

VERS L'AUTONOMIE ENERGETIQUE EN ZONE NON INTERCONNECTEE A L'HORIZON 2030

**Synthèse d'étude
pour la Guadeloupe**

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 1505C0003

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par :

Artelia: David CHOTARD - Thibaut LEFILLATRE

Enerdata: Nicolas MAIRET

Ordecys: Frederic BABONNEAU - Alain HAURIE

Coordination technique - ADEME :

Stéphane BISCAGLIA

Direction/Service : Service Réseaux et Energies Renouvelables

Résumé

En complément de l'exercice de prospective énergétique réalisée en 2012 par l'ADEME « Visions 2030-2050 », de l'étude « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations » conduite sur le territoire métropolitain en 2015, et suite à la loi de transition énergétique fixant un objectif d'autonomie énergétique à 2030 aux Zones Non Interconnectées (ZNI), l'ADEME a souhaité traiter de manière approfondie les problématiques liées au développement massif d'énergies variables et météo-dépendantes sur ces territoires.

Dans un contexte insulaire ou faiblement interconnecté, pour lequel les coûts d'approvisionnement en électricité sont supérieurs à ceux de la métropole, et le plafond de puissance ENR variable sur le réseau électrique est déjà atteint, les enjeux induits par un développement massif des ENR électriques sur l'équilibre offre-demande et la stabilité du réseau sont en effet particulièrement importants.

L'objectif de la présente étude est donc d'évaluer les implications techniques, organisationnelles et économiques qu'aurait **un mix électrique très fortement renouvelable dans les Zones Non Interconnectées à l'horizon 2030**. Ces éléments pourront alors fournir un éclairage en vue des révisions des PPE.

Ce document qui traite de l'archipel de la Guadeloupe (Guadeloupe dite « continentale » et îles du Sud : La Désirade, Marie-Galante et Les Saintes) constitue la synthèse du rapport complet de l'étude disponible sur le site de l'ADEME. Après une courte description des éléments méthodologiques et des différents contextes de scénarisation, les principaux résultats sont présentés et commentés.

On montre ainsi que :

- **Un mix électrique 100% ENR est possible en Guadeloupe tout en satisfaisant l'ensemble de la demande électrique à tout instant – équilibre offre demande – moyennant un recours significatif à des capacités de stockage.**
- En cas de conversion en tout électrique des véhicules terrestres, la quasi-totalité des potentiels, définis comme accessibles, devraient alors être exploités, pointant ainsi la fragilité d'une telle situation qui implique **un important travail multisectoriel de maîtrise de la demande d'énergie**
- Quel que soit le scénario étudié, **le rôle de production de base des centrales diesel est fortement réduit à partir de 2025**, et ce, y compris en intégrant les services réseaux qu'elles assurent. Elles sont en partie conservées à titre de réserve et ne contribuent à la production que pour quelques heures par an dans les scénarios « Tendanciel » et « Avantage thermique ».
- Le potentiel ENR de l'archipel de la Guadeloupe permettrait de couvrir une part importante de la demande d'énergie par de la production contrôlable dès que les technologies associées aux filières ENR correspondantes pourront être déployées. Néanmoins, la part des énergies variables, éolienne et photovoltaïque dans le mix reste significative quel que soit le scénario. De ce fait, une adaptation rapide des équipements de régulation du réseau électrique devra être prévue afin d'intégrer ces nouveaux moyens de production décentralisés.
- **Par rapport à la situation actuelle, les scénarios à fort taux d'ENR s'accompagnent d'une baisse des coûts (LCOE moyen du parc) de l'énergie produite.**
- **Testé sur trois points de fonctionnement délicats, un tel système électrique peut rester stable face à des incidents significatifs.** Néanmoins, en raison des hypothèses simplificatrices prises pour la modélisation du réseau, ce résultat, bien qu'encourageant, ne permet pas de conclure à une stabilité et une sécurité assurée sur le système réel dans toutes les conditions de fonctionnement.

Table des matières

Résumé	3
Table des matières.....	4
Préambule	5
1. Apports et limites de l'étude	5
2. Méthodologie générale du projet.....	6
2.1. Outil d'optimisation ETEM-GR	6
2.2. Modèle électrotechnique PowerFactory.....	7
3. Elaboration des scénarios prospectifs.....	7
3.1. Importations de ressources énergétiques.....	8
3.2. Prix des énergies importées et taxes carbonees	8
3.3. Facteurs d'émission de CO2.....	9
3.4. Evolution de la demande et mobilité électrique	9
3.5. Stockage d'énergie	9
3.6. Projections des coûts	10
4. Evaluation de la demande électrique.	11
4.1. Reconstitution de la demande d'électricité	11
4.2. Reconstitution de la courbe de charge et de sa composition	11
5. Evaluation des potentiels ENR.....	12
6. Résultats des optimisations.....	14
6.1. Analyse des scénarios par filière de production	16
6.2. Bilan des émissions directes de GES de la production d'électricité	17
7. Etudes statiques et dynamiques du fonctionnement du système électrique	18
7.1. Choix des points de fonctionnement.....	18
7.2. Etudes statiques.....	18
7.3. Etudes dynamiques.....	19
8. Analyse économique.....	20
8.1. Définition des coûts.....	20
8.2. Résultats économiques.....	21
8.3. Comparaison des scénarios	26
9. Conclusions	28
Sigles et acronymes	30

Préambule

En complément des différentes études de prospective énergétique déjà réalisées par l'ADEME sur le territoire continental, « Visions 2030-2050 », « Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations », « trajectoires d'évolution du mix électrique 2020-2060 » et en totale cohérence avec la loi de transition énergétique fixant un objectif d'autonomie énergétique à 2030 aux Zones Non Interconnectées (ZNI), l'ADEME a souhaité traiter de manière approfondie les problématiques liées au développement massif d'énergies renouvelables dans les principales ZNI françaises.

L'objectif de la présente étude est donc de quantifier les implications techniques, organisationnelles et économiques qu'aurait **un mix électrique très fortement renouvelable dans les territoires non interconnectés à l'horizon 2030**.

Ce travail est complété par trois autres études « Analyse de la problématique MDE en ZNI en vue de la révision des PPE », « Analyse de la problématique transport en ZNI », « Analyse des Impacts prévisibles sur l'activité et l'emploi dans le cadre de l'objectif d'autonomie énergétique en ZNI en vue de la révision des PPE » traitant plus spécifiquement de la maîtrise de la demande en lien avec les Cadres Territoriaux de Compensation, de la mobilité en ZNI et enfin de l'impact socio-économique de la transition énergétique en ZNI.

Ce document qui traite du territoire de la Guadeloupe constitue la synthèse du rapport complet de l'étude disponible sur le site de l'ADEME. Après une courte description des éléments méthodologiques et des différents contextes de scénarisation, les principaux résultats sont présentés et commentés.

Le lecteur souhaitant avoir une connaissance détaillée des travaux trouvera l'ensemble des éléments dans le rapport complet.

1. Apports et limites de l'étude

Comme dans tout travail prospectif, des hypothèses d'évolution de certains paramètres structurants ont dû être prises. Bien que l'on se soit attaché à tester la sensibilité de ces paramètres au travers des différents scénarios simulés, les cas étudiés ne peuvent prétendre couvrir l'ensemble des possibles et moins encore définir la politique énergétique du territoire. Ils apportent cependant une vision quantitative et robuste de ce qu'il est possible de faire et dans quelles conditions.

A défaut de données et moyens suffisants, la modélisation du réseau de distribution n'a pu être effectuée. Ce point peut avoir un impact significatif sur les coûts de développement du parc ainsi que sur la stabilité et la protection du système. Les coûts calculés ne représentent donc qu'une partie de celui qu'aura la transition énergétique. Une telle évaluation relève d'une part, d'un travail technique encore plus approfondi, d'autre part, d'une approche économique plus englobante qui comptabilise à la fois les coûts et les bénéfices socio-économiques de la transition énergétique d'un territoire.

En raison de limites calculatoires, l'optimisation des parcs de production s'est faite sur des données représentatives de situations réelles standard qui ne comportent pas, à l'échelle de l'île, d'évènements ponctuels tels que des périodes de plusieurs jours à faible ensoleillement. Ce point déjà pris en compte pour les territoires de Mayotte, Guyane et Corse, fera l'objet d'un approfondissement pour la Guadeloupe, la Martinique et La Réunion.

Dans les études de stabilité dynamique du système électrique, bien que les résultats de simulation au niveau du réseau de transport tendent à montrer qu'il est possible de faire fonctionner un système à très fort taux de production renouvelable, le petit nombre de cas testés ne permet pas de conclure aujourd'hui à une stabilité assurée dans tous les cas envisageables.

Dans un exercice qui visait en premier lieu à tester la faisabilité technique d'un système électrique fortement renouvelable, aucune contrainte sur les dynamiques de déploiement des différentes filières technologiques n'a été introduite. Les résultats sont donc à interpréter, comme des objectifs atteignables d'un point de vue technique. La prise en compte de contraintes locales externes au

périmètre de l'optimisation peut, par ailleurs, amener à décaler ces objectifs dans le temps afin de les rendre compatibles avec les dynamiques de déploiement réalisables sur le terrain.

2. Méthodologie générale du projet

L'étude s'articule en trois grandes étapes :

- La compilation de l'ensemble des données et la mise au point des règles de simulation ;
- L'optimisation et simulation du système électrique ;
- L'analyse des impacts technico-économique.

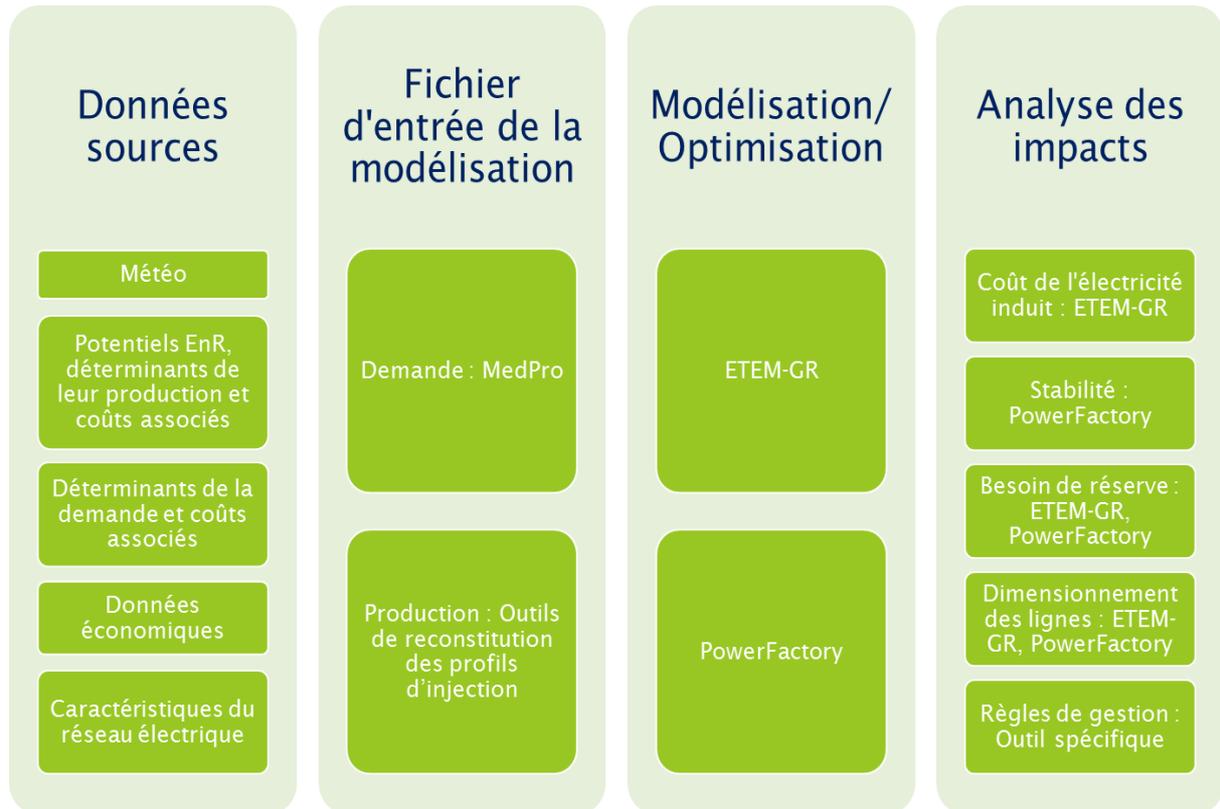


Figure 1 – Méthodologie suivie pour l'étude

2.1. Outil d'optimisation ETEM-GR

A partir d'une représentation fidèle du système énergétique initial, d'un scénario d'évolution des prix des énergies importées, d'un scénario d'évolution de la demande et d'une base de données technologiques dans laquelle le modèle puise pour construire le parc optimal, ETEM-GR fournit l'ensemble des informations indiquées dans la figure ci-dessous colonne de droite.

Le réseau électrique simulé est le réseau de transport d'électricité (HTB). L'ensemble des charges et injections électriques sur une portion du réseau de distribution sont agrégées au niveau du poste source électrique concerné.

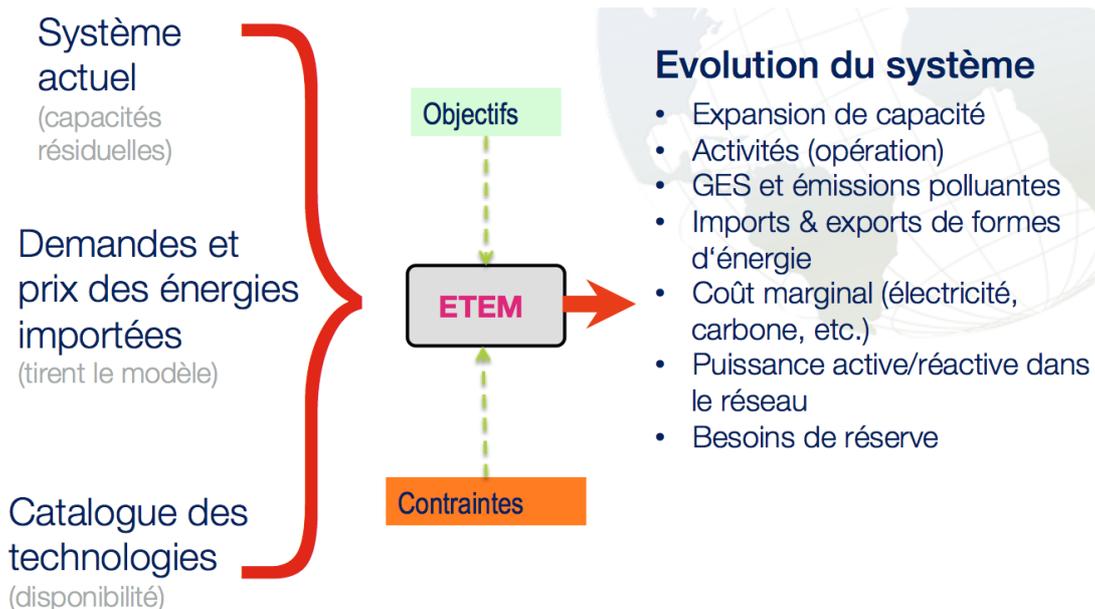


Figure 2 – Schéma d'utilisation du modèle ETEM

2.2. Modèle électrotechnique PowerFactory

Il s'agit, au vu des données disponibles, d'une modélisation la plus réaliste possible du système permettant de vérifier que l'ensemble des grandeurs caractéristiques du fonctionnement (fréquence, tension, courant, etc...) restent dans les limites admissibles.

Pour chaque scénario prospectif, trois points de fonctionnement sont choisis parmi les résultats de l'optimisation du mix énergétique. Ces points de fonctionnement correspondent à des situations particulièrement contraignantes pour le respect des limites de fonctionnement statiques du réseau et/ou de stabilité transitoire du système électrique.

Les études statiques permettent de déterminer la répartition de la puissance produite sur le réseau et d'identifier les conséquences de cette répartition sur les grandeurs électriques du réseau.

Les études dynamiques analysent les transitoires du système dans le but de vérifier la stabilité asymptotique des variables électromécaniques suite à des perturbations majeures.

3. Elaboration des scénarios prospectifs

Un ensemble de cinq scénarios prospectifs, construits de façon à couvrir un large éventail du champ des possibles a été étudié. Un des objectifs était de quantifier l'effet des différentes contraintes existantes sur le développement des énergies renouvelables. Pour cela, les scénarios sont définis de façon à relâcher graduellement certaines d'entre elles, hors contraintes physiques. De plus, pour l'ensemble des scénarios, les nouvelles capacités de production doivent être renouvelables.

Un scénario pour lequel aucun objectif de pénétration des ENR n'est fixé permet d'anticiper leur développement spontané. Cette approche a été retenue pour les scénarios « Tendanciel », « Avantage thermique » et « Avantage technologique » de façon à disposer d'une estimation du niveau de pénétration des ENR vers lequel le système se dirige « naturellement ».

Le scénario dit « **Tendanciel** », est considéré comme le scénario de référence, dont l'objectif est d'identifier le mix énergétique optimum – sur les critères technico-économiques – à 2030, dans un contexte découlant des orientations et contraintes actuelles.

Le scénario « **Avantage thermique** » présente un contexte économique favorable aux énergies conventionnelles accompagné de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande énergétique.

Le troisième scénario, dit « **Avantage technologique** », qui se place dans un contexte technique optimiste, permet notamment un accès précoce à de nouvelles technologies de production d'énergie renouvelable et une meilleure diffusion des technologies de maîtrise de la consommation d'énergie.

A l'inverse, un scénario pour lequel un objectif est fixé (ici 100% ENR hors importations) force le modèle à remplacer l'ensemble des moyens conventionnels de production d'électricité conventionnels par des moyens utilisant des énergies renouvelables. Le modèle permet alors de disposer du mix de production ENR optimisé économiquement et d'évaluer l'impact de cet objectif. Cette approche a été retenue pour les scénarios « Tous feux verts », et « Vers l'autonomie énergétique ».

Le scénario « **Tous feux verts** », libère en outre les contraintes réglementaires et sociales non réductibles et force l'atteinte d'un mix électrique 100% ENR local à l'horizon 2030.

Le scénario « **Vers l'autonomie énergétique** » vise un objectif plus fort d'autonomie énergétique et intègre la conversion totale du parc des véhicules particuliers (VP) et utilitaires légers (VUL) en véhicules électriques.

3.1. Importations de ressources énergétiques

Bien qu'elles soient renouvelables, les ressources importées n'améliorent pas l'autonomie énergétique de l'île. Une distinction est donc faite entre les énergies renouvelables locales et celles importées. Les importations de biomasse sont retenues pour les scénarios : « Tendanciel », « Avantage thermique » et « Avantage technologique » mais sont exclues des scénarios « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie ». Cette exclusion a pour effet de réduire significativement ce potentiel.

Remarque : Le comité de pilotage de l'étude a considéré que les importations d'électricité d'origine géothermique provenant de l'île voisine de la Dominique ne doivent pas être concernées par cette limite. Les scénarios « Avantage technologique », « Tous Feux verts » et « Vers l'autonomie » disposent donc, à partir de 2030, de ce potentiel évalué à 40 MW.

3.2. Prix des énergies importées et taxes carbone

Les prix des énergies fossiles importées sont calés sur les scénarios AIE augmentés d'une taxe carbone. Les prix des ressources renouvelables importées (biomasse) n'étant pas intégrés dans des marchés mondiaux de même ampleur que les énergies fossiles, les prix de ces ressources sur les marchés internationaux ne sont pas connus, mais sont négociés en bilatéral entre les acteurs locaux. De plus, les filières d'importation sont à créer. En première approche, l'hypothèse retenue est la suivante : **Les prix de la biomasse importée en €/kWhPCI seront égaux à ceux du charbon du scénario « Tous feux verts » en 2025 augmentés de la taxe carbone.** Cette valeur est retenue pour tous les scénarios et prise constante sur la période 2015 – 2030.

La taxe carbone est fixée à 20€/tCO₂ en 2015. Trois jeux de projection de cette taxe à 2030 ont été retenus. Le premier, calé sur un objectif de 100€/tCO₂ à 2030 est appliqué aux scénarios « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie énergétique », conformément à la loi de transition énergétique, soit une croissance de l'ordre de 5,3 €/tCO₂.an).

Le second, appliqué aux scénarios « Tendanciel » et « Avantage technologique », s'appuie sur une croissance deux fois plus faible de la taxe carbone, soit 2,7 €/tCO₂.an).

Enfin, le troisième, appliqué au scénario « Avantage thermique » s'appuie sur une croissance très faible de la taxe carbone, moitié de celle du scénario « Tendanciel », soit 1,3 €/tCO₂.an).

3.3. Facteurs d'émission de CO2

Le bilan d'émission de GES est construit sur le périmètre des émissions directes induites par la production d'électricité des ressources non renouvelables. Une analyse complémentaire tenant compte de l'ensemble du cycle de vie des différentes filières de production d'électricité permettrait d'avoir un bilan plus exhaustif. Les facteurs d'émission retenus sont les suivants :

- Fioul, diesel : 627 gCO₂/kWh_e
- Charbon : 1323 gCO₂/kWh_e

3.4. Evolution de la demande et mobilité électrique

Les trajectoires d'évolution de la demande d'électricité (hors véhicules électriques) s'appuient sur les scénarios décrits dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie de la Guadeloupe. Ces trajectoires ont toutefois été modifiées pour tenir compte du nouveau contexte démographique.

Les scénarios « Tendancier » et « Avantage thermique » reposent sur la trajectoire Référence MDE : la demande d'électricité atteint 1 970 GWh à l'horizon 2030 (+0,8%/an entre 2015 et 2030). Pour ces deux scénarios, la part des véhicules électriques atteint 25% des ventes en 2030. A cet horizon, le parc est alors composé de 12,5% de véhicules électriques (VP et VUL) dont un quart bénéficie de la charge pilotée.

Les scénarios « Avantage technologique », « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie énergétique » s'appuient sur la trajectoire MDE renforcée pour laquelle la demande d'électricité reste stable entre 2015 et 2030 à 1 750 GWh, soit 11% de moins que la trajectoire Référence MDE. Pour les deux premiers scénarios la part des ventes en véhicules électriques atteint 50% en 2030 soit un parc VP/VUL comprenant 24,6% de VE dont la moitié fait l'objet d'une charge pilotable. Hypothèse « aux limites », le scénario « Vers l'autonomie énergétique » considère un parc 100% VE en 2030 dont 50% est pilotable en charge. Cette hypothèse peu réaliste à l'horizon 2030, est prise dans le but de tester la faisabilité de l'autonomie énergétique totale du territoire.

3.5. Stockage d'énergie

Les besoins de stockage sont répartis selon trois catégories en fonction des constantes de temps nécessaires :

1. Stockage à moyen et long terme - hebdomadaire ou saisonnier - d'énergie,
2. Réserve primaire et secondaire, à l'échelle de quelques secondes à quelques minutes
 - couverture de l'aléa associé à la production variable de certaines filières renouvelables - lissage, à l'échelle d'une journée,
 - couverture de l'aléa associé à la demande électrique par rapport à la valeur moyenne, en particulier pour la pointe électrique, à l'échelle de quelques heures,
3. Stockage sous forme d'énergie cinétique liée à l'inertie des masses tournantes, à l'échelle de quelques millisecondes.

3.6. Projections des coûts

Le graphique suivant illustre de façon synthétique les projections des coûts des technologies, calculées sur la base des conditions moyennes de fonctionnement sur l'archipel de la Guadeloupe.

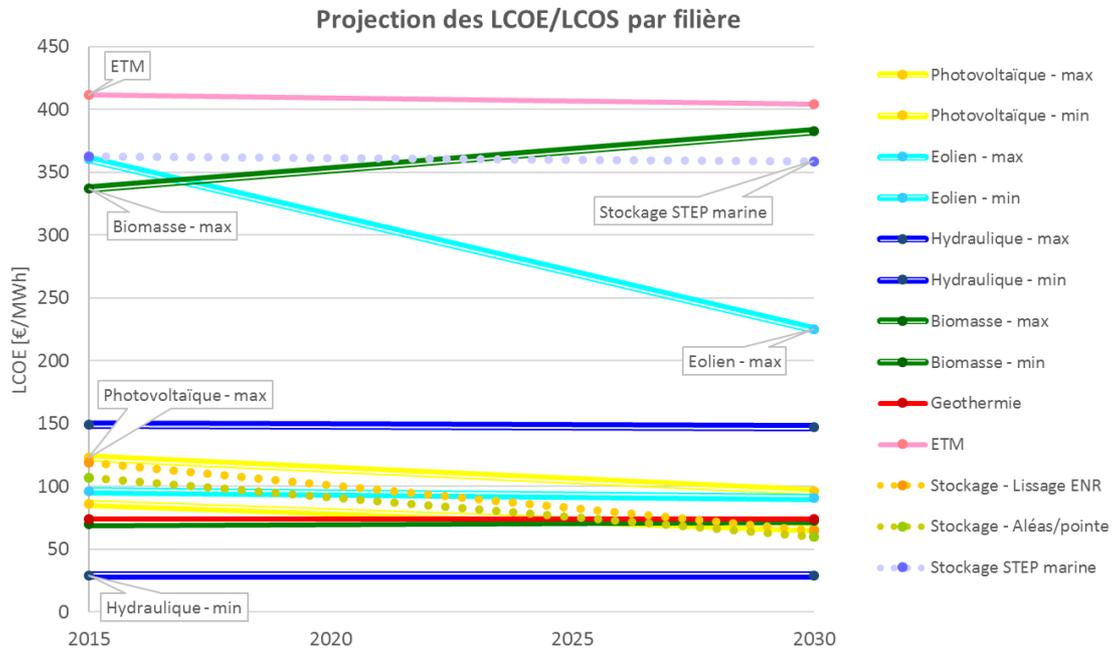


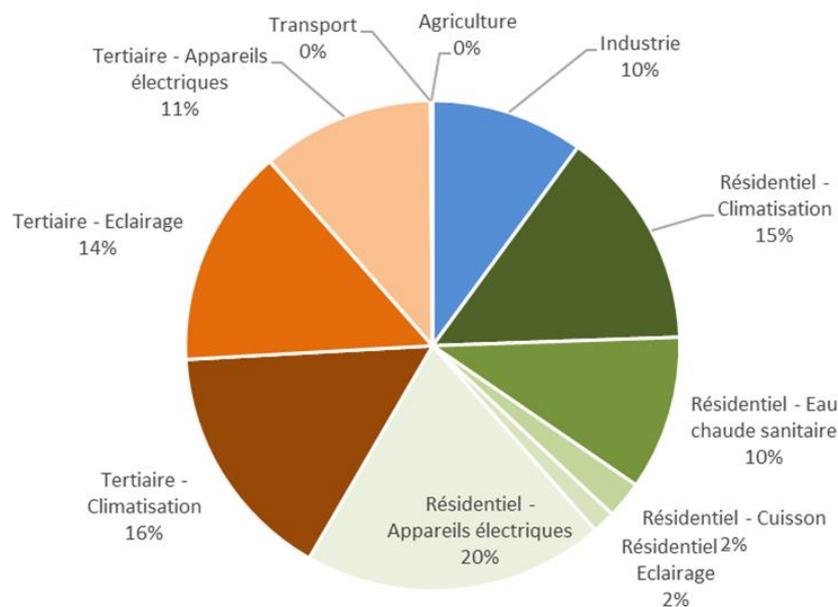
Figure 3 – Projection des LCOE et LCOS moyens sur l'archipel de la Guadeloupe selon les technologies

Les coûts d'investissements (CAPEX) sont issus de la littérature et du retour d'expérience. Ils sont majorés de 20% afin de tenir compte du contexte insulaire. Les enveloppes min et max des LCOE/LCOS qui intègrent les coûts d'exploitation (OPEX) correspondent aux coûts observés en fonction des conditions d'usage sur les différents postes sources de l'île.

4. Evaluation de la demande électrique.

4.1. Reconstitution de la demande d'électricité

Les données disponibles permettent d'obtenir la désagrégation suivante au niveau de l'île:



Sources : OREC, PRERURE, EDF, traitement Enerdata

Figure 4 – Reconstitution de la demande d'électricité de la Guadeloupe par secteur et par usage en 2015

4.2. Reconstitution de la courbe de charge et de sa composition

A partir de la courbe de charge annuelle au pas horaire, les profils de courbe de charge correspondant à différents jours-types sont reconstitués.

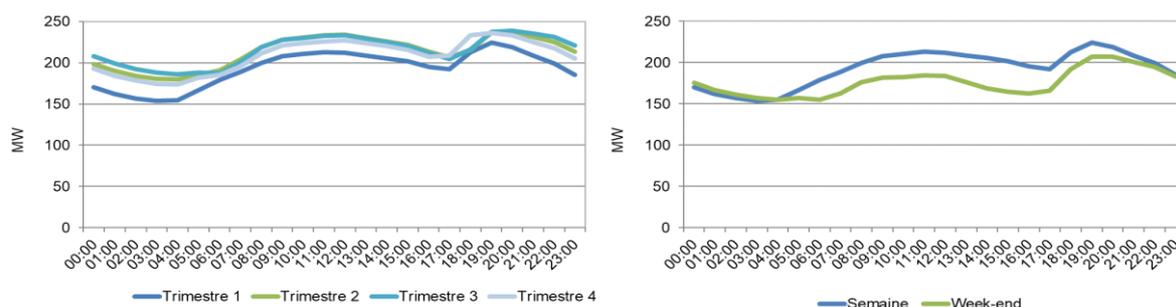
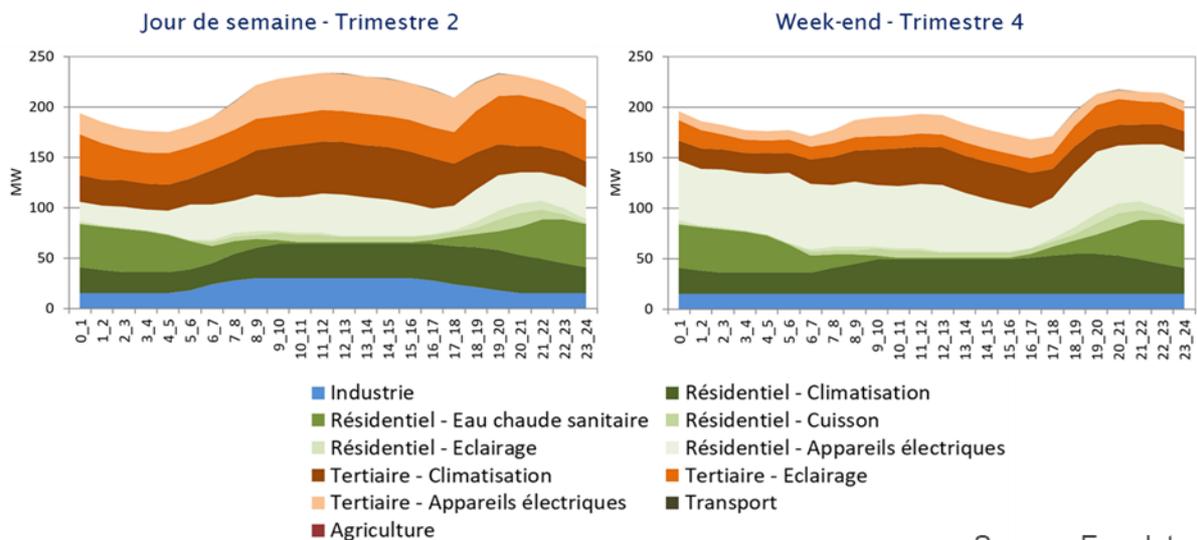


Figure 5 – Courbes de charge 2015 : a) selon le trimestre (jour de semaine) – b) selon le type de jour (trimestre 1)

Source : EDF, traitement Enerdata

Huit journées-types sont construites permettant de distinguer la saison et le jour de la semaine. En raison d'une faible saisonnalité, l'effet semaine/week-end est ici prépondérant. Ces courbes journalières sont ensuite décomposées par usage afin de permettre l'activation de flexibilité sur la demande (usages non prioritaires, véhicules électriques, etc...).



Source : Enerdata

Figure 6 – Résultats de la reconstitution de la courbe de charge journalière pour un jour de semaine au trimestre 2 et pour un week-end du trimestre 4

Le parc de véhicules électriques et donc la demande associée résultent des hypothèses mentionnées plus haut.

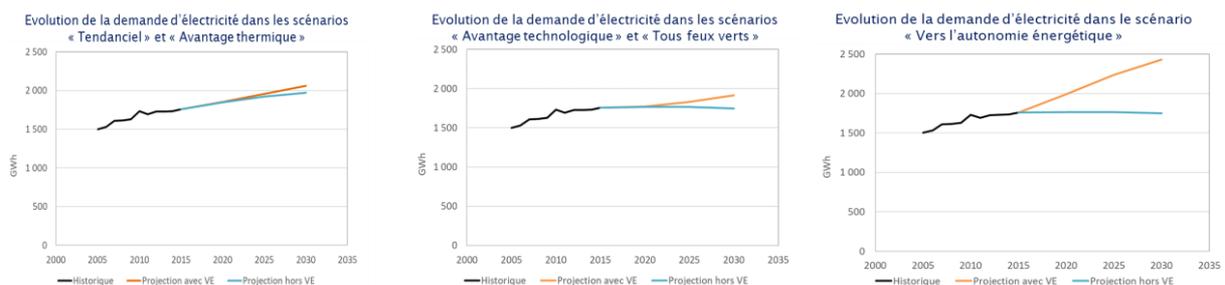


Figure 7 – Impact des véhicules électriques sur l'évolution de la demande d'électricité

5. Evaluation des potentiels ENR

L'évaluation des potentiels de chaque filière de production renouvelable a fait l'objet d'une approche rigoureuse conduite pendant la première phase de l'étude et validée par le Comité de Pilotage Stratégique local.

D'une façon générale, dans une démarche volontairement conservatrice, l'ensemble des contraintes existantes ont été maintenues : Espaces naturels protégés, Parcs Nationaux, loi littoral, espace d'exclusion éolien, conflits d'usage, changement d'affectation des sols et retour au sol, etc. En raison de son faible impact, seule la filière hydraulique a fait l'objet d'une ouverture de potentiel du niveau « normalement mobilisable » (aucune contrainte particulière) à « mobilisable sous conditions strictes » pour les scénarios « Tous Feux Verts » et « Autonomie ».

La Guadeloupe disposait fin 2015 d'une capacité installée de 570 MW dont 138 MW de sources renouvelables. A 2030, le parc résiduel est estimé à près de 450 MW, dont 114 MW de sources renouvelables. Sur cette puissance renouvelable, près de 60% sera d'origine photovoltaïque.

Un potentiel additionnel de près de 1,4 GW électrique a été identifié dont près de 70% s'appuie sur la ressource solaire, suivi de l'éolien, puis pour moins de 10% par filière, la biomasse/bagasse, l'hydraulique, et la géothermie.

L'addition des puissances existantes et des potentiels additionnels donne une capacité totale potentiellement disponible à 2030 de 1,5 GW hors importation et installations résiduelles non renouvelables, dont plus des 2 tiers s'appuie sur le photovoltaïque, suivi par l'éolien la biomasse/déchet/bagasse (10% chacun) puis l'hydraulique et la géothermie pour moins de 5% chacun.

Distribution des capacités ENR totales potentielles 2030

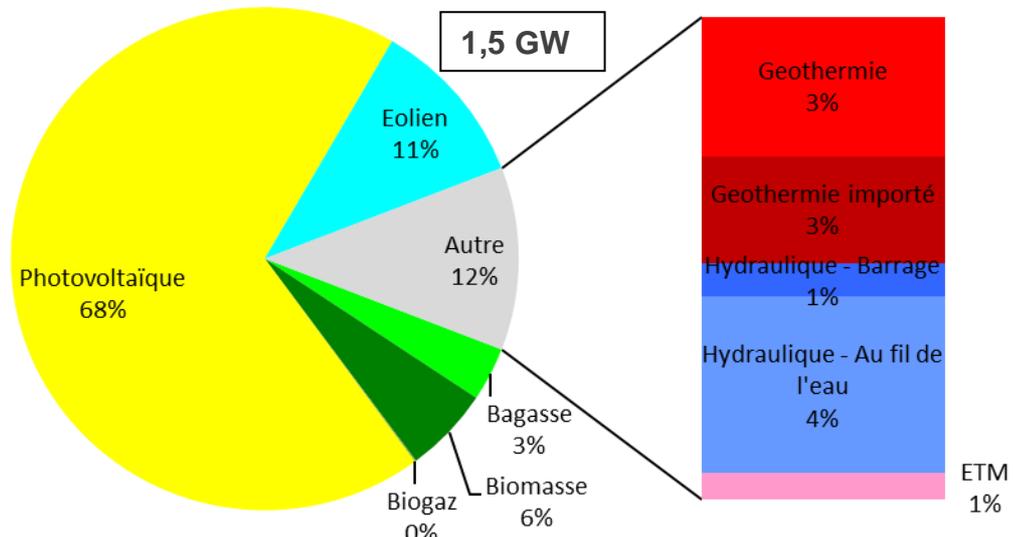


Figure 8 – Répartition des capacités ENR potentiellement disponibles à 2030 par filière (hors importations)

Bien que le photovoltaïque représente plus des deux tiers du potentiel ENR global, la diversification du potentiel restant offre des bonnes conditions pour l'optimisation du parc de production.

La distribution de ces ressources par poste source est illustrée ci-après :

Capacités ENR totales potentielles par poste source à 2030

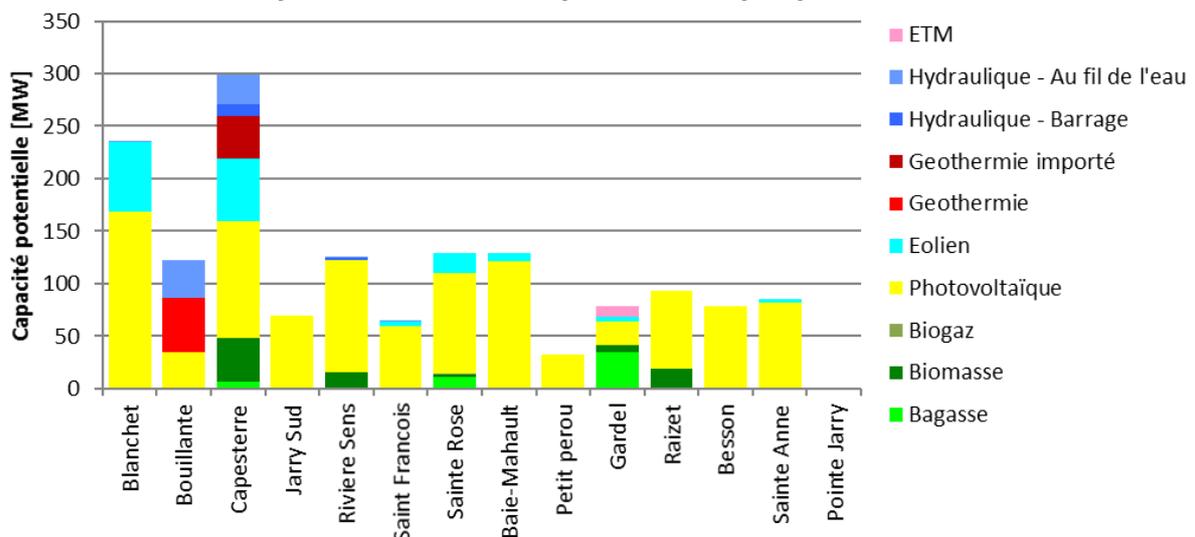


Figure 9 – Répartition des capacités ENR potentiellement disponibles à 2030 par poste source

Le graphe ci-dessus fait apparaître une bonne répartition géographique des différents potentiels ENR gage d'un faible besoin de renforcement sur le réseau de transport.

6. Résultats des optimisations

Les tableaux et graphes ci-après récapitulent les principaux résultats des optimisations. Le premier tableau présente l'ensemble des paramètres de scénarisation. En gras et en rouge apparaissent les différences permettant de contraster les scénarios. Le second tableau donne une vision chiffrée des principaux résultats d'optimisation. Les graphes permettent une comparaison des parcs et des mix de production. Rappelons également les différences fondamentales portées par les deux derniers scénarios « Tous Feux Vert » et « Vers l'autonomie », à savoir, l'absence d'importation et l'objectif fixé de 100% ENR.

	Tendanciel	Avantage thermique	Avantage technologie	Tous feux verts	Vers l'autonomie énergétique
Eléments de contexte					
Objectif EnR	Optimisé	Optimisé	Optimisé	100%	100%
Cours du pétrole	Current policies	New policies	New policies	450 Scénario	450 Scénario
Taxe carbone - 2030 [€/tonne CO2]	60	40	60	100	100
Evolution de la demande (Ref. PPE)	MDE Standard	MDE Standard	MDE Renforcée	MDE Renforcée	MDE Renforcée
VE dynamique de pénétration [% des ventes 2030]	25%	25%	50%	50%	100%*
VE - part pilotable [% du parc]	25%	25%	50%	50%	50%
Potentiels ENR additionnels maximum à 2030					
Photovoltaïque [MW]	602	602	988	988	988
Eolien [MW]	116	116	166	166	166
Eolien surtoilé	Non	2030	2020	2020	2020
Eolien offshore	Non	Non	2030	2030	2030
Hydraulique [MW]	8	8	8	69	69
Hydraulique - sous condition strictes	Non	Non	Non	2020	2020
Hydraulique - difficilement mobilisable	Non	Non	Non	Non	Non
Hydraulique - STEP marine	Non	2030	2030	2030	2030
Biomasse [MW]	173	173	173	117	117
Biomasse - importations	Oui	Oui	Oui	Non	Non
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]**	50%	50%	50%	100%	100%
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]	0%	0%	0%	0%	0%
Géothermie [MW]	37.8	37.8	77.8	77.8	77.8
Géothermie - année de disponibilité	2030	2030	2025	2025	2025
ETM - année de disponibilité	Non	2025	2025	2025	2025

Tableau 1 – Synthèse du paramétrage des scénarios étudiés

*Dans ce cas particulier il s'agit de 100% du parc ; **Ces valeurs ne concernent que les terres mécanisables

2030	Tendanciel	Avantage Thermique	Avantage Technologique	Tous Feux Verts	Vers l'autonomie énergétique
Demande totale (GWh)	1741	1741	1566	1566	2078
Dont VE (GWh)	73	73	144	144	584
Taux d'ENR	100%	100%	100%	100%	100%
Dont imports biomasse	13%	9%	3%	0%	0%
Parc ENR (MW)	664	537	577	481	587
Dont ENR variable	497	369	379	189	283
Stockage (MW)	253	161	126	94	193
Dont stockage 2h	76	10	4	66	131
Dont stockage 4h	177	151	122	28	62
Renforcements (MW)	8	27	0	0	15.7

Tableau 2 – Principaux résultats des optimisations pour les cinq scénarios

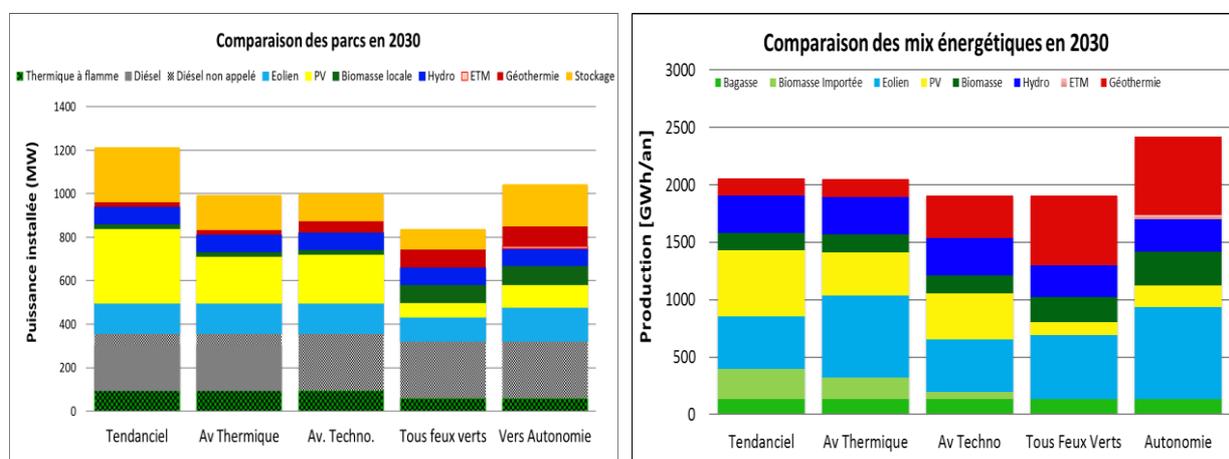


Figure 10 – Comparaison des moyens de production et des mix énergétiques en 2030

Les résultats mettent en évidence les éléments suivants :

- Malgré des hypothèses conservatrices, la substitution progressive et totale du charbon, par des importations de biomasse, conduit dans tous les cas étudiés à des mix 100% renouvelables. Ces importations représentent un maximum de 13% du mix pour le scénario tendanciel.
- Quel que soit le scénario, les résultats montrent des mix bien diversifiés, gages d'un bon équilibre entre les différents moyens de production. Dans les scénarios à faible potentiel géothermique, les ENR variables associées au stockage (photovoltaïque, éolien) pénètrent de façon significative.
- A puissance installée égale, le meilleur facteur de charge de l'éolien cyclonique surtoilé, disponible en 2030 pour le scénario « Avantage thermique » permet à ce dernier de substituer ce type d'énergie au photovoltaïque associé à du stockage mis en œuvre dans le scénario « Tendanciel ».
- Comme mentionné dans l'évaluation des potentiels, un bon gisement en ENR garantie (Biomasse, géothermie, hydro) permet de contenir les besoins de stockage sur l'ensemble des scénarios. Le scénario « Tous feux verts » tire pleinement bénéfice de cette situation et présente le parc le plus réduit.
- En l'absence d'importation de biomasse, la géothermie locale et celle en provenance de la Dominique permettent l'atteinte de l'objectif 100% ENR des scénarios « Tous feux vert » et « Vers l'autonomie » sans nécessiter un important déploiement de PV associé à du stockage.

6.1. Analyse des scénarios par filière de production

Cette partie analyse les conséquences des scénarios pour chaque filière sur les principaux indicateurs techniques que sont les potentiels disponibles, les capacités installées et la production d'énergie associée.

Le tableau ci-dessous détaille en gras les capacités installées par filière (MW) pour chacun des scénarios et indique entre parenthèses le taux de mobilisation du potentiel disponible pour la filière. Les valeurs indiquées sont les capacités installées en 2030. Elles incluent donc le parc existant aujourd'hui encore en service à 2030 et le parc additionnel mis en service entre 2015 et 2030.

Capacité ENR installée [MW] (% du potentiel)	Référence 2015	Tendancier	Avantage Therm.	Avantage Techno.	Tous Feux Verts	Vers l'autonomie
Bagasse	60 (100%)	60 (100%)	60 (100%)	60 (100%)	60 (100%)	60 (100%)
Biomasse Importée	0 (0%)	34 (100%)	34 (100%)	34 (100%)	0 (0%)	0 (0%)
Biomasse Locale	0 (0%)	20 (24%)	20 (24%)	20 (24%)	83 (97%)	86 (100%)
PV	67 (6%)	344 (33%)	226 (21%)	216 (20%)	67 (6%)	106 (10%)
Eolien	24 (17%)	140 (100%)	140 (100%)	140 (100%)	109 (78%)	140 (100%)
Eolien offshore	0 (0%)	-	-	0 (0%)	0 (0%)	14 (28%)
Géothermie locale	15 (68%)	22 (100%)	22 (100%)	52 (100%)	52 (100%)	52 (100%)
Géothermie importée	0 (0%)	-	-	0 (0%)	31 (79%)	40 (100%)
Hydro	10 (16%)	79 (100%)	79 (100%)	79 (100%)	79 (100%)	79 (100%)
ETM	0 (0%)	-	-	0 (0%)	0 (0%)	10 (100%)
Total ENR	176	664	537	577	481	587

Tableau 3 – Capacités ENR installées en 2030 selon les scénarios et taux d'exploitation des potentiels

- En raison d'un coût élevé, l'éolien offshore et l'ETM ne sont utilisés que dans le scénario « Vers l'Autonomie Energétique » et seulement après 2025.
- L'hydro et la géothermie locale sont toujours installées au maximum des potentiels alors que la géothermie importée intervient dans les deux scénarios 100% uniquement.
- Dans les deux scénarios 100% ENR, le solaire est moins développé au profit de technologies moins intermittentes qui ne nécessitent pas ou peu de stockage (géothermie, biomasse, éolien).

6.2. Bilan des émissions directes de GES de la production d'électricité

Les facteurs d'émission retenus pour la production d'électricité à partir de combustibles fossiles sont les suivants :

- Fioul, diesel : 627 gCO₂/kWh
- Charbon : 1323 gCO₂/kWh

Le bilan ne concerne que les émissions directes liées à la seule combustion de la ressource stockée. Ce périmètre, qui n'intègre ni la production, ni le transport, conduit donc à un bilan nul pour la biomasse. Par ailleurs, le bilan ne tient pas compte des émissions évitées dans le secteur des transports par le déploiement des véhicules électriques en substitution des véhicules thermiques.

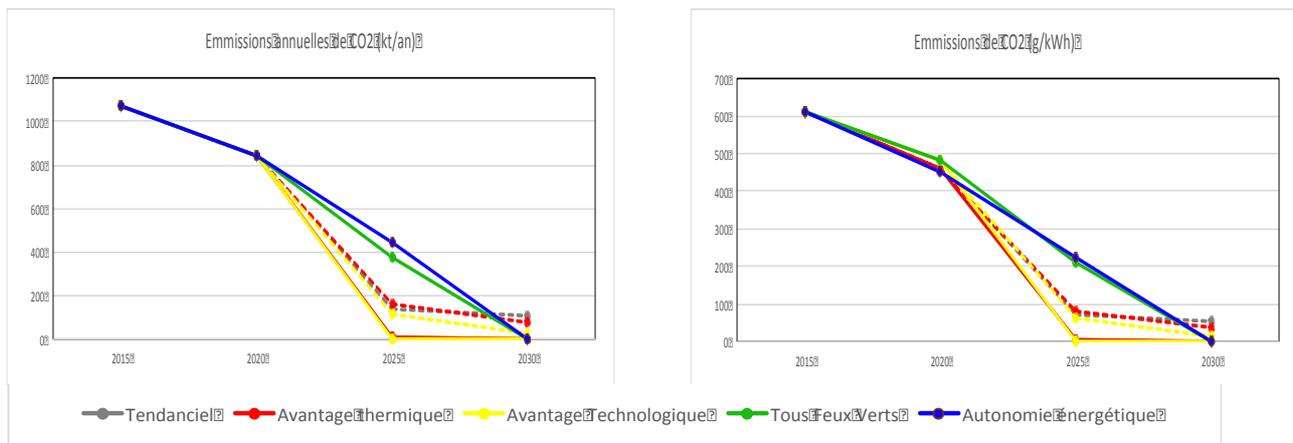


Figure 11 – Evolutions prospectives des émissions de CO₂ : a) annuelles – b) Par KWh

Compte tenu de l'évolution du parc thermique, on observe une réduction des émissions sur l'ensemble de l'horizon au cours duquel, les moteurs diesel sont de moins en moins sollicités. Si les niveaux d'émissions directes restent atteignables, une période de transition de seulement 5 ans semble rapide au regard des transformations à opérer sur le système.

Quel que soit le scénario, la substitution des ressources fossiles importées par des ressources renouvelables conduit à des émissions directes nulles en 2030 (traits plein sur les graphes).

Une estimation des émissions liées aux importations de biomasse (30% des émissions du combustible fossile substitué) conduirait en 2030 aux valeurs ci-dessous (pointillés sur les graphes).

- Scénario « Tendanciel » : 52 gCO₂/kWh
- Scénario « Avantage thermique » : 37 gCO₂/kWh
- Scénario « Avantage technologique » : 14 gCO₂/kWh
- Nuls pour les scénarios « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie énergétique »

7. Etudes statiques et dynamiques du fonctionnement du système électrique

Les travaux sur le comportement d'un système électrique en mutation soulèvent de nombreuses questions qui font aujourd'hui l'objet de recherches intensives hors du cadre de cette étude. Compte tenu de l'interdépendance des différents constituants du système, et de la non prise en compte du réseau de distribution, il convient ici de formuler les réserves suivantes :

- Malgré l'attention portée à la sélection de points de fonctionnement et d'incidents représentatifs de situations critiques, les cas étudiés ne peuvent couvrir la totalité des situations rencontrées en exploitation réelle ;
- Dans certaines situations, la non prise en compte du réseau de distribution peut avoir un impact significatif.
- Les résultats obtenus sont fortement dépendants des hypothèses de modélisation.

Les simulations simplifiées effectuées dans le cadre de cette étude ne peuvent donc prétendre garantir la stabilité du système dans tous les cas possibles. Néanmoins, elles ont permis de vérifier que le système obtenu en 2030 est techniquement réalisable (étude statique) et qu'il ne s'effondre pas à la première perturbation (analyse dynamique).

7.1. Choix des points de fonctionnement

7.1.1. Définition des points de fonctionnement

Les calculs de flux de puissance (étude statique) ont été réalisés sur 3 points de fonctionnement parmi les plus contraignants de l'année 2030.

- **Point de fonctionnement N°1 : Taux de production décentralisée minimal en 2030**
- **Point de fonctionnement N°2 : Pointe annuelle de charge sur l'année 2030**
- **Point de fonctionnement N°3 : Taux de pénétration des productions éolienne et photovoltaïque maximum sur l'année 2030**

7.2. Etudes statiques

Pour chaque scénario, les pertes en ligne de type Pertes Joule sur le réseau 63 kV, les besoins de renforcement et le plan de tension ont été calculés.

Les pertes varient entre moins de 1 % pour un réseau peu chargé (forte production décentralisée) et un peu plus de 8 % dans le cas où le réseau est très chargé. L'ajout de production décentralisée a naturellement tendance à décharger le réseau 63 kV, réduisant ainsi le transport de l'énergie et donc les pertes associées

	Tendanciel	Avantage Thermique	Avantage Technologique	Tous Feux Verts	Autonomie
Point 1	1,78	1,9	4,5	4,17	7,06
Point 2	5,1	1,9	2,2	6,73	8,28
Point 3	1,87	3,21	0,32	1,02	1,22

Tableau 4 – Pertes réseau pour les différents scénarios étudiés à chaque point de fonctionnement [MW]

Pour chaque scénario, les besoins de renforcements identifiés sont indiqués ci-dessous avec, pour chaque ligne, la capacité existante et le surplus minimum de capacité nécessaire. Les capacités des lignes sont exprimées en MVA (i.e. MW sans considération de la puissance réactive).

	Longueur (km)	S admissible Actuel (MVA)	Tendanciel	Avantage Thermique	Avantage Technologique	Tous Feux Verts	Autonomie
Blanchet - Jarry Sud	22,1	74,2	7,6	26,3	-	-	15,7

Tableau 5 – Renforcements du réseau – Capacités existantes et additionnelles nécessaires (MVA)

Ces faibles besoins de renforcement traduisent une bonne répartition des flux sans souci majeur de congestion.

Par ailleurs, sous les hypothèses retenues, le plan de tension est maintenu dans les plages de valeurs admissibles pour tous les cas étudiés. On observe cependant sur certains points de fonctionnement (réseau chargé et/ou production essentiellement décentralisée avec peu de moyens de réglage au niveau HTB) un plan de tension relativement bas dans les zones où peu de batteries ont été installées.

7.3. Etudes dynamiques

Les études de stabilité dynamique ont été réalisées sur le point de fonctionnement N° 3 du scénario « Tous Feux Verts » (Taux des productions photovoltaïque et éolienne maximal sur l'année 2030). Il s'agit d'une situation très contraignante, caractérisée par une faible inertie du système électrique, une faible puissance de court-circuit et une forte variabilité de la production. Trois cas d'étude ont été simulés :

- **Cas d'étude n°1** : Creux de tension (court-circuit) de 250 ms sur la ligne la plus chargée (Blanchet – Jarry Sud) puis élimination du défaut par ouverture des disjoncteurs de ligne ;
- **Cas d'étude n°2** : Perte soudaine du groupe Géothermie (Poste de Bouillante - 44.2 MW à pleine charge) ;
- **Cas d'étude n°3** : Perte soudaine de l'ensemble du PV Diffus au poste de Blanchet (15 MW environ).

Dans le contexte d'un mix énergétique 100 % renouvelable sur l'archipel de La Guadeloupe, les simulations effectuées sur les trois cas d'étude n'ont pas mis en évidence d'instabilité du système

Néanmoins, en raison des hypothèses simplificatrices prises pour la modélisation, les résultats, bien qu'encourageants, ne permettent pas de conclure à une stabilité et une sécurité assurées sur le système réel dans toutes les conditions de fonctionnement. Pour ce faire, un travail plus exhaustif intégrant l'ensemble du réseau et de ses systèmes de protection doit être conduit sur un plus grand nombre de situations.

8. Analyse économique

Une transition énergétique visant à substituer tous les combustibles fossiles par des ressources renouvelables appelle une révision en profondeur de la fiscalité associée à l'énergie. **De ce fait, l'ensemble des coûts est ici calculé et présenté hors impôts, taxes et marges à l'exception de la taxe carbone qui constitue un paramètre des scénarios.** A titre indicatif et à des fins de comparaison avec les valeurs actuelles disponibles, une surcote d'environ 44% peut être appliquée pour tenir compte de ces éléments.

Les valeurs suivantes ont été utilisées pour les calculs :

- Année de référence 2015 (actualisation et cumul)
- Taux d'actualisation: base 8% ; effectif 5,9%
- Taux de rémunération: base 11% ; effectif 8,8%

8.1. Définition des coûts

Coût total sur une période de temps : Somme de l'ensemble des coûts sur cette même période : amortissements du capital, rémunération des capitaux, coûts échoués, charges fixes et variables.

Coût complet moyen de production : Coût moyen de l'énergie produite sur l'année considérée (ici non actualisé).

$$\text{Coût complet moyen de production} = \frac{\text{Coût Total Non Actualisé}_{\text{année}}}{\text{Production}_{\text{année}}}$$

Coût marginal : Lorsque le principe de mérit-order est appliqué pour appeler les moyens de production, le coût marginal correspond généralement aux technologies mobilisées en dernier recours pour satisfaire une pointe de demande. C'est le coût additionnel à payer pour fournir un kWh supplémentaire à cet instant.

Le **coût marginal maximum :** Coût marginal maximum observé pour une année donnée sur l'ensemble des postes source du système.

Le **coût marginal moyen** sur le pas de temps considéré est la moyenne pondérée par les quantités d'énergie produite des moyens de production marginaux pour chaque poste source.

Levelized Cost of Energy (LCOE) du parc : Rapport du coût complet moyen actualisé de l'énergie produite sur la durée de vie des équipements sur la somme de l'énergie produite actualisée sur cette même durée.

$$\text{LCOE d'une installation} = \frac{\text{Somme des coûts actualisés de l'année 1 à n}}{\text{Somme des productions actualisées de l'année 1 à n}}$$

Ce calcul réalisé pour une technologie et un poste source donné puis moyenné et pondéré par l'énergie produite sur l'ensemble du parc.

Coûts échoués : Ils résultent du déclassement d'un équipement de production avant la fin de sa durée d'amortissement et sont égaux au montant du capital immobilisé et restant à amortir à la date du déclassement. Afin de rester au plus près de la situation actuelle, les coûts échoués sont répartis de façon identique à l'amortissement initialement programmé et tiennent compte de la rémunération du capital immobilisé, au taux fixé par la Commission de Régulation l'Energie.

8.2. Résultats économiques

8.2.1. Bilan des indicateurs

Le tableau ci-après résume les valeurs des principaux indicateurs économiques obtenus.

	Tend.	Av. Th.	Av. Tec.	TFV	Auto.	
Année 2030						
Coûts complet de production¹	115	103	122	144	143	€/MWh
Coût marginal maximum	328	275	246	1 336	3 226	€/MWh
Coût marginal moyen	176	126	109	220	459	€/MWh
Sur la période 2015 – 2030						
Coûts totaux actualisés	3 845	3 662	3 704	3 521	3 809	M€, ref. 2015
Coûts totaux non actualisés	4 548	4 478	4 395	4546	4 470	M€
Investissements bruts	1 531	1 193	1 362	1 109	1 517	M€
Energie produite	34 350	33 537	32 348	32 270	35 367	GWh
Renforcement des réseaux	0,4	1,3	0	0	1,3	M€
Sur la durée d'amortissement des investissements						
LCOE moyen parc	158	161	147	142	151	€/MWh
LCOE moyen installations neuves	98	96	92	102	119	€/MWh
LCOE avec renforcements	158	161	147	142	151	€/MWh

Tableau 6 – Récapitulatif des indicateurs économiques de chaque scénario

Les coûts complets de production comme les LCOE font apparaître un contraste entre les scénarios. Le scénario « Avantage technologique » occupe une place centrale pour ces deux indicateurs, les quatre autres scénarios se regroupant par deux, de part et d'autre de celui-ci.

Pouvant bénéficier d'une importation de biomasse au coût du charbon, les scénarios « Tendanciel » et « Avantage thermique » présentent les coûts de production les plus bas en 2030. Contraints de faire appel à la filière géothermique plus coûteuse, les scénarios « Tous feux vert » et « Vers l'autonomie » présentent des valeurs plus élevées pour cet indicateur. Néanmoins, sur la durée de vie des équipements, ce résultat est inversé pour les LCOE. Le scénario « Tous feux verts » présentant la plus faible valeur pour cet indicateur (142 €/MWh).

En terme d'investissement, il est important de noter que le scénario « Tendanciel » est équivalent à celui « Vers l'autonomie ». Le plus faible besoin étant celui du scénario « Tous feux vert ».

L'importance du coût marginal maximum des scénarios « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie » traduit un besoin capacitaire de réserve, fourni par des installations ne produisant qu'un très faible volume d'énergie. Ce qui n'a, de fait, qu'un faible impact sur le coût global.

Pour l'ensemble des scénarios, l'impact des coûts de renforcement du réseau HTB sur le LCOE moyen parc est négligeable. Ceci ne signifie pas que l'impact des coûts de renforcement de tous les réseaux électriques le sera également. En l'absence de donnée, il n'a pas été possible d'évaluer les coûts de renforcement des réseaux basse et moyenne tension. Il est probable que ces coûts aient un impact significatif.

¹ Ces coûts incluent les coûts échoués induits par le déclassement anticipé d'installations, calculés et répartis dans le temps de façon identique à ce qu'étaient les amortissements et la rémunération du capital immobilisé. Ils n'incluent pas les impôts, taxes et marges (environ +44%).

8.2.2. Décomposition des coûts par filière

Les graphes suivants présentent la répartition des coûts entre les différents moyens de production et de stockage. Dans cette analyse, les groupes thermiques à flamme initialement tout charbon et convertis à la biomasse (Thermique à flamme 1) sont distingués des groupes initialement mixtes charbon/biomasse (Thermique à flamme 2).

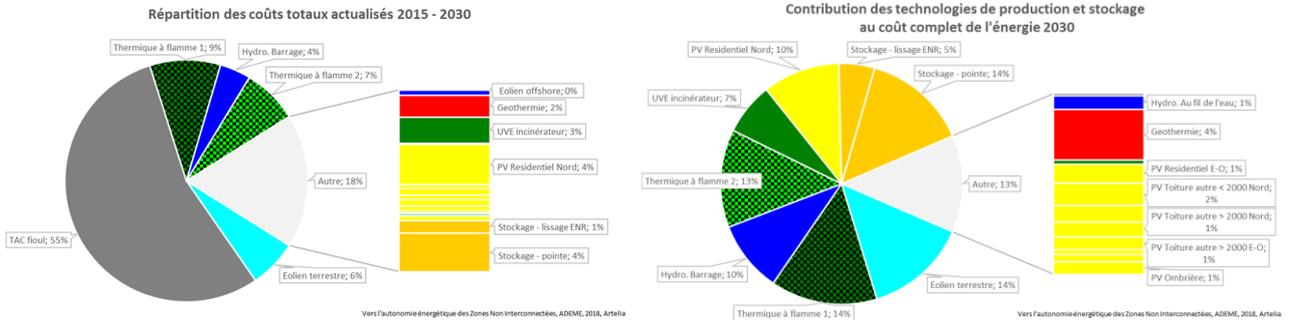


Figure 12 – Scénario « Tendanciel »<

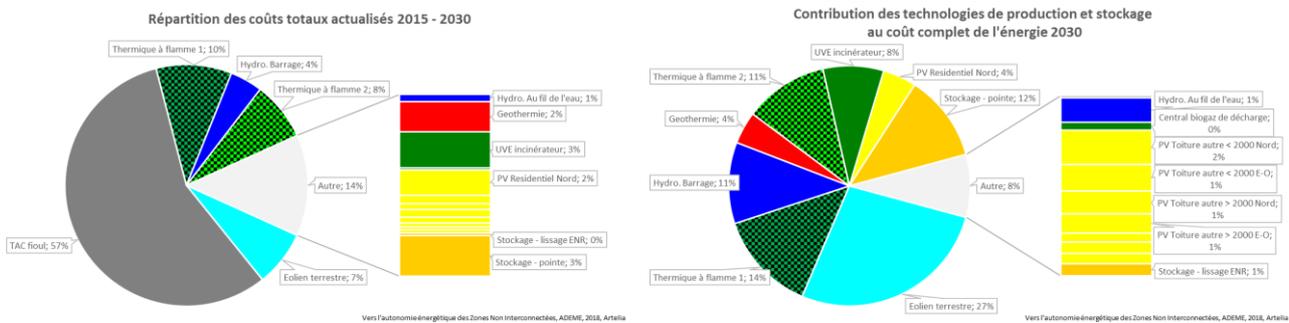


Figure 13 – Scénario « Avantage thermique »

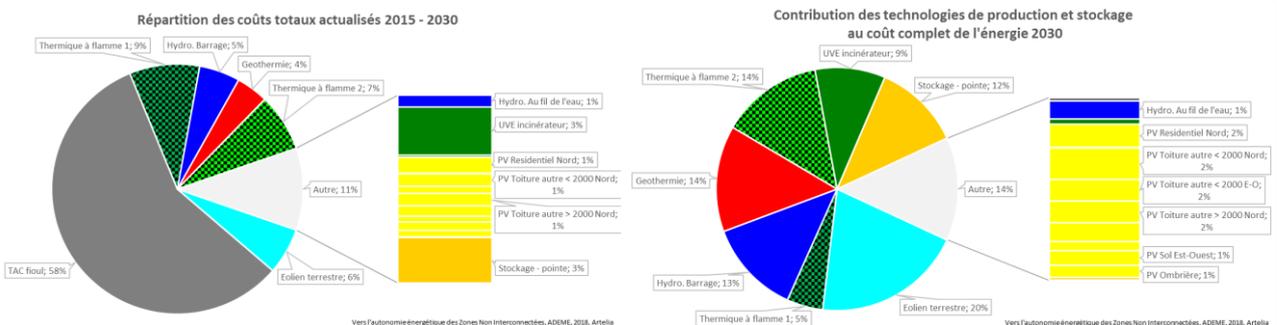


Figure 14 – Scénario « Avantage technologique »

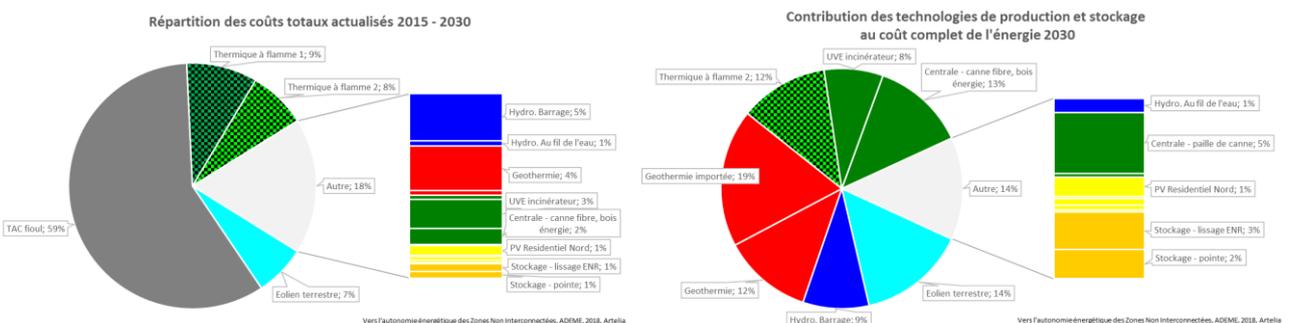


Figure 15 – Scénario « Tous feux verts »

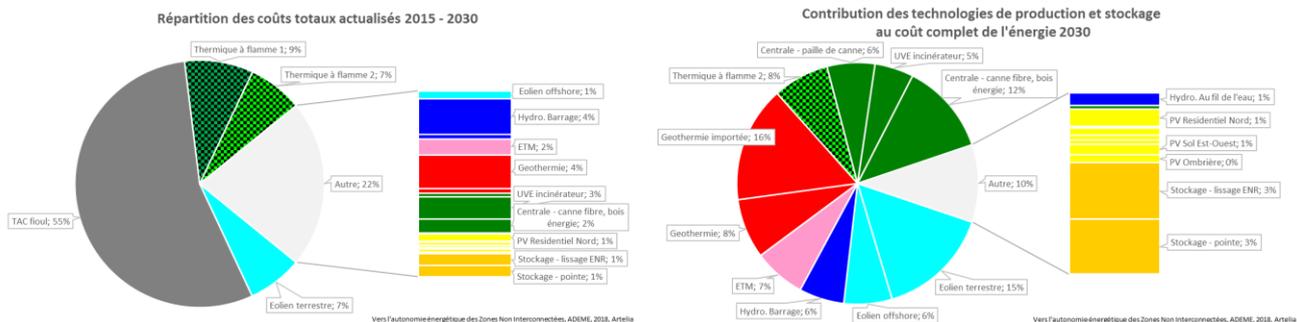


Figure 16 – Scénario « Vers l'autonomie »

La répartition des coûts totaux sur la période 2015-2030 montre une contribution notable des filières fossiles qui s'explique par les coûts payés (amortissement, charges, prix des énergies fossiles, coûts échoués) sur la période. D'une manière générale, le poste le plus important concerne la TAC fioul, suivies des centrales thermiques à flamme, y compris dans les scénarios pour lesquels les importations de biomasse sont exclues à 2030. Sur la durée de vie des équipements (non représentée ici), la structure de coût reste similaire avec toutefois un poids plus important de la géothermie (en particulier importée) et de l'éolien.

La bonne diversité des potentiels ENR se traduit ici par une distribution assez homogène des coûts de production à 2030 entre les différentes filières. Pour l'ensemble des scénarios, les centrales thermiques à flamme utilisant de la biomasse ou des déchets (en vert sur les graphiques) représentent environ un tiers des coûts de production en 2030.

Dans les scénarios « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie » le poids du stockage pour le lissage des ENR (stockage 2h) est équivalent à celui servant à couvrir les aléas et la pointe (stockage 4h). Pour ces deux scénarios, l'ensemble du stockage ne représente au maximum que 6% des coûts de production à 2030.

Dans le scénario « Vers l'autonomie », l'effet cumulé d'une importante demande avec une bonne flexibilité (100% du parc en VE dont 50% pilotable) induit une demande de base que l'optimiseur choisi de couvrir avec une production ETM malgré son coût élevé. En effet, les autres potentiels étant saturés, la couverture de cette demande par du PV ou de l'éolien associé à du stockage aurait nécessité un surdimensionnement du parc et des surinvestissements difficiles à amortir.

8.2.3. Investissements

Les trajectoires d'investissement sur la période 2015 – 2030 sont données pour chaque scénario dans la figure ci-après.

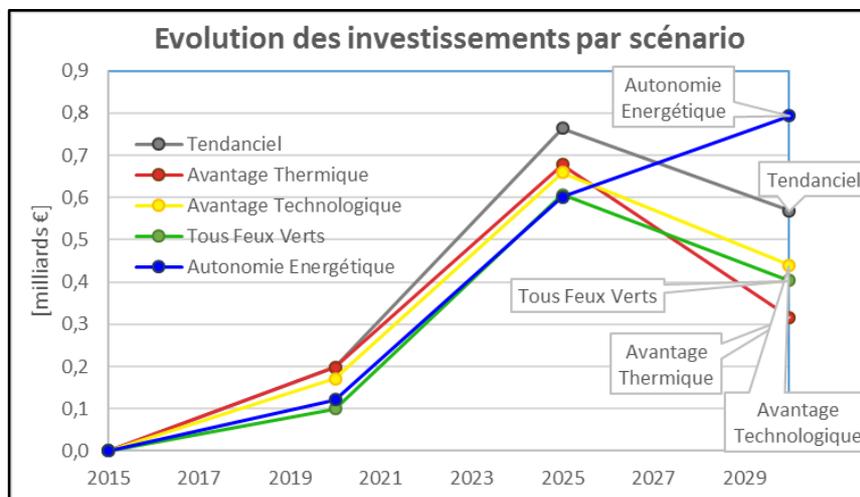


Figure 17 – Evolution des investissements selon les scénarios

A l'exception du scénario « Vers l'autonomie » qui présente une progression continue des investissements tous les autres scénarios marquent une inflexion après 2025. Cette particularité traduit le comportement de l'optimiseur qui minimise le coût global sur la trajectoire et non pas le coût sur chaque période de 5 ans.

8.2.4. Evolution et structure des coûts

La figure suivante donne la structure des coûts totaux sur la période 2015 – 2030 par grands postes de coût : production et stockage. Négligeables au regard des deux premiers, les coûts de renforcement du réseau de transport (réseau HTB seul) ne sont pas représentés.

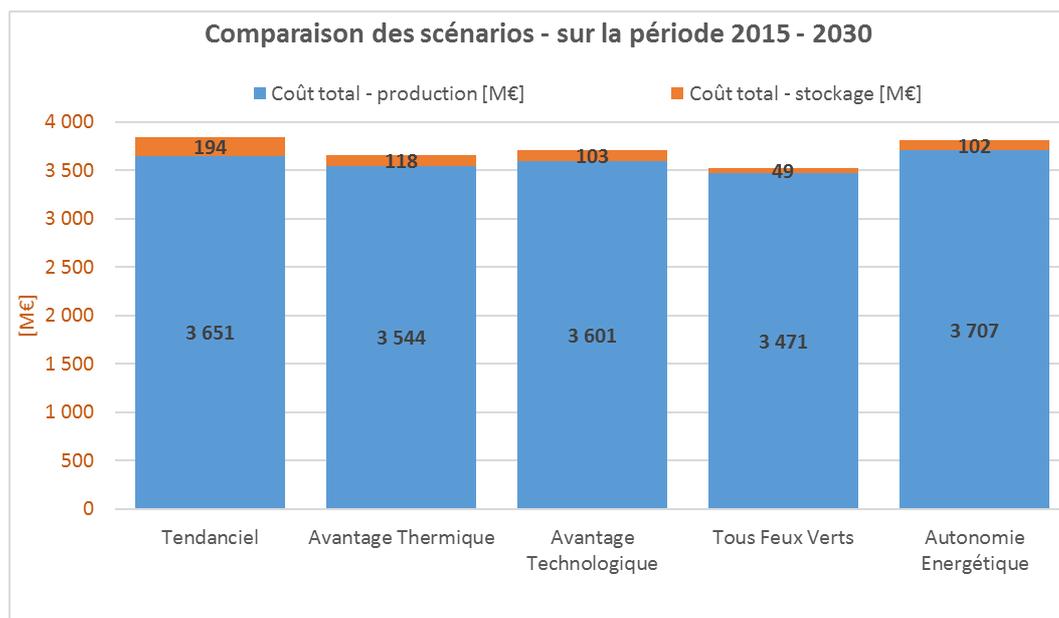


Figure 18 – Structure des coûts totaux par grand poste sur la période 2015 – 2030

Pour la Guadeloupe qui bénéficie d'une bonne diversification des gisements, le coût du stockage reste marginal par rapport aux coûts de production. Si les coûts totaux de production sont relativement proches, le poste stockage fait apparaître trois catégories de scénarios. Avec des parc ENR variables peu différents, les scénarios « Avantage thermique », « avantage technologique » et « Vers l'autonomie » présentent des coûts de stockage très proches. Le scénario « Tendanciel » ayant le plus important parc d'ENR variable affiche logiquement le plus grand coût de stockage. A l'opposé, le scénario « Tous feux vert » qui ne fait appel qu'à 66 MWh de photovoltaïque présente le coût de stockage le plus faible. Il est important de noter ici que ces résultats reposent la disponibilité d'un bon gisement d'ENR contrôlables en Guadeloupe.

La projection des coûts complets de production de 2015 à 2030 pour chaque scénario est présentée sur la figure suivante qui détaille la structure de ces coûts.

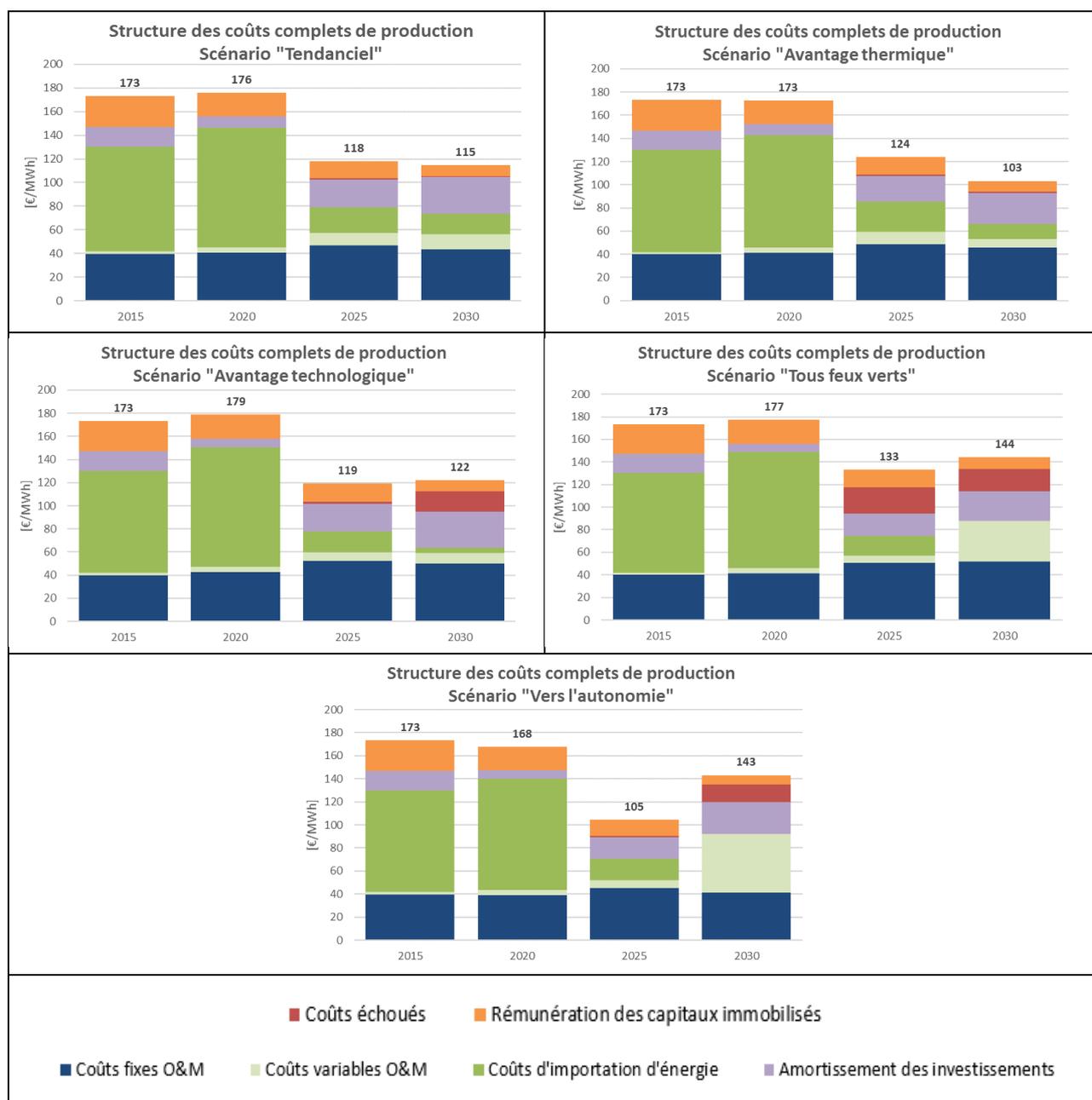


Figure 19 – Trajectoire et structure des coûts complets de production de 2015 à 2030

Nous observons les points suivants :

- Le coût complet annuel de production a tendance à décroître dans le temps pour tous les scénarios, principalement grâce à la baisse des coûts des importations d'énergie fossile, hors effet du déclassement anticipé de certaines installations.
- L'année 2025 est l'année à laquelle les installations de production d'énergies fossiles sont déclassées, faisant passer pour ces installations, les amortissements et la rémunération du capital immobilisé au statut de coûts échoués. De l'ensemble des scénarios, « Tous feux verts » est celui qui en porte le plus.
- La conversion du parc vers les ENR fait bien apparaître le caractère capitalistique de ces filières avec une part relative des amortissements en augmentation dans tous les scénarios.

Les tableaux ci-après comparent pour chaque scénario, la part d'énergie produite et les coûts associés pour les moyens contrôlables (TAC, Diésel, Thermique à flamme, UVE, Géothermie, hydro) et pour les ENR variables (PV, éolien) associées à du stockage. Plus le rapport E/C est élevé, plus la méthode de production est efficiente.

	Période 2015 - 2030					
	Contrôlables			Variable + Stockage		
	Energie %	Coût %	E/C	Energie %	Coût %	E/C
Tendanciel	65	80	0,81	35	20	1,75
Avantage Thermique	65	85	0,76	35	15	2,33
Avantage Technologique	71	87	0,82	29	13	2,23
Tous Feux Verts	65	91	0,71	35	9	3,89
Autonomie Energétique	65	86	0,76	35	14	2,50

Tableau 7 – Comparaison de l'énergie produite dans le mix et du cout associé sur la période 2015-2030

	Année 2030					
	Contrôlables			Variable + Stockage		
	Energie %	Coût %	E/C	Energie %	Coût %	E/C
Tendanciel	50	49	1,02	50	51	0,98
Avantage Thermique	47	49	0,96	53	51	1,04
Avantage Technologique	55	56	0,98	45	44	1,02
Tous Feux Verts	70	79	0,89	30	21	1,43
Autonomie Energétique	56	69	0,81	41	31	1,32

Tableau 8 – Comparaison de l'énergie produite dans le mix et du cout associé sur l'année 2030

La singularité du scénario « Tendanciel » pour l'année 2030 s'explique par un recours à des typologies de production photovoltaïque plus coûteuses (résidentiel diffus).

8.3. Comparaison des scénarios

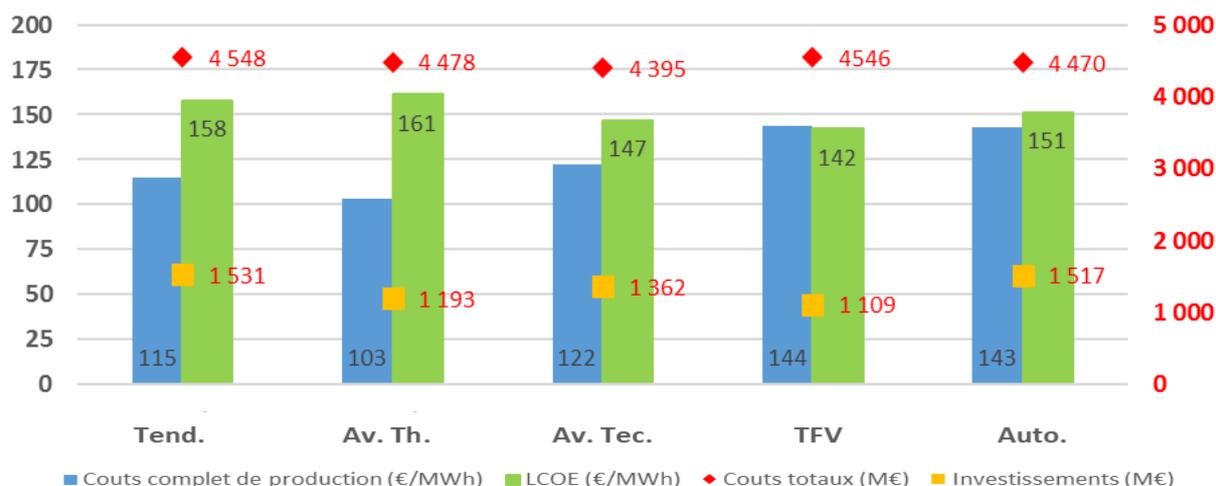


Figure 20 – Synthèse de la comparaison des coûts des scénarios

En référence à l'année 2015 (LCOE 186 €/MWh et coût complet 173 €/MWh), tous les scénarios permettent une réduction notable du coût complet de l'énergie en 2030. En moyenne de 28% avec un maximum à 40% pour le scénario « Avantage thermique ». Outre un contexte favorable aux imports d'énergie, ce dernier ne porte qu'une faible part de coûts échoués.

La comparaison des coûts sur la seule période 2015 – 2030 apporte une vision sur la trajectoire mais présente deux biais :

- La demande et donc la production d'énergie varie selon les scénarios.
- La comparaison s'arrête à 2030, de ce fait les gains éventuels des installations mises en service en 2030 n'apparaissent pas dans la comparaison.

L'indicateur LCOE tenant compte de l'ensemble des coûts et productions sur la durée de vie des équipements, et rapportant les coûts à la production, permet d'avoir une comparaison plus fiable de l'intérêt relatif des scénarios à long terme. Sur cet indicateur, le scénario « Tous feux verts » présente le coût le plus bas (142 €/MWh) et le scénario « Avantage thermique » le coût le plus haut (161 €/MWh).

Dans les graphes qui suivent les variations sont calculées sur la période 2015-2030 et présentées par rapport au scénario « Tendanciel »

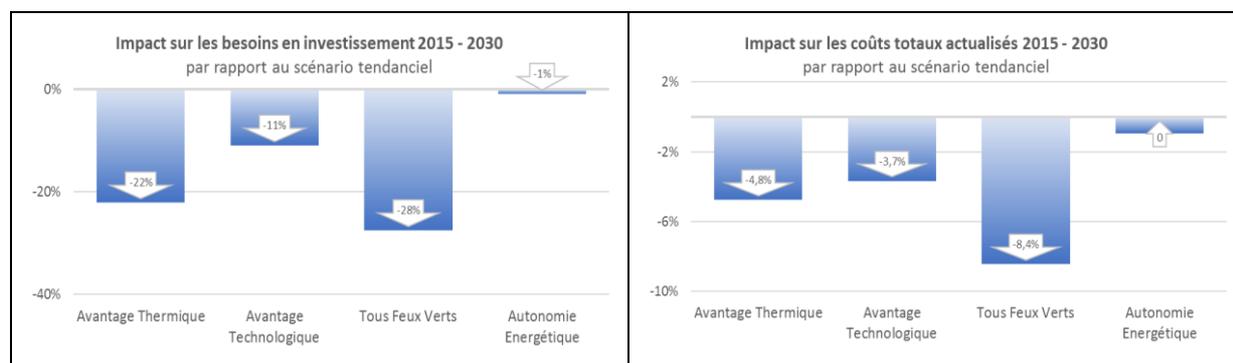


Figure 21 – Impact sur les besoins en investissement brut et les coûts totaux actualisés 2015 – 2030

Sur la période 2015 – 2030 l'ensemble des scénarios présente un montant d'investissement et un coût total inférieur au scénario « Tendanciel ». La plus forte réduction s'obtient pour le scénario « Tous feux verts » avec des baisses de respectivement 28% et 8,4%.

Il est de plus intéressant d'observer que le scénario « Autonomie énergétique » affiche un montant d'investissement et un coût total sur la période 2015 – 2030 équivalents à ceux du scénario tendanciel. Ici, les surcoûts générés par la contrainte 100% ENR locale et l'augmentation de la demande via l'ajout des véhicules électriques sont donc compensés par le recours à des moyens de production dont les LCOE sont plus faibles que les moyens de production actuels.

Notons ici que ces éléments ne tiennent pas compte des besoins en investissement dans les réseaux HTA/BT ainsi que dans les équipements associés aux véhicules électriques, et aux économies d'énergie. Afin d'être cohérent, les économies de charges (importations de carburant) associées à la substitution par des véhicules électriques ne sont aussi pas prises en compte dans la présente étude.

9. Conclusions

La présente étude montre que :

- Les potentiels ENR locaux sont suffisants pour assurer un mix électrique 100% renouvelable et local tout en satisfaisant l'ensemble de la demande électrique à tout instant – équilibre offre demande –, moyennant un recours significatif à des capacités de stockage (scénarios « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie »).
- En cas de conversion en tout électrique du parc de véhicules particuliers et utilitaires légers (scénario « Vers l'autonomie), les potentiels ENR locaux pourraient être suffisants pour couvrir la demande électrique additionnelle. Toutefois, la quasi-totalité des potentiels, définis ici comme accessibles, seraient alors exploités, pointant ainsi la fragilité d'une telle situation. Un important travail de maîtrise de l'énergie notamment sur le secteur des transports sera donc indispensable pour atteindre l'autonomie énergétique du territoire.
- Hors importations de biomasse, le scénario tendanciel atteint déjà 87 % d'ENR locale avec une part de 50 % des ENR variables dans le mix de production. Dans un contexte favorable technologiquement (scénario « Avantage Technologique ») mais non contraint, l'accès aux filières complémentaires permet de porter le taux d'ENR local à 97 % pour une part des ENR variables dans le mix de production de 45 %.
- Au vu des résultats, la trajectoire vers l'autonomie énergétique voulue par la loi, implique trois axes d'évolution :
 - ✓ Un travail de fond sur l'efficacité énergétique du territoire, notamment pour le poste mobilité.
 - ✓ La recherche de compromis juridiques et sociaux donnant accès à un potentiel ENR plus diversifié et en phase avec l'objectif.
 - ✓ Une adaptation rapide des équipements de régulation du réseau électrique afin d'intégrer les nouveaux moyens de production décentralisés.

L'analyse économique porte sur cinq indicateurs dans le cadre de cette étude : l'investissement sur la période 2015 – 2030, les coûts totaux actualisés sur la période 2015 – 2030, le coût complet moyen de l'énergie produite, le coût marginal et le Levelized Cost of Energy (LCOE). En terme de fiscalité, seule la taxe carbone est prise en compte.

L'ensemble des scénarios, y compris ceux forcés à 100% ENR sans importation de biomasse, présente des coûts totaux et des montants d'investissement équivalents, voire inférieurs, au scénario « Tendanciel ».

L'observation du coût complet de production montre une baisse de 17 % entre la situation 2015 et la situation 2030 des deux scénarios contraints à 100 % ENR sans import : « Tous Feux Verts » et « Vers l'autonomie ».

L'analyse sur la durée de vie des installations montre que les LCOE du parc à 2030 (coûts totaux actualisés sur la durée de vie des équipements rapportés à la production actualisée sur cette même période) pour les scénarios « Tous feux verts » et « Autonomie énergétique », sont réduits de respectivement -24 % et -19 % par rapport à la situation 2015.

L'analyse du coût marginal montre que la pénétration croissante d'énergies renouvelables couplées à des solutions de stockage contribue à réduire les besoins en capacités de production conventionnelles de pointe, ce qui se traduit par une baisse dans le temps du coût marginal pour les scénarios non contraints sur le taux d'ENR (« Avantage Technologique », « Avantage Thermique » et « Tendanciel »). En revanche, pour les scénarios sans import et forcés à 100% d'ENR, l'augmentation des contraintes capacitaires se traduit par une augmentation du coût marginal. Compte tenu des faibles quantités d'énergie mise en jeu, cette augmentation n'a pas d'effet notable sur le coût complet moyen de production.

Testé par simulation, sur trois points de fonctionnement délicats, le système électrique obtenu en 2030 dans les hypothèses du scénario « Tous feux verts » est resté stable face à des incidents significatifs. La perte d'inertie mécanique due à l'arrêt des centrales conventionnelles est ici compensée par la puissance et la réactivité du parc de batterie installé aux différents postes source. Néanmoins, en raison des hypothèses simplificatrices prises pour la modélisation, ce résultat encourageant, ne permet pas de conclure à une stabilité et une sécurité assurée sur le système réel dans toutes les conditions de fonctionnement. Pour ce faire, un travail plus exhaustif intégrant l'ensemble du réseau et de ses systèmes de protection doit être conduit sur un plus grand nombre de situations.

Sigles et acronymes

AC	Courant Alternatif
AO	Appel d'Offre
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
CAPEX	Investissements
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
DC	Courant Continu
ENR	Energies Renouvelables
EOD	Equilibre Offre Demande
ETEM-GR	Energie / Technologie / Environnement / Modélisation Grid
ETM	Energie Thermique des Mer
LCOE	Leverage Cost of Electricity
LCOS	Leverage Cost of Storage
O&M	Exploitation et Maintenance
OPEX	Coûts d'exploitation et de maintenance
PCI	Pouvoir Calorifique Inférieur
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
PV	Photovoltaïque
STEP	Station de Transfert d'Energie par Pompage
TAC	Turbine à Combustion
VE	Véhicule électrique
UVE	Unité de Valorisation Energétique

L'ADEME EN BREF

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. Elle met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public, afin de leur permettre de progresser dans leur démarche environnementale.

L'Agence aide en outre au financement de projets, de la recherche à la mise en œuvre et ce, dans les domaines suivants : la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de l'Environnement, de l'Energie et de la Mer et du ministère de l'Education nationale, de l'Enseignement supérieur et de la Recherche.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.

ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Energie

www.ademe.fr

