000	10 000 – 100 000	?	1 000 – 10 000	> 10 000
Réactivité	Ms	ms	ms	ms	ms	?	min	min
Maturité	++	++	+++	+	++	- / +		+++
Sécurité	Cryogénie Electronique de puissance	Pas de polluant	Métaux lourds	Pas de contamination				
Caractéristiques économiques								
Coût €/kWh	500 – 72 000	50 000 – 150 000	50 – 200 (Pb) 700 – 2 000 (Li)	100 – 300	150 – 25 000	15	50 – 80	70 – 150
Coût €/kW	~ 300	~ 300	250 – 300 (Pb) 1 500 – 3 000 (Li)	1 000 – 2 000	300 – 350	6 000	400 – 1 200	600 – 1 500

Tableau 26: éléments de comparaison technico-économiques entre les technologies de stockage - source ARER



IV-8.5 Stockage de l'énergie primaire. Cas du stockage de « BAGAZ »

Enfin, les considérations ci-dessus n'abordent que l'aspect stockage de l'électricité. Il est évident que si des solutions de stockage de l'énergie primaire existent, elles seront très intéressantes. Nous pensons en particulier au stockage du gaz et tout particulièrement du « bagaz » produit par les futures centrales BIG-CC (fonctionnant via l'alimentation bagasse ou autre biomasse, déchets ...) ou centrales de gazéification de la biomasse (cf chapitre IV.1.3) qui pourraient se substituer aux actuelles centrales à combustion charbon/bagasse. Ces solutions de stockage et de transport de l'énergie sont séduisantes pour plusieurs raisons :

- Possibilité de se substituer au fioul dans la future centrale thermique de Port Est, ainsi que dans les TACs, afin de produire de la semi base et de la pointe
- Grande capacité de régulation du système électrique via une source renouvelable
- Possibilité d'être une source de carburants pour les véhicules (y compris les avions : expérience réalisée en 2008 sur un Airbus)

IV-8.6 Besoins de stockage et simulation du mix énergétique 2020-2030

Pour donner des éléments de pré-dimensionnements des besoins de stockage, il est nécessaire d'analyser a minima les équilibres productions-consommations sur le réseau électrique à une résolution aussi bonne que possible, avec prise en compte de variabilités de courbes de charge et d'intermittences aussi réalistes que possibles.

A partir des simulations présentées dans le chapitre suivant, apparaissent aux horizons 2020 et 2030 les besoins suivants en stockage :

- 2020 : ~ 250 MWh de stockage électrique (cycle journalier, puissance max totale ~ 70 MW) + 200 GWh/an de pointe type FUEL (puissance max ~ 160 MW)
- 2030 : ~ 250 MWh (cycle journalier, puissance max totale ~ 70 MW) de stockage électrique + 200 GWh/an de pointe type combustible BAGAZ brûlé en centrale Fuel (Port Est. LE gaz pourrait être acheminé depuis Le Gol jusqu'à Port Est via Gazoduc) ou TAG localisée près des centres de gazéification

V - SCENARII DE PRODUCTIONS ENERGETIQUES

Ce chapitre traite des productions énergétiques aux horizons +10 ans (2020) et +20 ans (2030) nécessaires pour répondre aux besoins identifiés dans le chapitre II scénarii de consommations énergétiques.

Les horizons +10 ans et +20 ans ne traitent pas du même périmètre de consommations énergétiques :

- 2020 – uniquement les consommations électriques, car les transports 2020 sont encore considérés comme très majoritairement fossiles
- 2030 – les consommations électriques et les consommations des transports

Deux scénarii de production à chaque horizon de temps seront présentés :

- un scénario de production tendanciel répondant au scénario de consommation tendanciel
- un scénario de production volontariste en ENR STARTER répondant à un scénario de consommation volontariste STARTER

Nous obtiendrons au final deux scénarii

- un scénario tendanciel de consommation et de production
- un scénario volontariste de consommation et de production STARTER

V- 1 Méthodologie

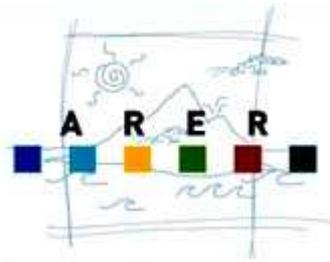
V-1.1 Principes de la prospective

A partir des niveaux de potentiel et de maturité des différentes EnR telles que présentées dans le chapitre précédent, nous nous sommes fixés aux horizons 10 ans et 20 ans des modèles de mix énergétiques réalistes à partir des principes énoncés ci-dessous :

Horizon 10 ans : 2020

L'objectif stratégique en 10 ans tel que contenu dans le scénario STARTER, consiste à :

- lancer un plan ambitieux et en partie coercitif (lancé dès 2009 par la RT du décret du 19 Avril 2009) de **Maitrise de la Demande en Electricité** (Réglementation Thermique Réunionnaise revue en 2015 incluant 100% eau chaude solaire dans le neuf et l'ancien, Efficacité énergétique des appareils et des process, ...) dans tous les domaines : résidentiel, tertiaire, industrie. Cela crée une **filière construction durable** très active, en particulier dans le logement social.
- **couvrir chaque point de croissance du besoin électrique par des productibles renouvelables**
- substituer une partie **aussi grande que possible du combustible charbon des centrales charbon-bagasse actuelles** et la **totalité du combustible des futures centrales thermiques** de base par du **combustible biomasse**, en particulier via un plan de valorisation énergétique d'espèces de cannes plus fibreuses voire de la canne fibre (production renouvelable disponible en dehors des 5 mois de période sucrière)



- L'industrie de la canne est préservée à hauteur au moins des surfaces actuelles grâce à la mise en place de **mécanismes de revenus complémentaires** via un tarif adapté de la bagasse et canne fibre énergie, ou/et via la **complémentarité production canne-production solaire (fermes agri-solaires)** à faible emprise foncière (par exemple le solaire concentré dans les bas de la côte au vent). Le **métier de fermier agri-solaire devient une spécificité Réunionnaise** reconnue
- La Réunion est le site européen **d'expérimentation de l'Energie Thermique des Mers**, avec comme objectif d'atteindre des coûts de production inférieurs au coût moyen de production électrique dans les îles en 2020, ceci pour gagner le marché mondial
- L'**hydraulique** est développée autant que possible en puissance et en capacité de stockage
- L'électricité solaire se développe au-delà du seuil des 30% via quelques sites de production à grande échelle offrant un service **« solaire garanti »** (cloche solaire aplatie et élargie à la pointe du soir) soit à partir de photovoltaïque couplé à du stockage (chimique, hydraulique, air comprimé) soit à partir de solaire thermique et de stockage de la chaleur
- La **Géothermie** est développée si possible sur un site tel que Salazie, la ressource sous la plaine des sables est explorée et un savoir faire industriel capable de **maitriser la fracturation du sous-sol et la conduite du fluide géothermique sur plus de 10 km** est identifié
- Plan de **maitrise des transports** visant à diminuer le total de véhicules.km : cela inclut un fort développement et une forte incitation aux transports en commun incluant le **tram-Train** circulaire autour de l'île, ainsi qu'une **vision innovante de l'aménagement, de la proximité** et du télétravail favorisé par les TICS et le réseau gazelle
- la **part des transports « propres » reste faible** : la part des EnR dans la production électrique (inférieure à 66% en 2020) ne permet pas encore un plan de développement à grande échelle des transports électriques via le réseau insulaire. Ce sont surtout des transports hybrides, des réseaux électriques autonomes de production pour les transports individuels ou locatifs, ou des **transports en communs propres (type Bus au biogaz)** qui sont développés. Quelques expériences de véhicules électriques voire hydrogène sont lancées par souci de transfert de technologie et d'image (Route des Tamarins). Le **vélos ou scooter électrique** devient peu à peu un outil du foyer type réunionnais en substitution d'une des voitures

Horizon 20 ans : 2030

En 20 ans l'objectif unificateur et créateur d'emplois à La Réunion, qui est aussi devenu au niveau mondial un marqueur de l'identité Réunionnaise, est le suivant :

- Atteindre **l'autosuffisance énergétique (électricité et transports) via du 100% EnR, et créer massivement des emplois, en particulier dans des filières économique innovantes connexes à l'Energie**

Par rapport au processus décrit à l'Horizon 2020, les nouvelles avancées sont les suivantes :

- **Géothermie et/ou ETM** sont devenus des productions de base de masse dépassant les 25% du mix électrique
- La surface de **canne fibre énergie** est augmentée (si nécessaire via le revenu complémentaire du solaire) en garantissant une continuité dans les surfaces de canne à sucre. **L'agriculture agri-solaire** se développe encore de façon à permettre à toute une nouvelle industrie agricole de se développer, grâce aux revenus complémentaires solaires. Cette industrie agricole

offrant soit des pistes d'autosuffisance alimentaire, soit des pistes de « **biochimie solaire** » et de transformation : biocarburants, matériaux de construction et d'isolation locaux et exportables, nouveaux matériaux à forte valeur ajoutée, ...

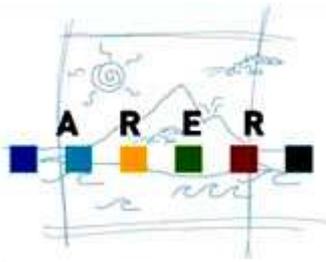
- La transformation énergétique de cette biomasse (bagasse et fibre) n'est plus réalisée via combustion, mais à 100% via **gazéification** afin de quasiment doubler les rendements actuels. Une **économie du gaz** à grande échelle s'installe à La Réunion. Ce gaz devient l'outil stocké (gaz liquide) de flexibilité en **substitution au pétrole** que ce soit pour la production électrique (TACs et Moteurs diesel recyclé au combustible gaz de bagasse) et les transports (véhicules au gaz)
- Les nouveaux moyens de transports sont (orientés vers) soit du **transport électrique soit du transport au gaz soit du transport Flex-Fuel (biocarburants issus de la canne)** , de façon à ce que **le parc Réunionnais se transforme intégralement en 10 ans (2020-2030) vers du 100% transports propres**

V-1.2 Principes des simulations de mix énergétiques

Le PRERURE via l'ARER a développé en 2008 un outil de simulation de mix énergétique à partir des éléments suivants :

- Simulations d'intermittences réalistes à partir de données mesurées, pour les EnR intermittentes type Eolien, Photovoltaïque et Houle
- Simulations des effets de foisonnements sur le photovoltaïque (via la prise en compte des effets de productions simultanées simulées via les rayonnements solaires sur 30 sites météo pondérés des ratio de toitures par communes)
- Intermittences prises en compte sur des résolutions temporelles qui atteignent l'heure (sauf pour la houle : 6h)
- Simulation de variabilité de courbes de charges à partir de données EDF 2007 prenant en compte les variabilités 1/4h typique et Week-end.
- Simulation d'une évolution de ces courbes de charge de façon homothétique
- Simulation d'un équilibre production-consommation sur chaque heure de l'année, via le processus suivant
 - Définition amont des niveau de productions (moyens journaliers) pour chaque type d'EnR ainsi que pour les centrales charbon
 - Définition d'un niveau max de volume de stockage (en MWh), et de son efficacité. En première approche, ce stockage est la somme de tous les moyens de stockage pouvant être mis en œuvre sur l'île (primaire ou électrique, in-situ ou système)
 - Simulation de l'équilibre P-C sur chaque heure de l'année, via le stockage si besoin, en respectant les volumes de stockage max
 - Définition des besoins de productibles de pointe type FUEL complémentaires si nécessaires

Il est à noter que les puissances des centrales thermiques fonctionnant au charbon et à la bagasse sont réparties selon ces deux ressources au prorata de leur utilisation : par exemple, une unité de 50 MW fonctionnant à 50% au charbon et à 50% à la bagasse sera représentée commune deux unités de 25 MW, l'une au charbon et l'autre à la bagasse. Cela est vrai pour les deux types de scénarii TENDANCIEL et STARTER.



V - 2 Horizon 10 ans : TENDANCE vs STARTER en 2020

A l'horizon 10 ans, il n'est tenu compte que des consommations finales électriques et de leur mode de production.

A titre de rappel, les besoins en production 2020 sont de :

- selon le scénario tendanciel, 3384 GWh_élec et 555 MW de puissance de pointe maximale
- selon le scénario volontariste STARTER, 2860 GWh_élec et 470 MW de puissance de pointe maximale

V-2.1 Scénario tendanciel de production et d'approvisionnement 2020

Le scénario tendanciel de production 2020 se caractérise de la manière suivante :

- Installations fossiles :
 - o maintien et renforcement du recours aux énergies fossiles répartie en 75% d'électricité d'origine charbon et 25% d'origine fioul lourd
 - o amélioration du rendement des installations à 30% pour les centrales thermiques au charbon, 45% pour les moteurs au fioul lourd et 30% pour les TAC au diesel
 - o amélioration du taux d'utilisation des installations à 8760 h pour les centrales thermique au charbon, 4000h pour les moteurs au fioul lourd et 1000h pour les TAC
- Installations ENR :
 - o Renforcement des puissances hydrauliques installées
 - o Maintien de l'usage actuel de la bagasse :
 - 25000 ha de canne à sucre avec un rendement moyen de 75t/ha
 - 27% de bagasse dans la canne
 - o Augmentation des puissances PV, éolien et biogaz à respectivement 150 MWc, 30 MW et 5,4 MW avec les hypothèses de fonctionnement suivantes respectivement de 1250h, 1500h et 8760h

Selon le tendanciel, le taux d'indépendance 2020 est de 35%.

Les hypothèses et résultats du scénario tendanciel 2020 sont présentés dans le tableau suivant.

VOLET ENERGETIQUE. HORIZON + 10 ans: 2020				
Type	Nature	Equipement	Paramètres	TENDANCE
			Pmax MW conso élec	555
			Prod conso élec GWh	3380
			Pmax MW trans élec	0
			Prod trans élec GWh	0
			Pmax MW total	555
			Prod GWh totale	3384
EVALUATION DES BESOINS TOTAUX EN PRODUCTION				

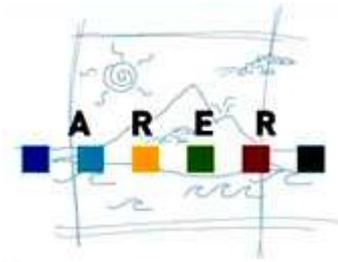
SOMME DES MOYENS TOTAUX DE PRODUCTION LISTES CI DESSOUS		P total inclus stock	797	
		énergie primaire tep	768825	
		énergie primaire GWh	8940	
		% rendement	38%	
	PV + éolien		prod élec totale GWh	3384
			Part P.enr.int / P tot	22,6%
			prod élec EnR GWh	1192
	Taux EnR	35,2%		

				TENDANCE	
Production	Fossile	Chaudière Charbon	MW	188	
			tonnes	761412	
			énergie primaire GWh	5480	
			% rendement	30%	
		0,619 tep/t	prod élec GWh	1644	
		Moteur fioul lourd	MW	110	
			tonnes	88014	
			énergie primaire GWh	974	
			% rendement	45%	
		0,952 tep/t	prod élec GWh	438	
		TAC Diesel	MW	110	
			tonnes	31421	
	énergie primaire GWh		365		
	% rendement		30%		
	1,000 tep/t	prod élec GWh	110		
	ENR	Hydraulique	MW	175	
			tonnes	0	
			énergie primaire GWh	655	
			% rendement	100%	
			prod élec GWh	655	
		canne sucre	MW	30	
			25 000 ha	tonnes	506250
			75 t canne /ha	énergie primaire GWh	1089
			27% bag/can	% rendement	24%
			0,185 tep/t bag	prod élec GWh	261
		PV	MW	150	
			tonnes	0	
énergie primaire GWh			187,5		
% rendement			100%		
		prod élec GWh	187,5		
Eolien	MW	30			
	tonnes	0			
	énergie primaire GWh	45			
	% rendement	100%			
	prod élec GWh	45			
Biogaz	MW	5,4			
	1000Nm3	16000			
	énergie primaire GWh	143			
	% rendement	30%			
	0,77 tep/kNm3	prod élec GWh	43		

Tableau 27: Répartition des productions électriques 2020 selon le scénario tendanciel

V-2.2 Scénario *STARTER* de production et d'approvisionnement 2020

Le scénario tendanciel de production 2020 se caractérise de la manière suivante :



- Installations fossiles :
 - o amélioration du rendement des installations à 30% pour les centrales thermiques au charbon et 45% pour les moteurs au fioul lourd
 - o amélioration du taux d'utilisation des installation à 8760 h pour les centrales thermique au charbon et 4000h pour les moteurs au fioul lourd
 - o arrêt de l'usage des TAC diesel du fait de la production renouvelable et du fait de l'optimisation du recours au moteur fioul lourd pour la production de pointe
- Installations ENR :
 - o Renforcement des puissances hydrauliques installées
 - o Amélioration de l'usage actuel de la bagasse :
 - 25000 ha de canne à sucre avec un rendement moyen de 90t/ha
 - 37% de bagasse dans la canne
 - o Apparition de l'usage de la canne fibre :
 - 1500 ha avec un rendement de 190 t/ha
 - 80% de bagasse dans la canne
 - o Augmentation des puissances PV, éolien et biogaz à respectivement 300 MWc, 40 MW et 12,5 MW avec les hypothèses de fonctionnement suivantes respectivement de 1250h, 1400h et 8760h
 - o Apparition de technologies dont certaines innovantes ETM, houle, géothermie et bois-énergie
 - o Apparition progressive du recours au stockage de l'électricité comme solution de garantie et d'intégration du Photovoltaïque

Avec STARTER, La Réunion peut atteindre un taux d'indépendance électrique en 2020 de 65%.

VOLET ENERGETIQUE. HORIZON + 10 ANS: 2020				
Type	Nature	Equipement	Paramètres	STARTER 2020
EVALUATION DES BESOINS TOTAUX EN PRODUCTION			Pmax MW	470
			prod élec GWh	2860
			transports élec GWh	0
SOMME DES MOYENS TOTAUX DE PRODUCTION LISTES CI DESSOUS			P total inclus stock	1111

			énergie primaire tep	634260	
			énergie primaire GWh	7375	
			% rendement	40%	
			prod élec totale GWh	2961	
			perte par stockage GWh	20	
			perte par surproduction GWh	80	
		PV + éolien	Part P.enr.int / P tot	31,5%	
			prod élec EnR GWh	1931	
			Taux EnR	65,2%	
				STARTER 2020	
Production	Fossile	Chaudière Charbon	MW	87	
			tonnes	352892	
			énergie primaire GWh	2540	
			% rendement	30%	
			0,619 tep/t	prod élec GWh	762
		Moteur fioul lourd	MW	64	
			tonnes	50990	
			énergie primaire GWh	564	
			% rendement	45%	
			0,952 tep/t	prod élec GWh	254
		ENR	Hydraulique	MW	175
				tonnes	0
				énergie primaire GWh	655
				% rendement	100%
				prod élec GWh	655
	canne sucre		MW équivalent annuel	48	
			25000 ha	tonnes	820125
			90 t/ha	énergie primaire GWh	1764
			37% bag/can	% rendement	24%
			0,185 tep/t	prod élec GWh	423
	canne fibre		MW	17	
			1 500 ha / tend	tonnes	228000
			190 t/ha	énergie primaire GWh	490
			80% bag/can	% rendement	30%
			0,185 tep/t bag	prod élec GWh	147
	PV		MW	300	
			tonnes	0	
			énergie primaire GWh	375	
			% rendement	100%	
			1250 h	prod élec GWh	375
	Eolien	MW	40		
		tonnes	0		
		énergie primaire GWh	56		
% rendement		100%			
1500 h		prod élec GWh	60		
Bois NRJ	MW	5,0			
	tonnes	28500			
	énergie primaire GWh	133			



			% rendement	30%
		0,400 tep/t	prod élec GWh	40
		Biogaz	MW	12,5
			1000Nm3	37241
			énergie primaire GWh	333
			% rendement	30%
			0,77 tep/kNm3	prod élec GWh
		ETM	MW	10
			tonnes	0
			énergie primaire GWh	72,1
			% rendement	100%
			7210 h	prod élec GWh
		Houle	MW	10
			tonnes	0
			énergie primaire GWh	23
			% rendement	100%
			2300 h	prod élec GWh
		Géothermie	MW	5
			tonnes	0
			énergie primaire GWh	40
			% rendement	100%
				prod élec GWh
RSE	Stockage	Pompage-turbinage h=200m + pente=30%	MW	115
			capacité MWh	250
			% rendement	70%
			GWh stockés annuellement	60
			GWh restitués annuellement	40
		VRB ou NaS	MW	
			capacité MWh	
			% rendement	70%
			GWh stockés	
			GWh restitués	0

Tableau 28: Répartition des productions électriques 2020 selon le scénario STARTER

STARTER 2020

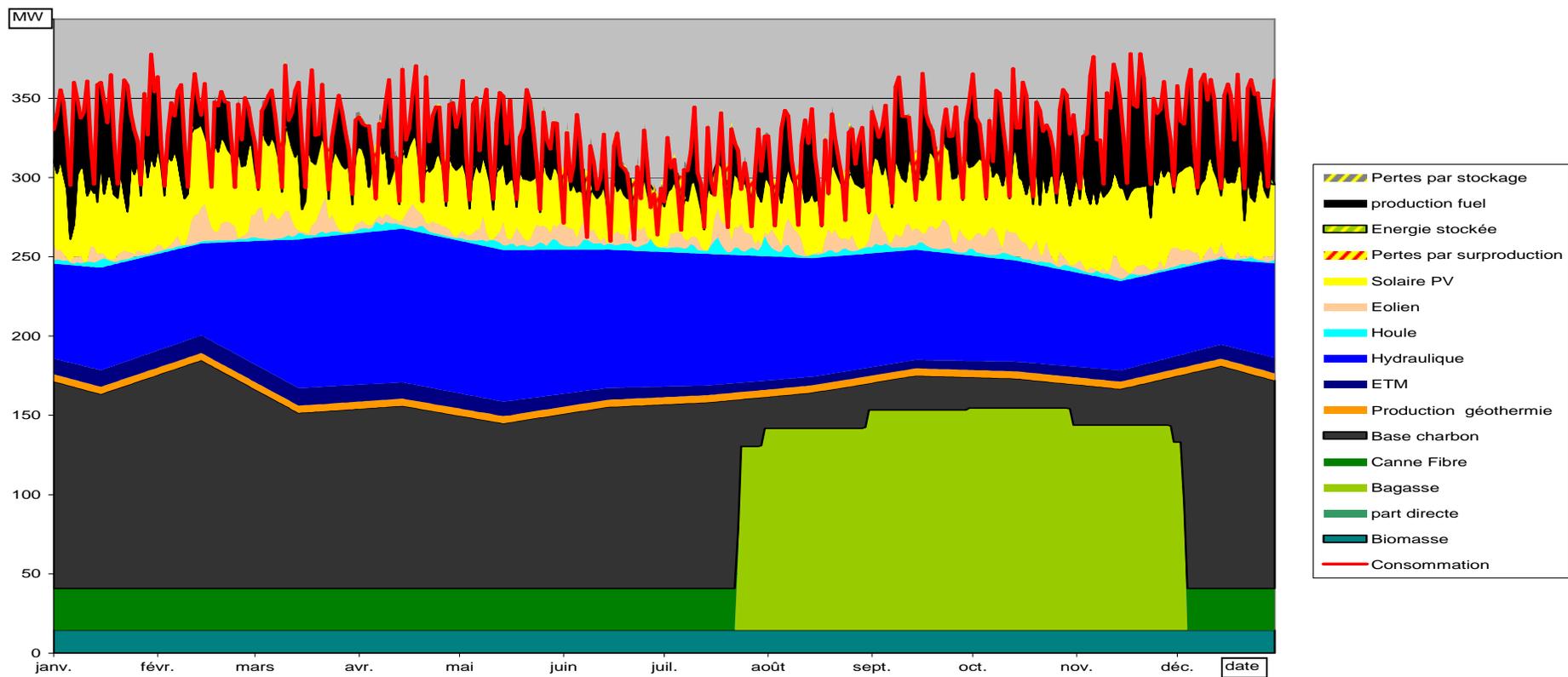
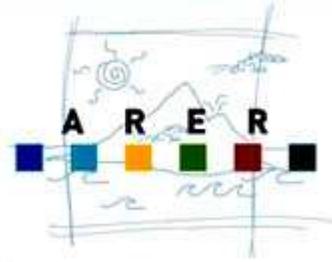


Figure 36: Simulation de mix énergétique électrique 2020 à partir du scénario STARTER

Puissance moyenne journalière en MW sur 1 an. Production 2960 GWh incluant 100 GWh de pertes (80 GWh de surproduction et 20 GWh de perte par stockage). Ce scénario atteint 65% environ de taux de production EnR.



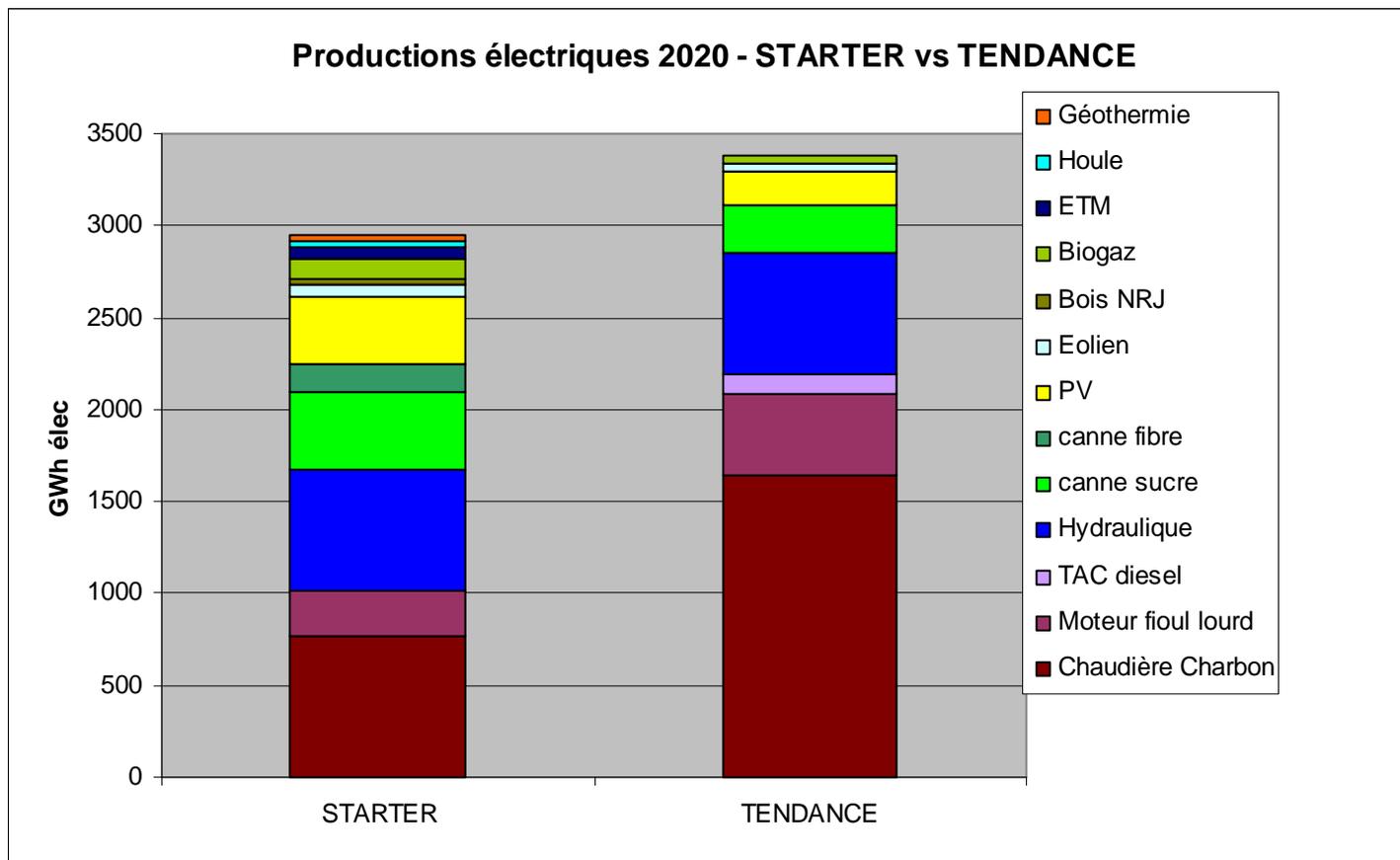
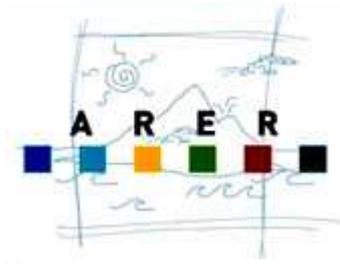


Figure 37: Comparaison entre les productions électriques 2020 STARTER et Tendanciel



V - 3 Horizon 20 ans : 2030

A l'horizon 20 ans, il est tenu compte à la fois des consommations finales électriques et des consommations des transports. La production énergétique associée est présentée ici.

A titre de rappel, les besoins en production 2030 sont de :

- - selon le scénario tendanciel :
 - o Production électrique : 4160 GWh_élec et 683 MW
 - o Carburants diesel pour les transports : 7850 GWh_PCI
- - selon le scénario volontariste STARTER :
 - o Production électrique, 50% transports électriques inclus : 4560 GWh_élec et 679 MW
 - o Carburants méthane pour les transports : 2600 GWh_PCI

V-3.1 Scénario tendanciel de production et d'approvisionnement 2030

Le scénario tendanciel de production 2030 se caractérise de la manière suivante :

- Installations fossiles :
 - o maintien et renforcement du recours aux énergies fossiles répartie en 75% d'électricité d'origine charbon et 25% d'origine fioul lourd
 - o amélioration du rendement des installations à 50% pour les centrales thermiques au charbon et 45% pour les moteurs au fioul lourd
 - o amélioration du taux d'utilisation des installation à 8760 h pour les centrales thermique au charbon, 4000h pour les moteurs au fioul lourd et 1000h pour les TAC
- Installations ENR :
 - o renforcement des puissances hydrauliques installées
 - o maintien de l'usage actuel de la bagasse :
 - 25000 ha de canne à sucre avec un rendement moyen de 75t/ha
 - 27% de bagasse dans la canne
 - o amélioration du rendement de production électrique à partir de la bagasse du fait du passage à une technologie de gazéification
 - o augmentation des puissances PV, éolien et biogaz à respectivement 150 MWc, 30 MW et 5,4 MW avec les hypothèses de fonctionnement suivantes respectivement de 1250h, 1400h et 8760h

Selon le scénario tendanciel, le taux d'indépendance électrique 2030 serait de 34%, notamment grâce à la technologie de gazéification de la bagasse alors que l'indépendance des transports serait de 0%.

VOLET ENERGETIQUE. HORIZON + 20 ANS: 2030

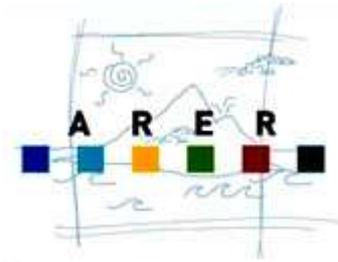
Type	Nature	Equipement	Paramètres	TENDANCE	
EVALUATION DES BESOINS TOTAUX EN PRODUCTION		Elec finale	Pmax MW conso élec	683	
			Prod conso élec GWh	4160	
		Transports	Besoins fin. Transports ktep	676	
			Pmax MW trans élec		
			Prod trans élec GWh		
			Transp CH4 ktep		
			Transp fossiles ktep	676	
		Véhicules	Nbre VP	631500	
			Nbre tpp	2376	
			Nbre VUL	152520	
Nbre PL	6765				
élec finale + transports élec	Pmax MW total	683			
	Prod GWh totale	4160			
	Différence fossile	676			
SOMME DES MOYENS TOTAUX DE PRODUCTION ELECTRIQUE LISTES CI DESSOUS			P total inclus stock	926	
			énergie primaire ktep	919	
			énergie primaire GWh	10683	
			% rendement	39%	
			prod élec totale GWh	4160	
			perte par stockage GWh		
			perte par surproduction GWh		
			PV + éolien	Part P.enr.int / P tot	19,4%
			prod élec EnR GWh	1410	
			Taux EnR	33,9%	

TENDANCE

Transports thermiques	ENR		canne fibre pour gazéification en carburant CH4, hors prod élec	
			tonnes	0
			énergie primaire ktep	0
			% rendement	85%
			CH4 produit en ktep	0

TENDANCE

Production électrique			MW	236	
			tonnes	573592	
			Chaudière Charbon	énergie primaire GWh	4129
				% rendement	50%
			0,619 tep/t	prod élec GWh	2064
			Moteur fioul lourd	MW	138
				tonnes	110505
				énergie primaire GWh	1223
				% rendement	45%
			0,952 tep/t	prod élec GWh	550
			TAC diesel	MW	138
				tonnes	39450
				énergie primaire GWh	459
				% rendement	30%
				1,000 tep/t	prod élec GWh



ENR				MW	175	
				tonnes	0	
			Hydraulique		énergie primaire GWh	655
					% rendement	100%
					prod élec GWh	655
			canne sucre		MW	55
				25 000 ha	tonnes	506250
				75 t/ha	énergie primaire GWh	1089
				27% bagasse	% rendement	44%
				0,185 tep/t	prod élec GWh	479
			canne fibre		MW	0
					tonnes	0
					énergie primaire GWh	0
					% rendement	50%
					prod élec GWh	0
			PV		MW	150
					tonnes	0
					énergie primaire GWh	187,5
					% rendement	100%
	prod élec GWh	187,5				
Eolien		MW	30			
		tonnes	0			
		énergie primaire GWh	45			
		% rendement	100%			
		prod élec GWh	45			
Biogaz		MW	5,4			
		1000Nm3	16000			
		énergie primaire GWh	143			
		% rendement	30%			
	0,770 tep/kNm3	prod élec GWh	43			

Tableau 29: répartition des productions et approvisionnements énergétiques 2030 selon le scénario tendanciel

V-3.2 Scénario STARTER de production et d'approvisionnement 2030

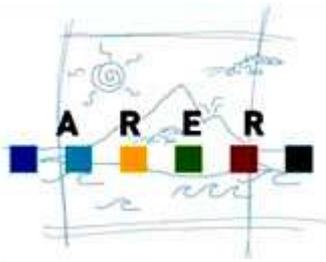
Le scénario tendanciel de production 2030 se caractérise de la manière suivante :

- Installations fossiles :
 - o Suppression de toutes les installations fossiles
 - o Les installations en fin de vie pourront servir de moyen de sauvegarde du réseau
- Installations ENR :
 - o Maintien des puissances hydrauliques installées entre 2020 et 2030
 - o Amélioration de l'usage de la bagasse, y compris par rapport à STARTER en 2020 :
 - 25000 ha de canne à sucre avec un rendement moyen de 98t/ha
 - 37% de bagasse dans la canne
 - o Développement de l'usage de la canne fibre :
 - 8700 ha avec un rendement de 190 t/ha dédiés à la production électrique
 - 9300 ha dédiés à la production de méthane pour les transports

- 80% de bagasse dans la canne
- Utilisation d'une technologie de gazéification de la bagasse, qu'elle soit d'origine canne sucre ou d'origine canne fibre, pour la production électrique ainsi que pour les transports
- Augmentation des puissances PV, éolien et biogaz à respectivement 300 MWc, 100 MW et 12,5 MW avec les hypothèses de fonctionnement suivantes respectivement de 1250h, 1400h et 8760h
- Développement des technologies lancées dès 2020 :
 - 100 MW de production de base ETM
 - 30 MW de géothermie
 - Houle et bois-énergie.
- Maintien du recours au stockage de l'électricité comme solution de garantie et d'intégration du Photovoltaïque

Selon le scénario STARTER, le taux d'indépendance énergétique 2030, électricité et transports, serait de 100%.

VOLET ENERGETIQUE. HORIZON + 20 ANS: 2030					
Type	Nature	Equipement	Paramètres	STARTER	
EVALUATION DES BESOINS TOTAUX EN PRODUCTION	Elec finale		Pmax MW conso élec	517	
			Prod conso élec GWh	3150	
	Transports			Besoins fin. Transports ktep	449
				Pmax MW trans élec	162
				Prod trans élec GWh	1400
				Transp CH4 GWh_PCI	2600
				Transp fossiles ktep	0
	Véhicules			Nbre VP	501873
				Nbre tpp	4346
				Nbre VUL	152520
Nbre PL				6765	
élec finale + transports élec			Pmax MW total	679	
			Prod GWh totale	4550	
			Différence fossile		
SOMME DES MOYENS TOTAUX DE PRODUCTION LISTES CI DESSOUS	PV + éolien		P total inclus stock	1131	
			énergie primaire ktep	651	
			énergie primaire GWh	7566	
			% rendement	60%	
			prod élec totale GWh	4640	
			perte par stockage GWh	25	
			perte par surproduction GWh	65	
			Part P.enr.int / P tot	38,0%	
			prod élec EnR GWh	4550	
			Taux EnR	100,0%	



STARTER

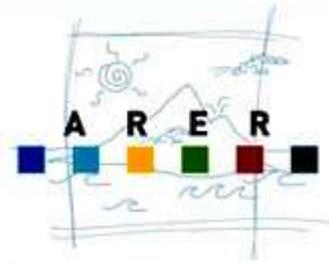
Transports thermiques	ENR	canne fibre pour gazéification en carburant CH4, hors prod élec		174
		9 300 ha / tend	tonnes	1413600
		190 t/ha	énergie primaire ktep	262
		80% bagasse	% rendement	85%
		0,185 tep/t	CH4 produit en GWh_PCI	2600

STARTER

Production électrique	Fossile	Chaudière Charbon		MW	0
				tonnes	0
				énergie primaire GWh	0
				% rendement	50%
		0,619 tep/t		prod élec GWh	0
		Moteur fioul lourd		MW	0
				tonnes	0
				énergie primaire GWh	0
				% rendement	45%
		0,952 tep/t		prod élec GWh	0
		TAC diesel		MW	0
				tonnes	0
				énergie primaire GWh	0
				% rendement	30%
		1,000 tep/t		prod élec GWh	0
	ENR	Hydraulique		MW	175
				tonnes	0
				énergie primaire GWh	655
				% rendement	100%
				prod élec GWh	655
		canne sucre		MW	96
		25000 ha / tend		tonnes	888469
		98 t/ha		énergie primaire GWh	1911
		37% bag/can		% rendement	44%
		0,185 tep/t		prod élec GWh	841
		canne fibre		MW	162
		+8 700 ha / tend		tonnes	1322400
190 t/ha		énergie primaire GWh	2845		
80% bagasse		% rendement	50%		
0,185 tep/t		prod élec GWh	1422		
PV		MW	300		
		tonnes	0		
		énergie primaire GWh	375		
		% rendement	100%		
		prod élec GWh	375		
Eolien		MW	100		
		tonnes	0		
		énergie primaire GWh	150		
		% rendement	100%		
		prod élec GWh	150		
Bois NRJ		MW	10,0		
		tonnes	57377		
		énergie primaire GWh	267		

			% rendement	30%
		0,400 tep/t	prod élec GWh	80
			MW	12,5
			1000Nm3	37241,4
		Biogaz	énergie primaire GWh	333
			% rendement	30%
		0,770 tep/kNm3	prod élec GWh	100
			MW	100
			tonnes	0
		ETM	énergie primaire GWh	721
			% rendement	100%
			prod élec GWh	721
			MW	30
			tonnes	0
		Houle	énergie primaire GWh	69
			% rendement	100%
			prod élec GWh	69
			MW	30
			tonnes	0
		Géothermie	énergie primaire GWh	240
			% rendement	100%
			prod élec GWh	240
			MW	115
		Pompage-turbinage	capacité MWh	250
			% rendement	70%
		h=200m +	GWh stockés	75
		pente=30%	GWh restitués	50
			MW	
			capacité MWh	
			% rendement	70%
			GWh stockés	
			GWh restitués	
RSE	Stockage	VRB ou NaS		

Tableau 30: répartition des productions et approvisionnements énergétiques 2030 selon le scénario STARTER



STARTER 2030

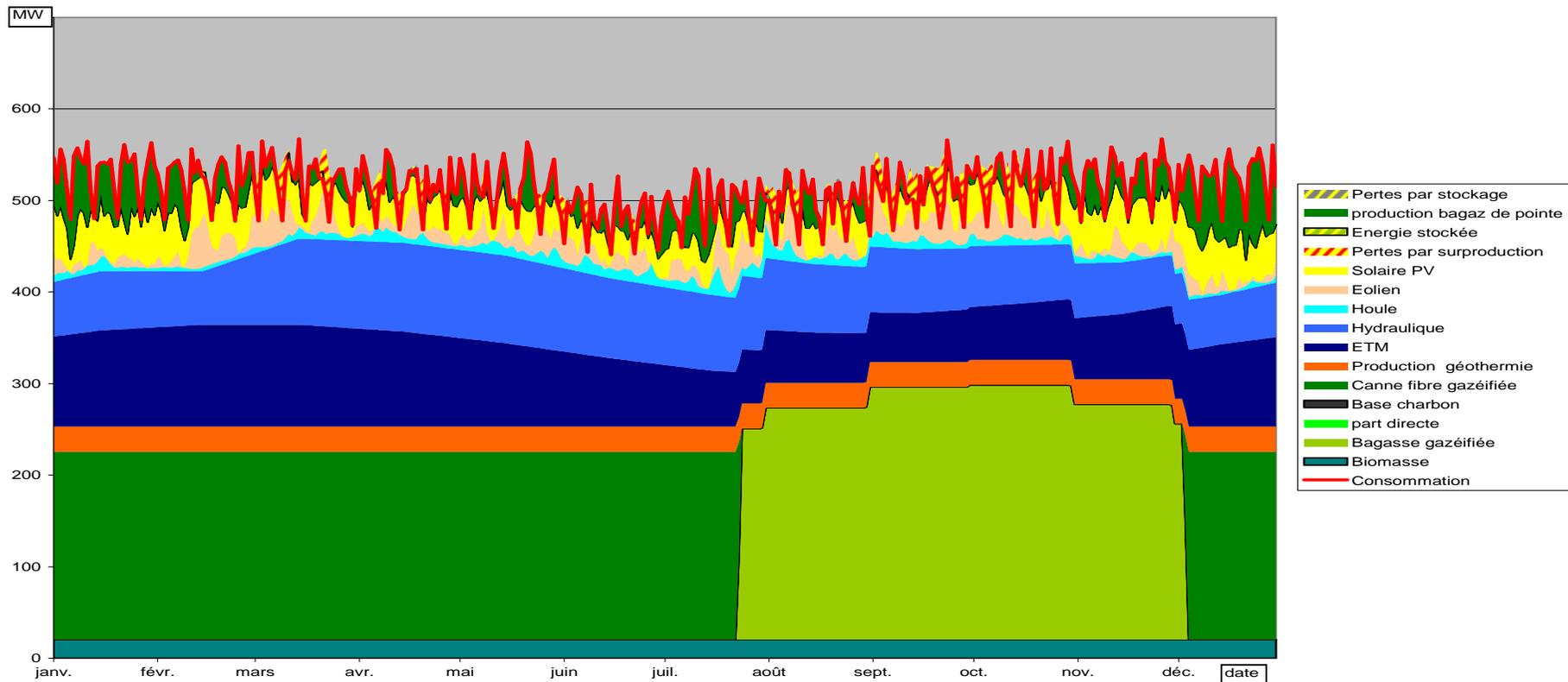


Figure 38: Simulation de mix énergétique électrique 2030 à partir du scénario STARTER

Puissance moyenne journalière en MW sur 1 an. Prise en compte d'une part de environ **300000 véhicules électriques** consommant 1400 GWh/an. Production électrique totale de 4640 GWh incluant 90 GWh de pertes (65 GWh de surproduction et 25 GWh de perte par stockage). Ce scénario atteint **100% de taux de production EnR**

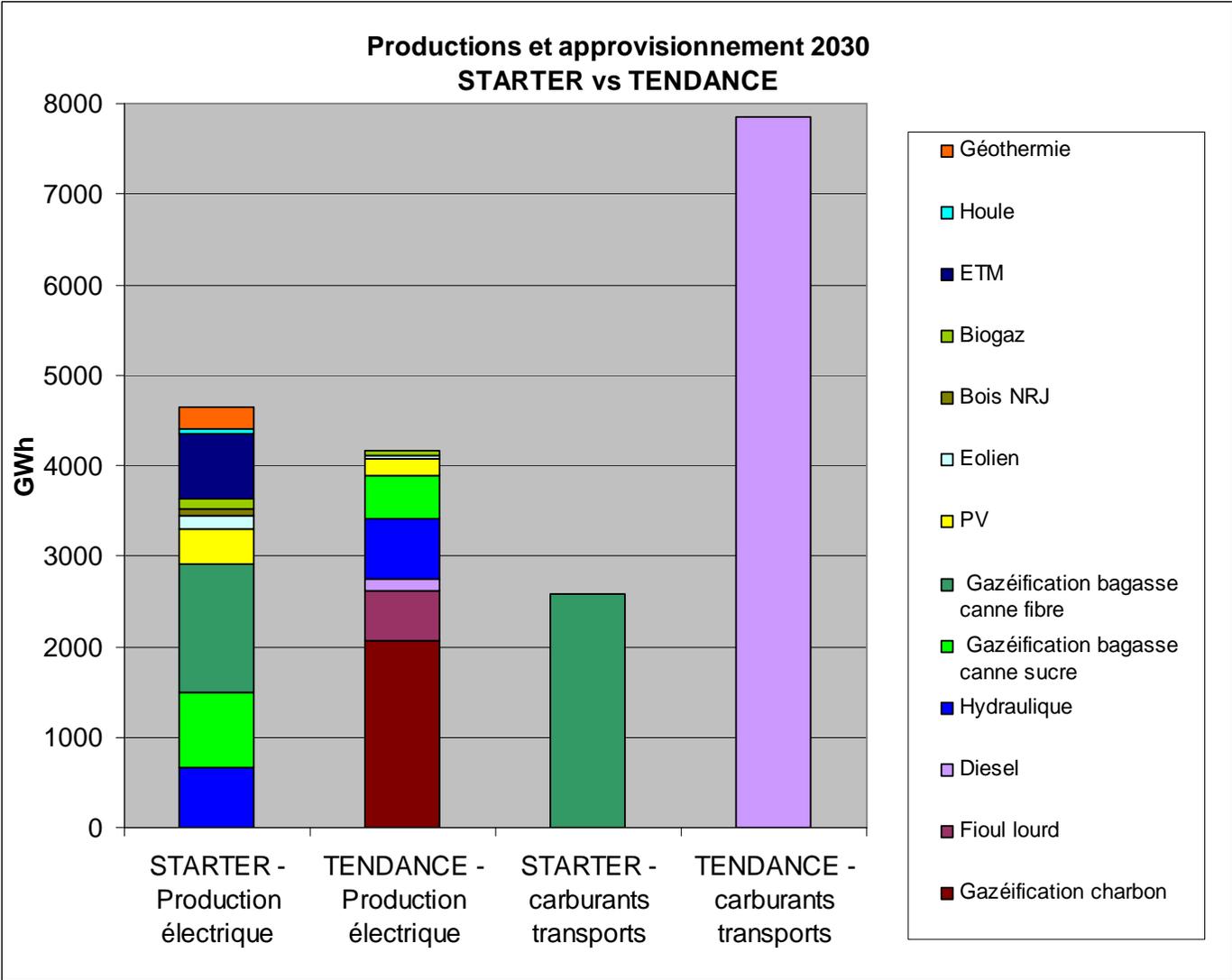
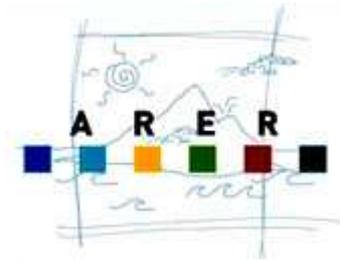


Figure 39: Productions et approvisionnement 2030 - STARTER vs TENDANCE



V - 4 Planification temporelle STARTER 2007 - 2030

A partir des éléments de mixtes énergétiques 2007, 2020 et 2030, il est possible d'extrapoler une planification temporelle des productions énergétiques selon chaque source.

Cette extrapolation est présentée dans la figure suivante à titre indicatif.

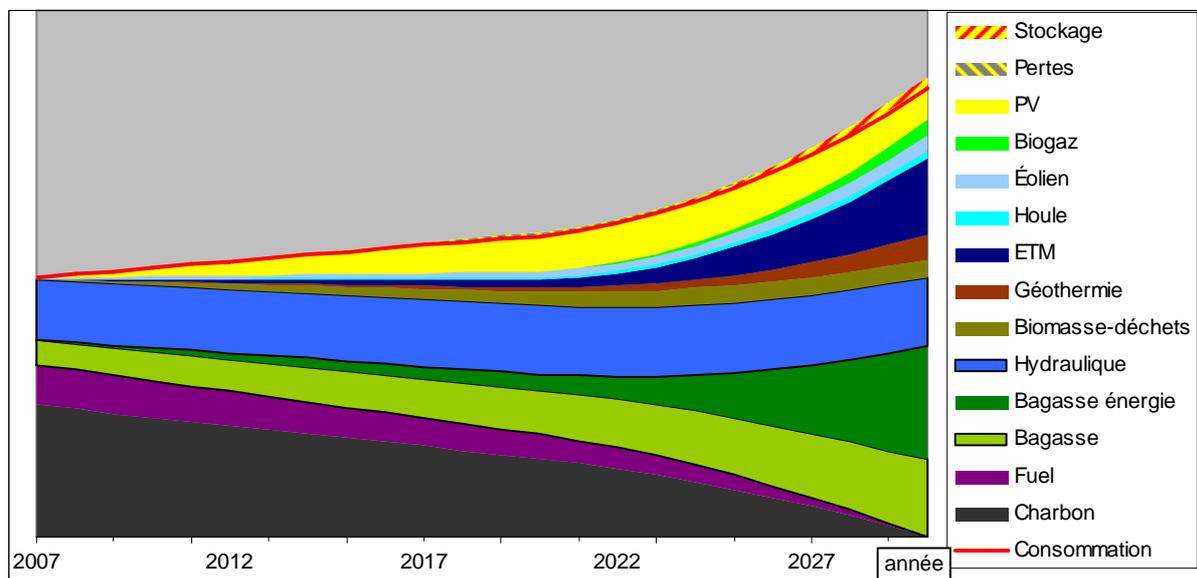


Figure 40: Planification temporelle des productions énergétiques 2007-2020-2030 selon STARTER (électricité jusqu'en 2020, électricité+transports sur 2020-2030)

Il ne faut pas voir en cette planification un choix de phasage d'introduction des différentes technologies et ressources. Ce travail est possible en tenant compte de la fin de vie programmée des installations existantes et de la durée de développement de chaque nouvelle filière.

En somme, la figure ci-dessus doit être interprétée comme une indication des tendances à moyen termes plutôt qu'une planification stricto sensu, qui par ailleurs est tout à fait réalisable.

En particulier, on peut voir apparaître deux grandes phases dans le scénario STARTER :

- 2007-2020 : stabilisation de la demande en électricité, croissance progressive de la production électrique renouvelable, baisse progressive de la production fossile
- 2020-2030 : prise en compte de la demande en transports, disparition définitive de la production fossile et croissance rapide des productions renouvelables après la période 2007-2020 de croissance progressive

V - 5 Enjeux de développement de la bagasse, de la canne énergie et de la gazéification dans le scénario STARTER

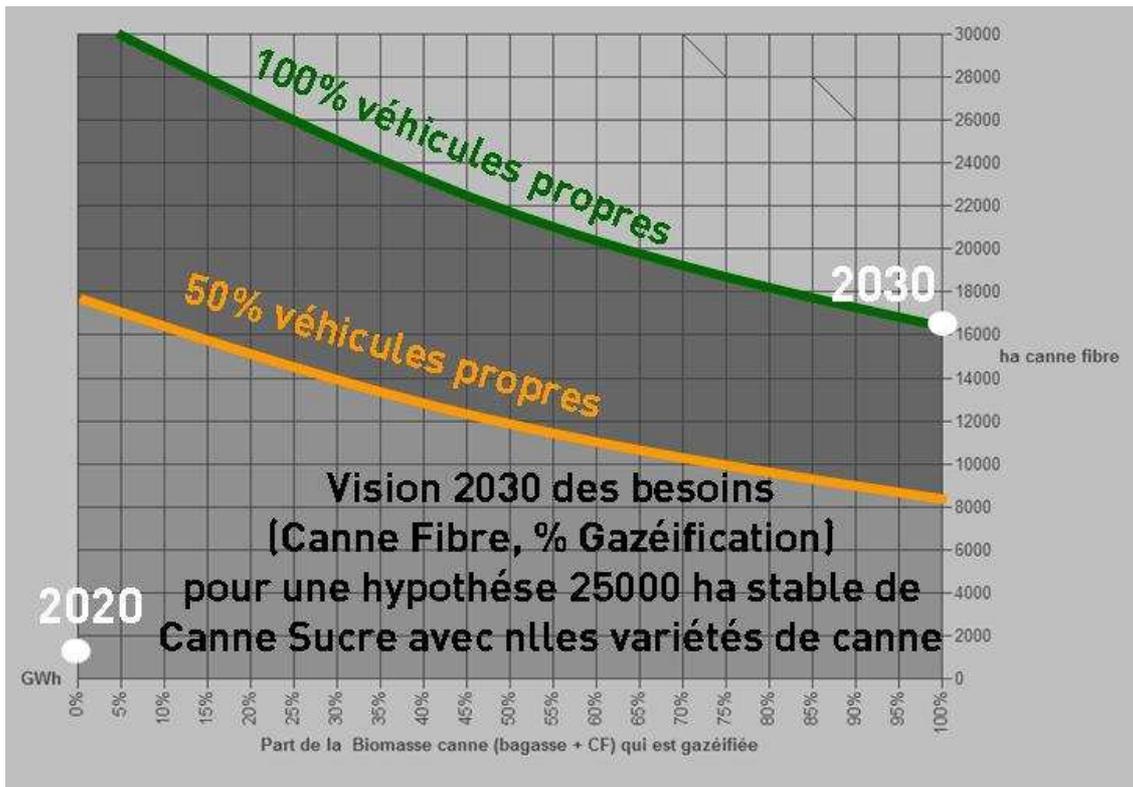


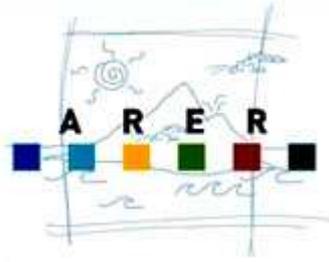
Figure 41: Points de fonctionnement possible de l'autosuffisance énergétique Réunionnaise en 2030 en fonction du couple (Part de la bagasse et canne fibre qui est gazéifiée / surface en ha de canne fibre dédiée à l'énergie). Ces points de fonctionnement supposent que 25000 ha de canne à sucre continuent d'être dédiés à la production de sucre, mais via des espèces de canne optimisées pour la production énergétique garantissant une production de sucre équivalente aux valeurs actuelles

Le graphe ci-dessus représente Points de fonctionnement possible de l'autosuffisance énergétique Réunionnaise en 2030 en fonction du couple (Part de la bagasse et canne fibre qui est gazéifiée / surface en ha de canne fibre dédiée à l'énergie). Ces points de fonctionnement supposent que 25000 ha de canne à sucre continuent d'être dédiés à la production de sucre, mais via des espèces de canne optimisées pour la production énergétique garantissant une production de sucre équivalente aux valeurs actuelles.

Il apparaît que pour atteindre 100% d'autonomie énergétique électricité + transports (50% de transports électriques + 50% de transports « biomasse » par exemple via transports gaz) il est nécessaire d'atteindre 100% de gazéification et 17000 à 18000 ha de canne fibre (en complément des 25000 ha de canne sucre).

En 2020, il faudra donc avoir lancé ces trois grands axes d'innovation énergétiques que sont :

- L'utilisation de nouvelles espèces de canne sucre plus productrices de fibre
- La mise en œuvre de environ 1500 à 2000 ha de canne fibre énergie
- La mise en œuvre d'expériences de gazéification permettant de généraliser cette technologie entre 2020 et 2030



VI - BILANS ECONOMIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX

Les bilans économiques et environnementaux présentés ici concernent l'année 2030 et tiennent compte des éléments suivants :

- le coût direct des scénarii : investissement, maintenance, opération et carburants
- les émissions de Gaz à Effet de Serre des scénarii : émissions directes à partir de l'île

Le coût direct des scénarii traitera des actions sur la consommation et sur la production. Il sera plus pertinent de considérer la différence de coûts entre les scénarii dans la mesure où certains paramètres sont exprimés en relatif.

Les infrastructures de distribution de l'électricité et des carburants ainsi que les réseaux de transport sont exclus de cette analyse qui se focalise sur les productions et consommations énergétiques. Ces éléments devraient être introduits dans une évaluation future. A ce jour, nous ne considérons pas de différence de coûts. Une première analyse permettrait de dégager les constats suivants :

- pour l'électricité, des niveaux de production similaire à l'horizon 2030 entre le tendanciel et STARTER donc des coûts comparables
- pour les transports, un scénario tendanciel basé sur 800 000 véhicules introduirait d'importants surcoûts d'infrastructure routière et de distribution de carburants tandis que le scénario STARTER pour deux fois moins de véhicules devrait inventer de nouveaux modes de distribution de carburants méthane et électrique et intégrer les coûts associés

Les émissions de Gaz à Effet de Serre sont valorisées monétairement pour internaliser cette externalité au travers de coûts globaux. Les coûts directs et globaux affichés seront exprimés en euros constants 2009. Les coûts affichés seront des coûts annuels en rapportant l'ensemble des dépenses sur la durée de vie des installations.

Aucune actualisation financière n'est faite, ce qui est équivalent à une actualisation financière avec un taux nul. Cela revient à considérer que les coûts futurs ont autant de valeur que les coûts actuels, ce qui répond à l'exigence de Développement Durable.

A ce stade d'analyse, deux types d'externalités sont exclus, qui feront l'objet d'analyses futures :

- économiques et sociales : création de valeur ajoutée et d'emplois, sécurité d'approvisionnement,...
- environnementales : pollutions autres que GES en tenant compte de l'impact sanitaire

L'analyse des coûts directs et globaux fera varier trois paramètres :

- le coût du pétrole, dont l'influence principale est sur le coût des combustibles diesel et fioul lourd mais aussi sur le coût de production de la bagasse : variation entre 0 et 150€/bbl
- le coût du charbon pour la production électrique : trois cas de 70€/T, 100€/T et 130€/T
- le coût de la tonne équivalente de CO2 : variation entre 0 et 100€/TCO2

Il s'agit-là des trois paramètres principaux d'incertitude sur les coûts, qui peuvent être considérés comme partiellement indépendants. Les autres paramètres sont conservés constants entre les différents scénarii et entre les différentes simulations. Il s'agit des coûts d'investissement, de maintenance et d'opération.

VI - 1 Hypothèses 2030 sur les coûts directs et émissions de GES

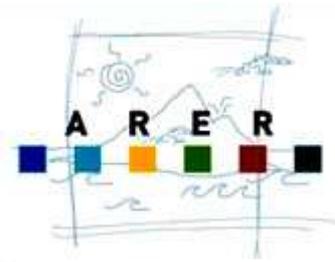
Les coûts sont présentés selon une approche territoriale : c'est le coût de production pour le territoire, en ne tenant pas compte de la rentabilité attendue par les investisseurs réunionnais car ces bénéfices constituent un transfert financier au sien du territoire entre acteurs réunionnais.

VI-1.1 Hypothèses sur le coût des actions sur la consommation

Les hypothèses pour les secteurs Résidentiel, Tertiaire et Industrie sont les suivants :

Secteur	Poste	Equipement	Données 2030		Commentaires
Résidentiel	Résidentiel - eau chaude sanitaire	CE solaire	coût unitaire durée de vie	2 000 € 20 ans	Installation et recyclage inclus Hypothèses conservatrices
		CE électrique	coût unitaire durée de vie	500 € 7 ans	
	Résidentiel - conception	Conception bioclimatique	coût unitaire durée de vie	5 000 € 50 ans	Surcoût moyen: 2500€ si logement RT2010 (50% du parc) et 7500€ si non RT2010
	Résidentiel - climatisation	Ventilation mécanique	coût unitaire durée de vie	350 € 7	Installation et recyclage inclus Hypothèses conservatrices sur la durée de vie
		Climatisation classe A	coût unitaire durée de vie	1 000 € 7	
		Climatisation classe C	coût unitaire durée de vie	750 € 7	
	Résidentiel - chauffage	Chauffage électrique	coût unitaire durée de vie	500 € 7	Installation et recyclage inclus
	Résidentiel - éclairage	LBC	coût unitaire durée de vie	5 € 6	hypothèse de 1000h de fonctionnement annuel
		incandescent	coût unitaire durée de vie	1 € 1	
	Résidentiel - électroménager	Classe A+	coût unitaire durée de vie	2 500 € 7	Hypothèses conservatrices sur la durée de vie
coût unitaire durée de vie			1 500 € 7		
Tertiaire	Tertiaire - eau chaude sanitaire	CE solaire	coût unitaire durée de vie	1 400 € 20	Données exprimées en coût par "équivalent équipement ménage" en considérant que le coût unitaire du tertiaire est de 70% celui du résidentiel, grâce à un effet d'échelle. En particulier, le coût de conception bioclimatique est exprimé en coût de conception par équipement de climatisation
		CE électrique	coût unitaire durée de vie	350 € 7	
	Tertiaire - conception	Conception bioclimatique	coût unitaire durée de vie	1 944 € 50	
	Tertiaire - climatisation	Climatisation classe A	coût unitaire durée de vie	700 € 7	
		Climatisation classe C	coût unitaire durée de vie	525 € 7	
	Tertiaire - appareils froid	Classe A+	coût unitaire durée de vie	1 750 € 7	
Classe B		coût unitaire durée de vie	1 050 € 7		
Industrie	Industrie	avec MDE	coût unitaire durée de vie	8 300 k€ 10	Fiche PRERURE 2005 n°3 MDE Industrie. Seul le coût des diagnostics initiaux est considéré car les actions d'économies qui en découlent s'auto-financeraient
		sans MDE	coût unitaire durée de vie	10	

Figure 41: Hypothèses 2030 de coûts des équipements de consommation Résidentiel, Tertiaire et Industrie



Ces coûts tiennent compte essentiellement de l'installation car la maintenance est supposée identique dans les deux scénarii.

Coût Véhicule Particulier diesel	30 k€
Coût BUS diesel	300 k€
Coût Véhicule Utilitaire Léger diesel	30 k€
Coût Poids Lourd diesel	300 k€
Surcoût d'une motorisation méthane pour les VP / VUL	5 k€
Surcoût d'une motorisation méthane pour les BUS et PL	50 k€
Surcoût d'une motorisation électrique pour les VP / VUL	10 k€
Surcoût d'une motorisation électrique pour les BUS et PL	100 k€
Durée de vie	15

Figure 42: Hypothèses 2030 de coûts des équipements de consommation Transport

Ces coûts tiennent compte de l'installation et de la maintenance, en particulier pour la motorisation électrique.

VI-1.2 Hypothèses sur le coût et les émissions de Gaz à Effet de Serre des actions de fourniture d'énergie

Ce chapitre présentera les hypothèses de coûts et d'émissions de CO2 pour les ressources et usages suivants :

- carburants pétroliers en fonction du coût du pétrole
- carburants ENR à destination des transports
- ressources et équipements de production d'électricité

Il s'agira de présenter les coûts de production hors taxes et autres prélèvements publics puisque ceux-ci sont un transfert financier intra-territorial.

Hypothèses de coût et d'émissions de Gaz à Effet de Serre des carburants et combustibles fossiles – charbon et produits pétroliers

Les coûts des carburants et combustibles fossiles sont difficiles à prédire comme l'ont démontré les récentes flambées des prix. Il est donc préférable de les considérer comme paramètres variables sur lesquels des analyses de sensibilité seront effectuées.

En ce qui concerne le charbon, les coûts actuels sont aux alentours de 70€/tonne. Trois analyses seront présentées en fonction de trois hypothèses : 70€/tonne, 100€/tonne et 130€/tonne.

Les émissions de Gaz à Effet de Serre sont exprimées par un ratio d'émissions en tonne-équivalent de CO2 par tonne de charbon. D'après les inventaires régionaux de Gaz à Effet de Serre réalisés par l'OER, ce ratio est de 2,49 Tonne équivalent de CO2 / Tonne de charbon.

De même, il semble aléatoire d'émettre des prédictions sur les coûts Diesel/fioul. Il est tout de même possible de lier coûts de production et prix du pétrole brut. L'analyse économique présentée dans ce document fera donc varier le coût du pétrole

La base de données PEGASE1 sur les énergies fournit les données de coûts d'importation des énergies ainsi que les données de prix du pétrole.

A partir de ces données, il est possible de constater qu'il y a un rapport quasi-fixe entre coûts d'importation du fioul lourd et prix du pétrole brut. Il en est de même entre coûts d'importation du fioul domestique et prix du pétrole brut. Ces rapports sont respectivement de 9 (€/t)/(€/bbl) et de 4,5 (€/t)/(€/bbl).

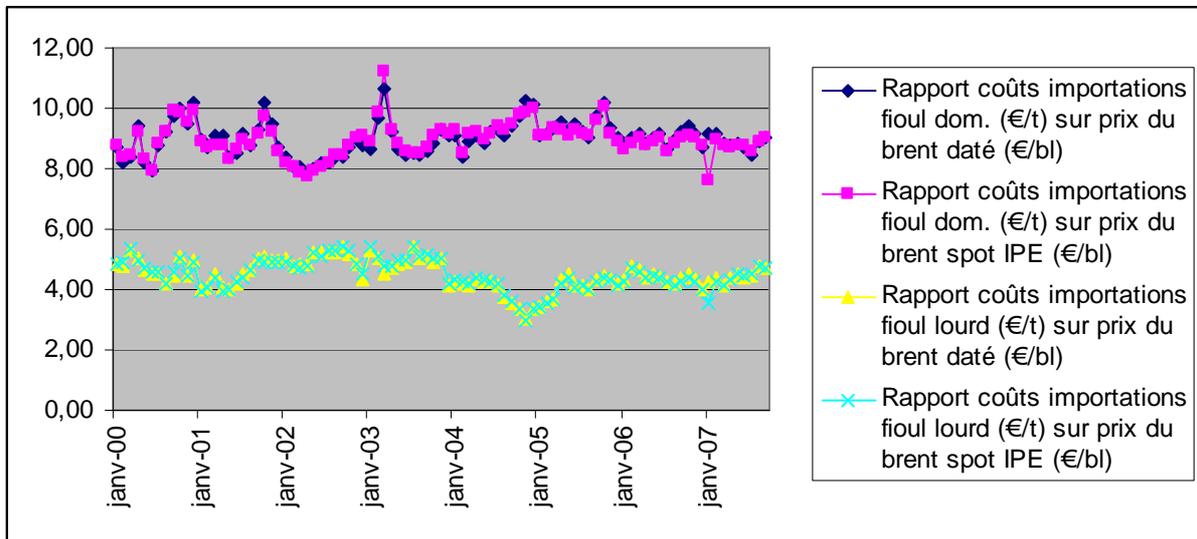


Figure 43: Coûts d'importation Fioul Domestique et Fioul et prix du Brent

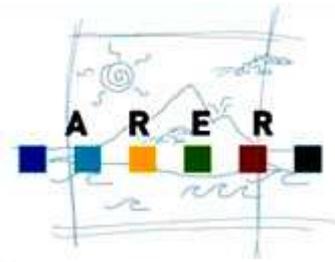
Usage	Type de ressource	Ressource	Caractéristiques 2030
Carburants et combustibles pour les transports et la production électrique	Produits fossiles	Coût importation Charbon	Variable : 70€/T, 100€/T, 130€/T
		T CO2 / T Charbon	2,49
		Coût du pétrole	Variable : entre 0 et 150€/bbl
		Rapport de coût d'importation tonne de fioul lourd relatif au coût du baril de pétrole	4,5 (€/T)/(€/bbl)
		T CO2 / T fioul lourd	3,13
		Rapport de coût d'importation tonne de diesel relatif au coût du baril de pétrole	9,0 (€/T)/(€/bbl)
		T CO2 / T diesel	3,16

Figure 44: Hypothèses 2030 sur les coûts des combustibles fossiles

Hypothèses de coûts et d'émissions de Gaz à Effet de Serre de la ressource bagasse – bagasse de canne fibre et bagasse de canne à sucre

Le scénario STARTER repose sur une production fortement dépendante de la ressource bagasse selon deux modes d'approvisionnement :

- bagasse issue comme co-produit de la canne sucre
- bagasse issue comme produit principal de la canne fibre



Dans le second cas, les discussions actuelles portent sur le versement d'une prime de 14€/tonne de sucre. Cela revient à une prime de 1050€/ha en moyenne étant donné le rendement moyen de production de 75 T canne sucre / ha. Le maintien de cette prime à l'horizon 2030 en considérant de nouveaux rendements de production et une canne à sucre plus fibreuse telle que décrite plus haut nous amène à envisager un coût de la tonne de bagasse issue de la canne sucre d'environ 30€/tonne de bagasse.

Ressource	Caractéristiques 2030	
Bagasse issue de la canne à sucre	Prime par hectare	1 050 €
	Rendement	98 T canne/ha
	Taux de bagasse	37%
	Coût bagasse	29 €/T bagasse

Figure 45: Hypothèses 2030 de coût de la bagasse issue de la canne à sucre

Il s'agit-là d'une approche simple, peut-être contestable, mais il nous semble peu évident de modéliser économiquement la filière canne à sucre qui ferait intervenir deux analyses de rentabilité via la valorisation sucre et via la valorisation énergétique.

Dans le cas d'une production agricole de canne fibre à des fins purement énergétiques, une analyse économique plus correcte est possible. En effet, il est possible d'accéder aux coûts de production de la canne via une étude réalisée par la Chambre d'Agriculture de La Réunion « La canne à sucre – un atout à valoriser pour l'autonomie énergétique de La Réunion ».

Cette étude présente notamment l'évolution des coûts moyens des charges opérationnelles.

Source : Chambre d'agriculture	2006	2007	2008
Fertilisation	285 €/ha	360 €/ha	551 €/ha
Herbicide	130 €/ha	160 €/ha	200 €/ha
Coupe	10 €/tonne	11 €/tonne	12 €/tonne
Chargement & transport	9 €/tonne	10 €/tonne	11 €/tonne

Figure 46: Evolution des coûts moyens des charges opérationnelles 2006, 2007 et 2008 pour la canne

L'évolution des charges opérationnelles par tonne ou par hectare peut être liée à l'évolution des prix du pétrole. Il apparaît ainsi qu'il est possible de modéliser les charges opérationnelles selon la formule suivante en fonction du prix du baril de pétrole :

$$\text{Charges opérationnelles par hectare} = (20 + \text{prix pétrole}/40) * \text{rendement} + (300 + 150 * \text{prix pétrole}/15)$$

A cela, il faut ajouter la marge de l'agriculteur soit actuellement 3000€/ha selon la même étude de la Chambre d'Agriculture. Enfin, il faut tenir compte des coûts de transformation de la canne fibre en bagasse que nous évaluons autour de 26€/tonne canne.

Nous obtenons alors une formule qui varie en fonction du prix baril de pétrole entre 80 et 94 €/tonne bagasse qui couvrent l'ensemble des coûts de la filière.

Ressource	Caractéristiques 2030	
Bagasse issue de la canne fibre	Charges opérationnelles de production de canne	(20+prix pétrole/40)*rendement + (300+150*prix pétrole/15)
	Marge agriculteur	3000 €/ha
	Transformation	26€/T canne
	Coût bagasse	80 à 94 € / T bagasse

Figure 47: Hypothèses 2030 de coût de la bagasse issue de la canne fibre

En ce qui concerne les émissions de Gaz à Effet de Serre, il faut tenir compte de deux types d'émissions :

- émissions lors de la combustion : ce CO2 d'origine biomasse est recapté lors de la pousse
- émissions lors de la production : ce CO2 d'origine fossile n'est pas recapté

Nous ferons ici une hypothèse défavorable concernant ces émissions en les évaluant à partir de la situation actuelle. En effet, l'inventaire régional des émissions de Gaz à Effet de Serre retrace les émissions liées à l'agriculture. En considérant que celles-ci sont entièrement imputables à la production de canne à sucre et en tenant compte des rendements de production actuels, il apparaît alors des émissions de GES de l'ordre de 0,092 TCO2éq / Tbagasse. Il s'agit là d'une estimation haute.

En effet, ces émissions sont liées à l'économie agricole et dépendent de l'usage de produits d'origine fossile principalement que ce soit comme engrais ou comme carburants pour la récolte et le transport de la canne. Dans un avenir énergétique durable et renouvelable, il est plus que probable que le développement de la biomasse énergie sera associé au développement de la biochimie solaire, ce qui pourrait à terme annuler les émissions de GES du secteur agricole réunionnais.

Ressource	Caractéristiques 2030	
Bagasse	Emissions GES	0,092 T CO2éq / T bagasse

Figure 48: Hypothèses 2030 de coût de la bagasse issue de la canne fibre

Hypothèses de coût et d'émissions de Gaz à Effet de Serre des carburants renouvelables pour les transports – « BAGAZ » bagasse gazéifiée

Dans le scénario STARTER, il est envisagé deux modes de motorisation « propre » pour les transports : motorisation électrique et motorisation méthane. Pour ce qui est de la motorisation électrique, l'exploitation des ressources renouvelables pour l'alimentation des transports est traitée dans la partie relative à la production électrique. La production de méthane à partir de la gazéification de la bagasse est abordée ici.

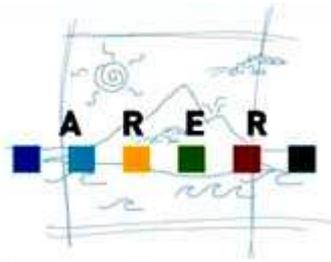
L'analyse des coûts fait alors intervenir deux éléments :

- le coût de la ressource bagasse
- le coût des installations de gazéification

Le premier point a été traité précédemment. Le second point est traité dans le tableau suivant.

Usage	Type de ressource	Ressource et mode d'exploitation	Caractéristiques 2030		Commentaires
Carburants pour les transports thermiques	ENR	Canne fibre pour gazéification en carburant CH4, hors production électrique	coût unitaire durée de vie % op annuelle coût combustible T CO2 / T bag	1 000 k€/MW 30 5% variable 0,092	<i>coût unit en k€/MW correspond à des MW électriques</i> <i>pour coûts unitaire du combustible voir plus haut</i>

Figure 49: Hypothèses 2030 de coût et d'émissions de la gazéification de la bagasse issue de la canne fibre



Hypothèses de coût et d'émissions de Gaz à Effet de Serre pour la production électrique – fossile et renouvelable

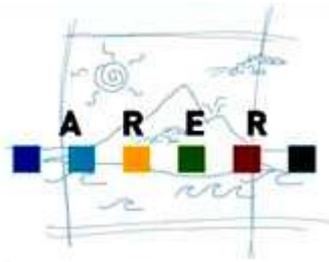
STARTER et le tendancier proposent deux options de production électrique, soit renouvelable soit fossile.

Les données de coûts et d'émissions de Gaz à Effet de Serre sont présentées dans le tableau suivant.

Usage	Type de ressource	Ressource et mode d'exploitation	Caractéristiques 2030		Commentaires
Production électrique	Fossile	Production électrique à partir de gazéification Charbon	coût unitaire	2 000 k€/MW	<i>Estimations ARER pour une installation incluant la gazéification du charbon: rendement net électrique de 50% estimé possible pour 2030</i>
			durée de vie	30	
			% op annuelle	5%	
			coût combustible	variable	
			T CO2 / T	2,49	
		Moteur fioul lourd	coût unitaire	1 000 k€/MW	<i>Estimations ARER</i>
	durée de vie	30			
		% op annuelle	5%		
		coût combustible	variable		
		T CO2 / T	3,13		
	TAC diesel	coût unitaire	1 500 k€/MW	<i>Estimations ARER</i>	
		durée de vie	30		
		% op annuelle	5%		
		coût combustible	variable		
		T CO2 / T	3,16		
	ENR	Hydraulique	coût unitaire	3 000 k€/MW	<i>Estimations ARER</i>
			durée de vie	40	
			% op annuelle	5%	
			coût combustible	0 €/T	
			T CO2 / MWh	0	
	Bagasse issue de la canne sucre	coût unitaire	2 000 k€/MW	<i>Estimations ARER basées sur les coûts des installations Charbon</i>	
		durée de vie	30		
		% op annuelle	5%		
	Bagasse issue de la canne fibre	coût combustible	29 €/T	<i>Estimations ARER basées sur les coûts des installations Charbon</i>	
		T CO2 / T	0,092		
	PV	coût unitaire	2 000 k€/MW	<i>Estimations ARER basées sur les coûts des installations Charbon</i>	
		durée de vie	30		
		% op annuelle	5%		
		coût combustible	variable	<i>Source: PV-TRAC, A vision for Photovoltaic Technology, 2005</i>	
		T CO2 / T	0,092		
		coût unitaire	3 000 k€/MW	<i>Pour plus de précisions, voir ARER, Schéma</i>	
		durée de vie	20		
		% op annuelle	2%		

			coût combustible T CO2 / MWh	0 €/T 0	<i>Directeur Stockage Réunion 2008</i>
		Eolien	coût unitaire	1 364 k€/MW	<i>Estimations ARER d'après informations AEROWATT</i> <i>Pour plus de précisions, voir ARER, Schéma Directeur Stockage Réunion 2008</i>
			durée de vie	20	
		% op annuelle	1,5%		
		coût combustible T CO2 / MWh	0 €/T 0		
		Bois NRJ	coût unitaire	3 000 k€/MW	<i>Données économiques Métropole: 300 €/T de brique bois</i> <i>(source: http://www.bois-de-chauffage.net/tarifs-bois.php)</i> <i>Facteur de coût La Réunion par rapport à la métropole: 1,5 (estimations ARER)</i>
			durée de vie	20	
			% op annuelle	5%	
			coût combustible T CO2 / T	450 €/T 0,092	
Biogaz	coût unitaire	3 000 k€/MW	<i>Estimations ARER d'après littérature sur installation incluant équipements de captage de biogaz</i> <i>Coût unitaire du combustible pourrait être nul mais choix de donner un prix pour rémunérer les industriels de la "gène" à 5% du coût du Butane 1600€/T</i>		
	durée de vie	20			
	% op annuelle	5%			
ETM	coût combustible T CO2 / T	80 €/T 0			
	coût unitaire	10 000 k€/MW			
Houle	durée de vie	30			
	% op annuelle	7%			
Géothermie	coût unitaire	3 000 k€/MW	<i>Estimations ARER à partir de la littérature et des études menées avec DCNS et SEAWATT</i>		
	durée de vie	20			
	% op annuelle	10%			
Pompage-turbinage h=200m + pente=30%	coût unitaire	4 000 k€/MW	<i>Estimations ARER issues de la littérature, incluant un surcoût de réseau pour tenir compte d'une localisation de l'usine respectueuse des paysages et de l'environnement</i>		
	durée de vie	40			
	% op annuelle	10%			
	coût combustible T CO2 / MWh	0 €/T 0			
Régulation du Système Electrique	Stockage	VRB ou NaS	coût unitaire	300 k€/MW	<i>Estimations ARER issues de l'étude stockage sur La Perrière</i> <i>Pour plus de précisions, voir ARER, Schéma Directeur Stockage Réunion 2008</i>
			durée de vie	20	
		% op annuelle	2,50%		
		coût MWh T CO2 / MWh	450 k€/MWh 0		
VRB ou NaS	coût unitaire	300 k€/MW			
	durée de vie	15			
	% op annuelle	1%			
			coût / MWh T CO2 / MWh	450 k€/MWh 0	

Figure 50: Hypothèses 2030 de coût et d'émissions des moyens de production d'électricité – fossile et ENR



VI - 2 Coûts globaux annuels et émissions de Gaz à Effet de Serre des scénarii STARTER et tendanciel – sensibilité au coût du pétrole, au coût du charbon et au coût du CO2

D'après les éléments de mix 2030 et les hypothèses de coût et d'émissions listées plus haut, il est possible de réaliser des simulations de coûts annuels (globaux et directs) et des émissions de GES des scénarii STARTER et tendanciel selon le périmètre suivant :

- coût du charbon : 70€/T, 100€/T et 130€/T
- coût du pétrole : entre 0 et 150€/bbl
- coût du CO2 : entre 0 et 100€/T

Ces simulations permettent d'aboutir aux résultats suivants.

VI-2.1 Emissions de Gaz à Effet de Serre des scénarii STARTER et tendanciel

Il est important de rappeler qu'il s'agit-là d'une évaluation relative à la production d'électricité et aux transports terrestres. **Elle exclue donc toutes les autres émissions de Gaz à Effet de Serre**, en particulier celles dues aux transports maritime et aérien ainsi que celles dues à la consommation de combustibles dans le résidentiel, le tertiaire et l'industrie.

Le tableau suivant présente les émissions 2007 et celles des deux scénarii.

	2007	Tendanciel 2030		STARTER 2030		
	Emissions ktCO2/an	Emissions ktCO2/an	variation / 2007	Emissions ktCO2/an	variation / 2007	variation / tendanciel
Production électrique	1817	1945	+7%	310	-83%	-84%
Transports routiers	1230	2136	+74%	130	-89%	-94%
TOTAL	3047	4081	+34%	440	-86%	-89%

Figure 51: Emissions de Gaz à Effet de Serre 2007, 2030 selon le tendanciel et STARTER

Il faut rappeler ici que les émissions du scénario STARTER sont issues d'une estimation haute. En effet, ces émissions sont liées à l'économie agricole et dépendent de l'usage de produits d'origine fossile principalement que ce soit comme engrais ou comme carburants pour la récolte et le transport de la canne. **Dans un avenir énergétique durable et renouvelable, il est plus que probable que le développement de la biomasse énergie sera associé au développement de la biochimie solaire, ce qui pourrait à termes annuler les émissions de GES du secteur agricole réunionnais.**

Il apparaît ainsi que les émissions tendanciennes annuelles en 2030 seraient en croissance de 34% par rapport aux émissions 2007 : +7% pour la production électrique et +74% pour les transports routiers.

La croissance limitée des émissions de la production électrique s'explique notamment par l'augmentation de la production hydraulique et surtout par l'utilisation d'une technologie de gazéification du charbon, 66% plus efficace que les technologies de chaudière actuellement utilisées.

Pour ce qui est du scénario STARTER, les émissions annuelles en 2030 reculeraient de 86% par rapport à 2007 et seraient inférieures aux émissions tendanciennes 2030 de 89%. **STARTER permettrait de dépasser l'objectif de Facteur 4 pour atteindre un Facteur 8, voir Facteur 9.**

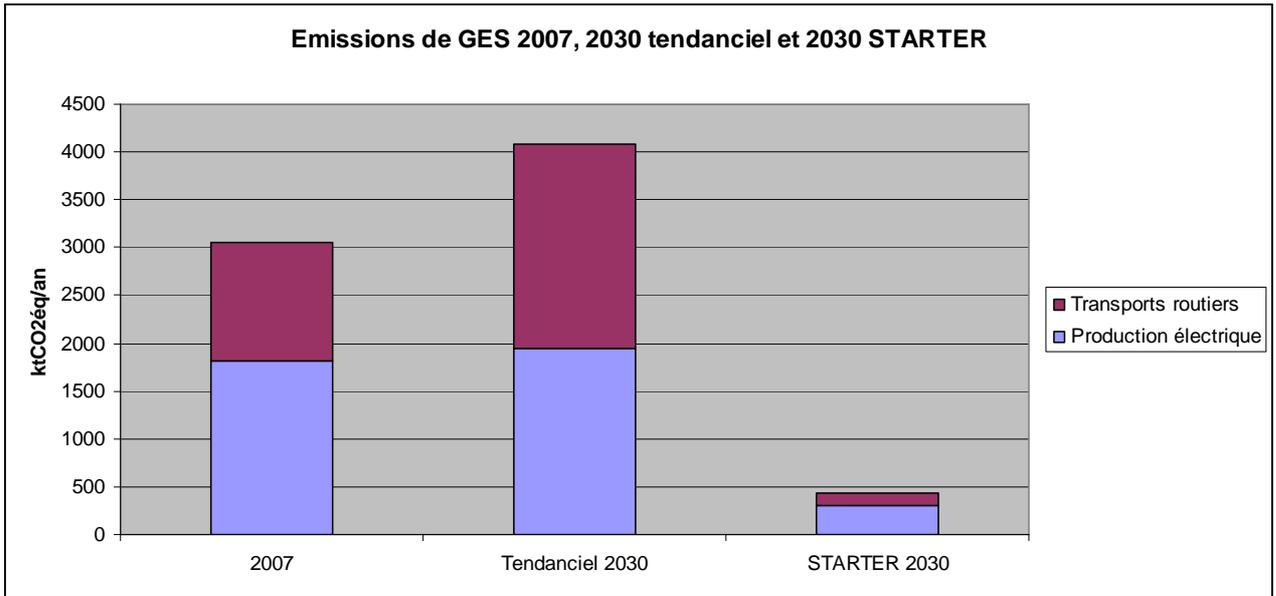


Figure 52: Emissions annuelles de GES 2007, tendanciel 2030 et STARTER 2030

A titre indicatif, l'évaluation financière de ces réductions s'élèverait à plus de 360M€ en considérant un coût Carbone de 100€/TCO2ég : 180M€ pour 50€/TCO2ég. Cela est détaillé par la suite.

VI-2.2 Coûts globaux du scénario tendanciel

Les évaluations économiques du scénario tendanciel font varier les paramètres coût du charbon, coût du pétrole et coût du CO2. Elles sont présentées dans les figures suivantes.

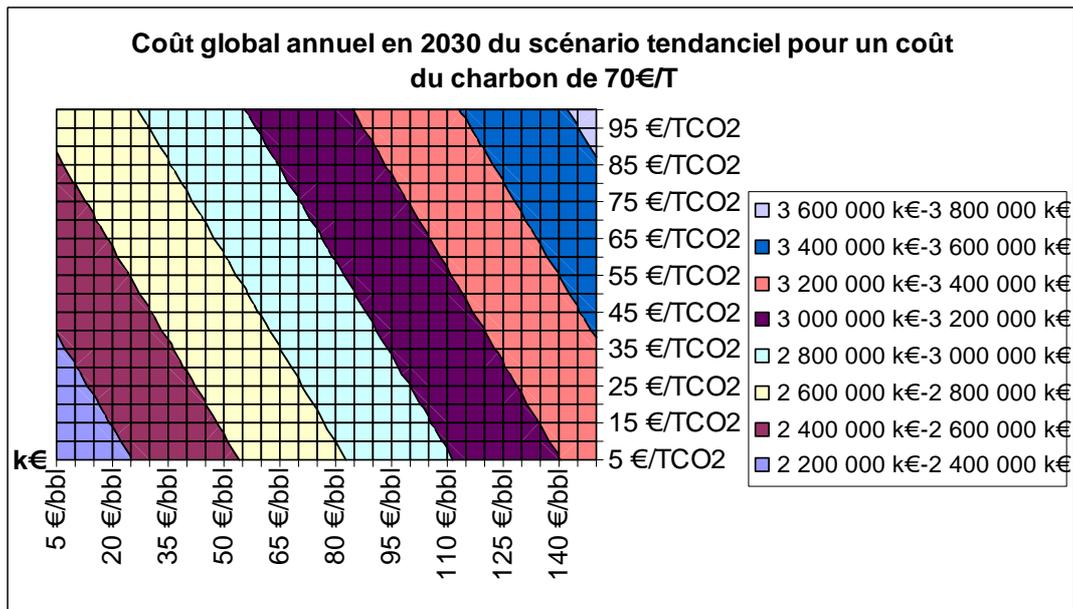


Figure 53: Coût global annuel en 2030 du scénario tendanciel en fonction du coût du pétrole et de CO2 pour un coût du charbon de 70€/T

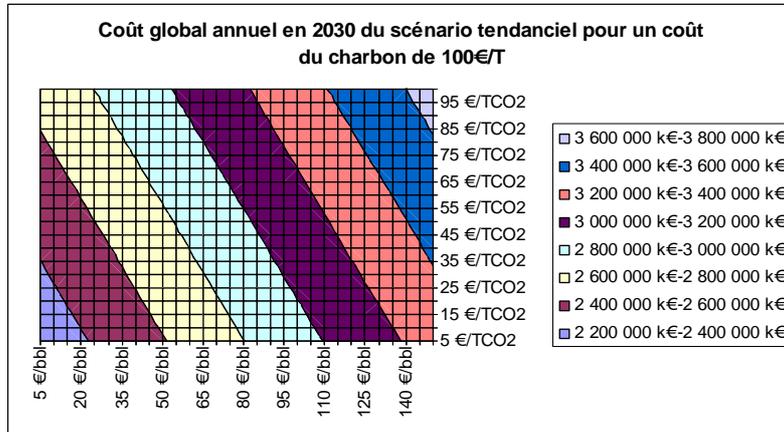
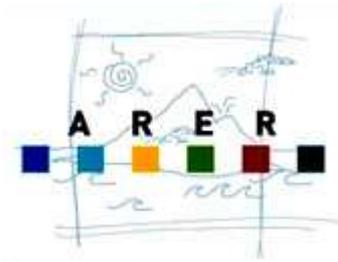


Figure 54: Coût global annuel en 2030 du scénario tendanciel en fonction du coût du pétrole et de CO2 pour un coût du charbon de 100€/T

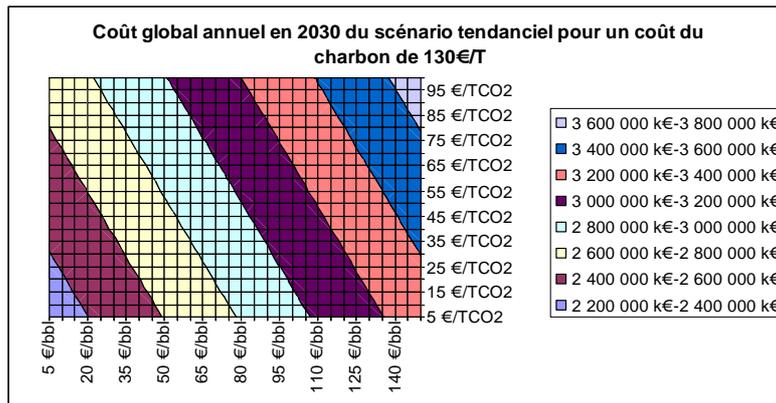


Figure 55: Coût global annuel en 2030 du scénario tendanciel en fonction du coût du pétrole et de CO2 pour un coût du charbon de 130€/T

Il apparaît ainsi que le coût global annuel du scénario tendanciel varie entre 2200 M€ et 3800 M€. Il existe donc une forte incertitude sur les coûts de l'énergie en maintenant les tendances actuelles.

Ce coût global varie peu en fonction des trois hypothèses de coût du charbon. Il s'agit en effet d'une variation de coût global de 36M€ entre les hypothèses 70€/T et 130€/T, soit entre 1% et 1,5% du coût global. Cela est dû à une faible participation globale du charbon au mix tendanciel.

La variation en fonction du pétrole est bien plus importante : de l'ordre de 1000 M€, soit entre 30 et 50% du coût global. Cela s'explique par une plage de simulation plus étendue mais aussi à une dépendance importante du scénario tendanciel aux produits pétroliers. Le scénario tendanciel prévoit donc une forte dépendance aux importations énergétiques

La variation en fonction du CO2 est de l'ordre de 360 M€, soit entre 10 et 15% du coût global. Cela s'explique par une plage de simulation étendue mais aussi à la dépendance quasi-totale du scénario tendanciel aux produits fossiles émetteurs de GES. Ainsi, le scénario tendanciel prévoit de fortes externalités environnementales.

Le scénario tendanciel se caractérise donc par une forte incertitude sur les coûts, par une forte dépendance aux importations ainsi que par de fortes externalités environnementales négatives.

VI-2.3 Coûts globaux du scénario STARTER

Les évaluations économiques du scénario STARTER font varier les paramètres coût du pétrole et coût du CO2. Elles sont indépendantes du coût du charbon puisque cette ressource n'est ni utilisée ni a de l'influence sur la production des ressources utilisées. Ces évaluations sont présentées dans les figures suivantes.

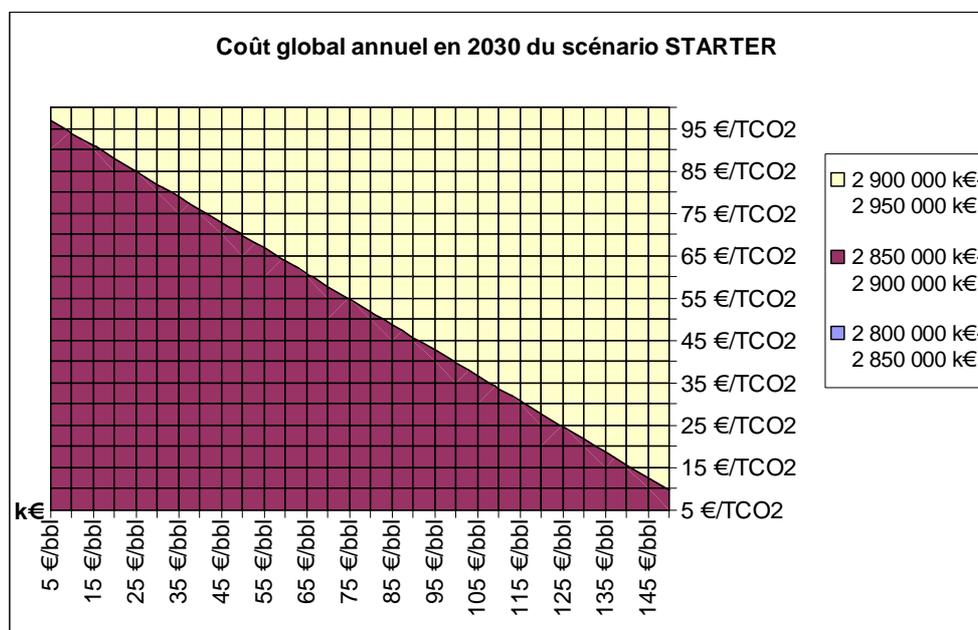


Figure 56: Coût global annuel en 2030 du scénario STARTER en fonction du coût du pétrole et de CO2

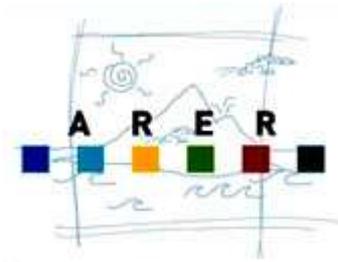
Il apparaît ainsi que le coût global annuel du scénario STARTER varie autour de 2900 M€ avec une variabilité de +/- 50 M€. Ces coûts sont estimatifs mais il est intéressant de constater qu'ils sont très peu variables. Cela est le cas car il a été supposé que les coûts des installations MDE et EnR étaient peu volatils.

Ce coût global ne varie pas en fonction des trois hypothèses de coût du charbon qui n'a aucune influence sur le coût des ressources et technologies utilisées.

La variation en fonction du pétrole est assez négligeable: de l'ordre de 50 M€, soit près de 1,5% du coût total. Cela s'explique par le fait que les produits pétroliers ne sont pas directement utilisés dans le scénario STARTER mais ils servent à la production agricole et influencent le coût de la bagasse. Le scénario tendanciel prévoit donc une forte indépendance aux importations énergétiques

La variation en fonction du CO2 est de l'ordre de 50 M€, soit près de 1,5% du coût global. Cela s'explique par le recours à des énergies renouvelables faiblement émettrices de GES. Ainsi, le scénario STARTER prévoit de faibles externalités environnementales.

Ainsi, le scénario STARTER, contrairement au tendanciel, se caractérise par une faible variabilité des coûts, par une forte indépendance aux importations ainsi que par des émissions de Gaz à Effet de Serre quasiment effacées.



VI-2.4 Différence des coûts globaux des scénarii STARTER et tendanciel

Les évaluations économiques précédentes permettent de calculer la différence de coûts entre les scénarii STARTER et tendanciel, en fonction des coûts du charbon, du pétrole et du CO2.

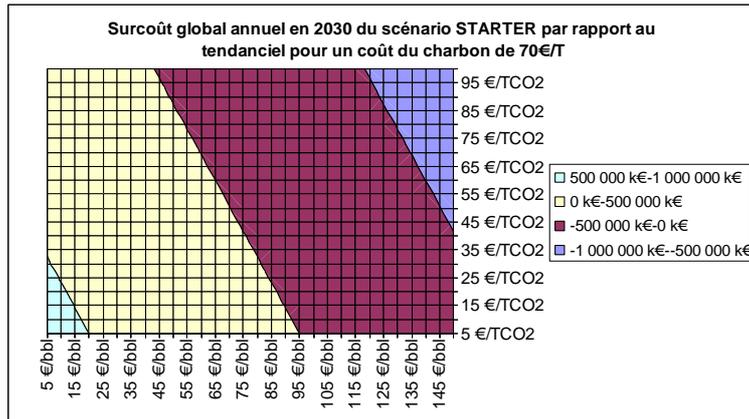
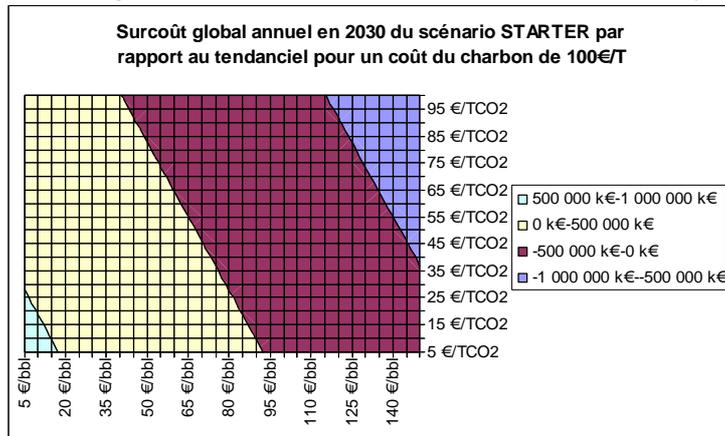


Figure 57: Différence de coûts globaux annuels 2030 entre STARTER et le tendanciel pour un charbon à 70€/T



Il apparaît ainsi que la différence de coût peut être négative comme positive donc que le scénario STARTER propose des coûts « similaires » à ceux du tendanciel. Cette différence de coûts est d'autant plus négative (STARTER moins cher que le tendanciel) que les coûts du charbon, du pétrole et du CO2 sont élevés.

En particulier, le cas suivant particulièrement vraisemblable en 2030 présente un équilibre des coûts entre les deux scénarii : **charbon à 70€/T, pétrole à 70€/bbl et GES à 50€/TCO2ég**

Nature	Poste	STARTER	Tendanciel	Ecart STARTER - tendanciel	Ecart en % du tendanciel
Consommation électrique	MDE Résidentiel	266 750 k€	193 189 k€	73 561 k€	38%
	MDE Tertiaire	92 233 k€	51 912 k€	40 321 k€	78%
	MDE Industrie	830 k€	0 k€	830 k€	
	MDE tot	359 813 k€	245 101 k€	114 712 k€	47%
Production électrique	Coût direct/an	464 404 k€	267 983 k€	196 421 k€	73%
	Coût direct/MWh	102 €/MWh	64 €/MWh	37 €/MWh	58%
	Emissions CO2/an	309 619 TCO2	1 945 363 TCO2	-1 635 745 TCO2	-84%
	Coûts globaux/an	479 885 k€	365 251 k€	114 634 k€	31%
	Coût global/MWh	105 €/MWh	88 €/MWh	17 €/MWh	20%
Transports hors production électrique	Coûts véhicules/an	1 913 758 k€	1 750 860 k€	162 898 k€	9%
	Coûts glob carbur/an	143 099 k€	532 688 k€	-389 589 k€	-73%
	Emissions CO2/an	130 051 TCO2	2 136 160 TCO2	-2 006 109 TCO2	-94%
	Coûts globaux/an	2 056 856 k€	2 283 548 k€	-226 692 k€	-10%
TOTAL	Coûts tot directs	2 874 570 k€	2 689 824 k€	184 747 k€	7%
	Coûts tot glob	2 896 554 k€	2 893 900 k€	2 654 k€	0%

Figure 60: Coûts et émissions des scénarii STARTER et tendanciel pour un charbon à 70€/T, un pétrole à 70€/bbl et les GES à 50€/TCO2ég

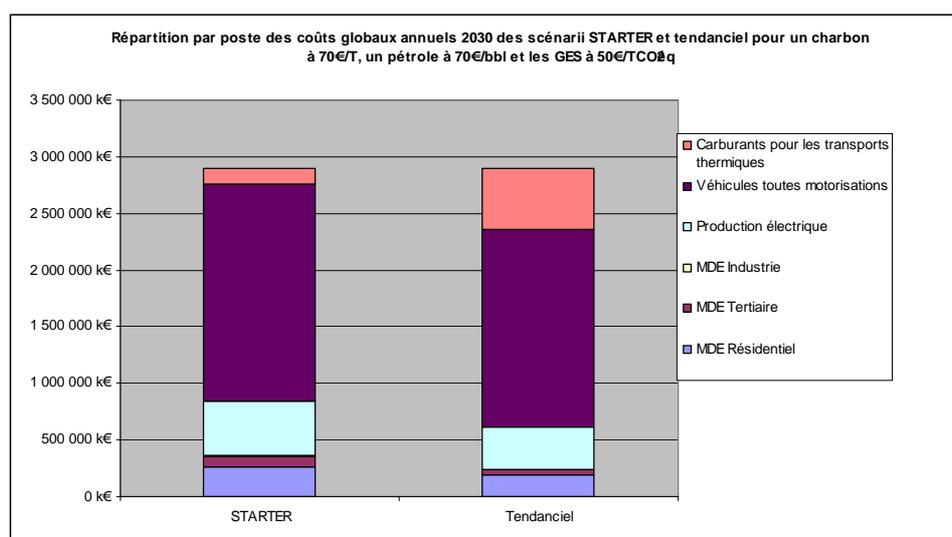
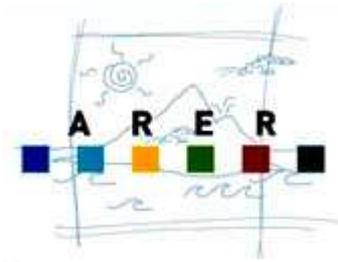


Figure 61: Répartition par poste des coûts globaux annuels 2030 STARTER et tendanciel pour un charbon à 70€/T, un pétrole à 70€/bbl et les GES à 50€/TCO2ég



Plusieurs conclusions fondamentales peuvent être tirées :

1 – Un avenir énergétique sobre et renouvelable est aussi bon marché qu'un avenir énergétique fossile

Un scénario énergétique sobre et renouvelable est économiquement aussi viable qu'un scénario énergétique basé sur le gaspillage d'une énergie fossile rare.

La différence en coût direct est seulement de 7% et la différence en coûts globaux est nulle.

2 – Un avenir énergétique sobre et renouvelable est plus sûr en termes de stabilité des prix qu'un avenir énergétique fossile

Un scénario énergétique sobre et renouvelable propose des coûts connus, maîtrisés et indépendant des fluctuations des ressources énergétiques mondiales et du contexte géopolitique mondial.

3 – Un avenir énergétique sobre et renouvelable est plus respectueux de l'environnement qu'un avenir énergétique fossile

Un scénario énergétique sobre et renouvelable n'émet quasiment pas de Gaz à Effet de Serre alors que le changement climatique mondial est essentiellement lié au recours aux énergies fossiles.

Un avenir énergétique sobre et renouvelable est donc un avenir énergétique durable, contrairement à un avenir énergétique basé sur le fossile.

La mise en œuvre d'un tel avenir énergétique nécessiterait l'internalisation des externalités liées au aux Gaz à Effet de Serre à hauteur d'environ 200 M€ annuels, ce qui correspond à une valorisation de la tonne de CO2 à 50€.

A ce propos, il faut rappeler les conclusions de plusieurs études économiques qui situent le coût du changement climatique à des valeurs similaires en 2030. Nous nous référons à la revue méthodologique et bibliographique réalisée par l'Agence Européenne de l'Environnement : European Environment Agency, *Climate change: the cost of inaction and the cost of adaptation*, 2007.

Au-delà, il est à noter la méthode de prise en compte utilisée en Grande Bretagne par les acteurs publics et définie par le Ministère de l'Environnement : Department for Environment, Food and Rural Affairs, *The Social Cost Of Carbon And The Shadow Price Of Carbon: What They Are, And How To Use Them In Economic Appraisal In The UK*, 2007. Cette méthode prévoit d'internaliser le coût du changement climatique à $25E_{2007}/TCO_2$ en 2007 avec une augmentation de 2% par an pour atteindre $40E_{2007}/TCO_2$ en 2030, soit respectivement $32E_{2007}/TCO_2$ et $60E_{2007}/TCO_2$ en 2007 et en 2030.