



SYNTHÈSE ET ANALYSE COMPARATIVE

Vers l'autonomie énergétique des ZNI

REUNION • GUADELOUPE • MARTINIQUE

Ce document est édité par l'ADEME

ADEME

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

Coordination technique : ADEME

Rédacteurs :

Stéphane Biscaglia,
Ingénieur au Service Réseaux et Energies Renouvelables de l'ADEME

David Marchal,
Directeur adjoint de la Direction Exécutive de l'Expertise
et des Programmes de l'ADEME

Jean-Michel Parrouffe,
Chef du Service Réseaux et Energies Renouvelables de l'ADEME

Emma Vizioz,
Ingénieur au Service Réseaux et Energies Renouvelables de l'ADEME

L'ADEME a confié la réalisation de l'étude à un consortium composé d'Artélia, Enerdata et Ordecys.

Les travaux ont été réalisés par les personnes suivantes :

- Simulation des réseaux électriques, construction du potentiel d'énergies renouvelables, analyse économique (Artélia) :
 - **David Chotard**, chef de projet
 - **Thibaut Lefillatre**, ingénieur
- Modélisation de la demande énergétique, modélisation économique (Enerdata) :
 - **Nicolas Mairet**, ingénieur
- Modélisation du système énergétique, optimisation économique (Ordecys) :
 - **Frédéric Babonneau**, ingénieur
 - **Alain Haurie**, ingénieur

Coordination édition : Véronique Dalmasso,
Servie Mobilisation des Professionnels de l'ADEME

Crédits photo : ©Adobe Stock

Création graphique : GRAPHIE 4 - Vallauris

Impression : Imprimé en France par Nis Photoffset,
80, allée des Serruriers - 06700 Saint-Laurent-du-Var
Imprimé en France grâce au procédé CTP avec des encres
végétales sur papier recyclé certifié ecolabel Européen.

Brochure réf. 010769

ISBN : 979 10 297 1285 2 - Mai 2019 - 205 exemplaires

Dépôt légal : ©ADEME Éditions - Mai 2019

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 L 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du 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.

EDITORIAL

« **L**a loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a fixé comme objectif de parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements et régions d'outre-mer à l'horizon 2030. Ces objectifs, beaucoup plus ambitieux que ceux de la métropole ou même de l'Europe continentale, sont liés à l'enjeu de réduire la dépendance aux importations énergétiques très majoritaires pour la plupart de ces territoires. L'électricité y constitue un enjeu particulier. D'une part parce que, dans ces contextes insulaires ou faiblement interconnectés, pour lesquels la production est fortement carbonée, les coûts d'approvisionnement en électricité sont très supérieurs à ceux de la métropole. D'autre part, parce que le plafond réglementaire de puissance d'énergie renouvelable (EnR) variable sur le réseau électrique étant déjà atteint, les questions relatives à l'intégration des énergies renouvelables et à la stabilité réseau revêtent une importance particulière.

Aussi, l'ADEME a souhaité mener une étude apportant des éléments de réponse sur cet objectif ambitieux d'autonomie énergétique pour évaluer les implications techniques, organisationnelles et économiques qu'aurait un mix électrique très fortement renouvelable dans les territoires non interconnectés à l'horizon 2030. Les travaux sont menés successivement sur les 6 Zones Non Interconnectées (ZNI) ci-après : la Réunion, la Guadeloupe, la Martinique, Mayotte, la Guyane et la Corse. Les résultats des 3 premiers territoires sont disponibles et font l'objet de cette synthèse dont les principaux messages sont présentés ci-après.

On pourra notamment retenir que ces études permettent de lever un certain nombre de freins techniques au développement des EnR électriques, que ce soit en termes de gisement, d'équilibre entre l'offre et la demande, ou de coût. Sur certains territoires, l'atteinte d'un niveau d'autonomie important (incluant une électrification forte du parc automobile) requiert toutefois une sollicitation très significative des potentiels EnR et met donc en exergue l'importance de maintenir une politique ambitieuse de Maîtrise de la Demande de l'Énergie. Grâce à cette évaluation précise des besoins de développement des différentes filières renouvelables et de stockage, l'ADEME estime néanmoins que l'atteinte de l'autonomie est difficilement réalisable en 2030 en raison du rythme élevé qu'il implique pour le déploiement des filières renouvelables, au regard, notamment, du développement trop lent constaté entre 2015 et 2018.

Les résultats de l'étude, très positifs pour la transition énergétique de ces territoires des points de vue économique et environnemental, impliquent des changements importants par rapport à aujourd'hui. Si cet exercice s'est focalisé sur leur faisabilité technique, l'ADEME a bien conscience

que ces changements nécessiteront une évolution des régulations du réseau et un accompagnement dans la durée, notamment pour certains des actifs de production les plus coûteux qui seront moins sollicités et qui pourraient s'avérer inutiles dans le futur. Elle sous-tend également une profonde réforme de la fiscalité de ces territoires, qui repose aujourd'hui en partie sur la taxation des combustibles importés. Enfin, en rapprochant ces résultats de ceux des deux autres études menées sur la maîtrise de la demande d'énergie et sur les mutations de la mobilité, on ne peut que souligner l'importance d'accompagner les changements de comportements et l'évolution des métiers et des emplois.

À l'heure où les territoires d'outre-mer œuvrent à la révision de leurs Programmes Pluriannuels de l'Énergie, cette étude se veut un outil d'aide à la décision pour les instances locales. Par souci de robustesse et de solidité scientifique, les hypothèses, méthodologies et résultats ont été soumis à la critique d'un comité d'échange réunissant des spécialistes des questions énergétiques, des représentants des instances nationales et régionales, l'opérateur du réseau et les acteurs locaux des territoires. Nous sommes conscients que ces travaux comportent des limites, cependant les résultats nous semblent suffisamment robustes et instructifs pour pouvoir nourrir la réflexion des parties prenantes et ouvrir le champ des possibles.



David MARCHAL
Directeur Exécutif Adjoint de l'Expertise
et des Programmes de l'ADEME



Guy FABRE
Directeur Exécutif Adjoint
des Territoires de l'ADEME

CAVEAT : Les conclusions des Etudes que ce document synthétise n'engagent que l'ADEME et en aucune manière, les Territoires concernés ou EDF-SEI, dont le rôle a été simplement de transmettre certaines données comme des éléments descriptifs du réseau et des moyens de production actuels.



LES POINTS CLÉS



L'analyse et la comparaison de 5 scénarios construits dans une logique d'optimisation économique, sur les 3 territoires de la Réunion, Guadeloupe et Martinique, conduit l'ADEME à mettre en avant les principaux enseignements suivants :

1

Moyennant un recours significatif à des capacités de stockage, **un mix électrique 100% EnR est possible** à la Réunion, en Guadeloupe et en Martinique tout en satisfaisant à chaque instant l'équilibre offre demande (EOD) au pas horaire. **L'échéance de 2030 est toutefois trop proche** au vu des rythmes de développement des EnR qui seraient nécessaires pour y parvenir.

2

En cas de conversion en tout électrique des véhicules routiers, **une proportion très significative des potentiels EnR**, définis ici comme accessibles, **devraient alors être exploités**, impliquant un important travail de maîtrise de l'énergie multisectoriel.

3

Quel que soit le scénario étudié, **le rôle des centrales diesel est fortement réduit dès que l'on développe significativement les EnR** (à partir de 2025 dans le modèle), et ce, y compris en considérant les services système qu'elles assurent.

4

La part des énergies variables dans le mix – éolien et photovoltaïque selon le scénario considéré – **est comprise, à l'horizon 2030, entre 35% et 73%** selon les territoires. Une adaptation rapide des équipements de régulation du réseau électrique devra donc être prévue afin d'intégrer ces nouveaux moyens de production décentralisés.

5

L'augmentation du taux d'EnR dans les mix énergétiques s'accompagne d'une **baisse des coûts de l'énergie produite** (LCOE moyen du parc). L'accélération du rythme de développement des EnR fait donc sens pour la collectivité.

6

Sur les 3 cas d'étude testés, **les systèmes électriques obtenus se sont montrés stables**. Néanmoins, en raison des hypothèses simplificatrices pour la modélisation du réseau, des approfondissements, hors du cadre de cette étude, doivent être conduits.

CONTEXTE & OBJECTIFS



En 2015, la Loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) a fixé l'objectif ambitieux d'autonomie énergétique à l'horizon 2030 pour les zones non interconnectées (ZNI). Dans ce contexte, l'ADEME a souhaité apporter un éclairage sur les conditions de réalisation de cet objectif à la fois sur les plans technique, économique et social.

Pour ce faire, l'ADEME a initié des études menées sur le système électrique, l'évolution de la maîtrise de la demande d'énergie (MDE), l'évolution du transport et sur les impacts socio-économiques de la transition énergétique en ZNI. Ces études se veulent un outil d'aide à la décision pour les instances locales qui auront à effectuer des choix dans le cadre de leur politique énergétique.

La présente synthèse expose et met en regard les principaux résultats de l'étude des systèmes électriques des territoires de la Réunion, de la Guadeloupe et de la Martinique, qui constituent la première vague des travaux menés. Les rapports d'étude détaillés pour chaque territoire sont disponibles sur la médiathèque de l'ADEME.

Les études concernant les territoires de Mayotte, de la Guyane et de la Corse sont en cours de réalisation et viendront compléter cette synthèse ultérieurement.

L'étude sur le système électrique s'appuie sur des simulations optimisées sur l'ensemble de la trajectoire 2015-2030, pour évaluer les implications techniques, organisationnelles et économiques d'un mix électrique très fortement renouvelable sur chaque territoire.

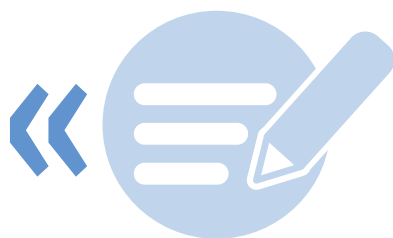
Par ces travaux, l'ADEME a cherché à contribuer à répondre aux questions suivantes :

- Est-il possible de fournir une électricité 100% renouvelable sur un territoire insulaire en 2030 ?
- Quel serait alors le parc de production optimal ?
- Quelle serait la répartition géographique des moyens de production ?
- Quel serait l'impact sur le coût de production de l'électricité ?
- Quels seraient les besoins en termes d'infrastructure de réseau ?
- Quels seraient les besoins en moyens d'équilibrage et de services système ?





MÉTHODOLOGIE ADOPTÉE ET PRINCIPALES HYPOTHÈSES



D'une manière générale, afin de s'assurer d'une faisabilité future, l'approche retenue pour ces travaux a été volontairement conservatrice, notamment en ce qui concerne les hypothèses de coût ou de gisement.



LA CONSTRUCTION D'UN JEU DE DONNÉES À L'ÉCHELLE DE CHAQUE POSTE SOURCE

La simulation et l'optimisation du système électrique ont été faites à la maille géographique du poste source et à la maille temporelle de l'heure. Ainsi, demande et production sont calculées au pas horaire pour chaque poste source. Le système électrique de chaque territoire a été modélisé en prenant en compte la topologie et les caractéristiques physiques du réseau de transport (capacité, longueur et impédance des lignes, localisation des postes sources). La demande et la production existante et potentielle d'électricité connectées sur le réseau de distribution ont été agrégées au poste source dont elles dépendent, par filière et par usage.

→ **Concernant la demande**, il s'agit de projeter les profils de consommation horaire à un horizon prospectif. L'évaluation de la demande est basée sur les scénarios MDE et MDE renforcée des PPE de 2015 auxquels il a été appliqué une mise à jour afin de prendre en compte la

réévaluation des projections démographiques de l'INSEE pour la Martinique et la Guadeloupe. Par ailleurs, une partie de la consommation de la mobilité routière a été intégrée dans la demande électrique. Cette intégration, différente selon les scénarios, est explicitée par la suite. Un travail de décomposition de la courbe de charge par usage, a été effectué afin d'intégrer une part de flexibilité de la demande dans la modélisation.

→ **Concernant la production**, il s'agit dans un premier temps d'évaluer les potentiels EnR maximums. La production additionnelle est uniquement renouvelable : aucune nouvelle installation d'énergie fossile n'est possible dans le modèle. Ces potentiels ont fait l'objet d'une étude aussi fine et approfondie que l'état des connaissances le permet et ont été soumis à la validation des Comités de Pilotage Stratégique locaux de chaque territoire.

→ Comme mentionné plus haut, l'évaluation des potentiels renouvelables est conservatrice. L'ensemble des contraintes existantes a été maintenu : espaces naturels protégés, parcs nationaux, loi littoral, espace d'exclusion éolien, conflits d'usage, interdiction du changement d'affectation des sols et obligation du retour au sol des digestats de méthanisation et d'une partie des déchets verts.

Sur la base de ces potentiels maximums, un algorithme d'optimisation s'appuyant sur une modélisation du système électrique permet ensuite de déterminer quelle part de ces potentiels est requise pour satisfaire la demande (au pas de temps horaire) aux différents horizons temporels.

UNE OPTIMISATION DES TRAJECTOIRES D'ÉVOLUTION DU MIX ÉLECTRIQUE AUTOUR DE 5 SCÉNARIOS

L'outil d'optimisation effectue conjointement une optimisation du parc de production et de stockage (investissements) et du mix électrique (appels de ces moyens) pour des journées types¹ sur la trajectoire 2015-2030. Cette optimisation tient compte des contraintes et des renforcements du réseau. L'équilibre offre/demande du système obtenu est ensuite validé par une simulation au pas horaire sur les 8 760 heures d'une année. Cette double optimisation a pour objectif de minimiser le coût total actualisé du système électrique sur la trajectoire 2015-2030, comprenant les coûts d'investissement, les coûts de renforcement du réseau de transport, et les coûts fixes et variables de fonctionnement. L'optimisation technico-économique, sans contrainte sur le rythme des installations ni sur les stratégies des acteurs économiques, conduit à des résultats différents de la réalité observée pour la période 2015-2019.

La stabilité statique et dynamique du système électrique optimisé est ensuite testée sur des points de fonctionnement critiques à l'aide d'un deuxième outil de simulation (*Powerfactory*®).

La stabilité des réseaux très renouvelables : un enjeu prégnant pour les territoires insulaires.

Les simulations réalisées ne concernent que le réseau HTB et il a été considéré que les moyens de production décentralisés ne participent pas au réglage de sa tension (63 kV). L'analyse de la stabilité du système porte alors sur l'étude du comportement modélisé de la fréquence et de la tension du réseau électrique dans des situations critiques.

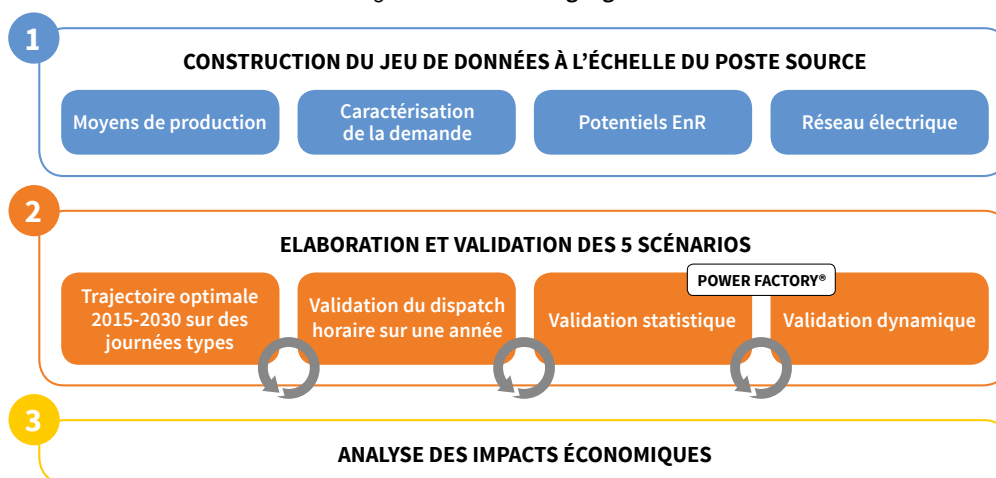
Les 3 points de fonctionnement retenus pour l'analyse de la stabilité statique correspondent :

- au taux de production décentralisée minimal en 2030 ;
- à la pointe annuelle de charge sur l'année 2030 ;
- au taux maximal de production éolienne et photovoltaïque sur l'année 2030 (l'inertie électro-mécanique du réseau est alors la plus faible).

La stabilité dynamique du système est testée sur le dernier point de fonctionnement présenté ci-dessus à partir duquel sont simulés les aléas suivant :

- un court-circuit sur la ligne la plus chargée ;
- la perte soudaine du plus gros groupe de production en fonctionnement ;
- la perte de l'ensemble de la production photovoltaïque décentralisée d'un poste source.

Figure 1 : Méthodologie générale



¹ L'approche probabiliste mise en œuvre dans l'outil d'optimisation assure sur la base des journées types, un équilibre offre/demande au pas de temps horaire sur toute l'année. Pour ce faire, à chaque pas de temps et sur la base des distributions de probabilité des productions et des demandes, l'algorithme calcule l'enveloppe des combinaisons possibles d'équilibre, y compris les plus improbables. La combinaison répondant à la situation moyenne de production et de demande est retenue comme résultat et les écarts constatés avec les autres combinaisons permettent de dimensionner la réserve. Tout aléa contenu dans les données d'entrée étant couvert, il n'y a donc aucune heure de défaillance dans les résultats. En revanche, les pannes fortuites des installations de production n'ont pas été prises en compte par l'outil de modélisation.



UNE ANALYSE ÉCONOMIQUE EX-POST

Enfin, une analyse économique est effectuée sur le système électrique obtenu. Celle-ci porte sur cinq indicateurs :

- **l'investissement brut** sur la période 2015-2030 : somme de l'ensemble des investissements non actualisés sur la période 2015-2030.
- **les coûts totaux actualisés²** sur la période 2015-2030 : somme de l'ensemble des coûts actualisés sur cette même période prenant en compte l'amortissement du capital, la rémunération des capitaux, les coûts échoués et les charges fixes et variables.
- **le coût complet moyen annuel** de l'énergie produite : somme de l'ensemble des coûts non actualisés d'une année divisée par l'énergie produite de cette même année.
- **le coût marginal** : sur un pas de temps donné, il est défini comme la part variable des coûts d'exploitation du moyen de production marginal à cet instant. Cela correspond au coût additionnel à payer pour fournir un kWh supplémentaire à cet instant.
- **Levelized Cost of Energy (LCOE)** : somme des coûts annuels actualisés divisée par la somme des productions annuelles actualisées sur la durée de vie des installations.

Le périmètre de l'analyse économique inclut les coûts de renforcement des réseaux HTB (dont on constate à l'issue des modélisations qu'ils sont négligeables dans le cas de ces 3 territoires). En revanche faute de données suffisantes, ceux liés au renforcement des réseaux de distribution n'ont pas pu être estimés³. Les coûts de déploiement des solutions de maîtrise de la demande d'énergie de même que ceux des infrastructures de recharge des véhicules électriques ne sont pas inclus dans l'analyse.

Dans cette analyse économique, l'ensemble des coûts est calculé et présenté hors impôts, taxes et marges à l'exception de la taxe carbone qui constitue un paramètre des scénarios. Ainsi l'analyse s'affranchit de la révision en profondeur de la fiscalité associée à l'énergie qui sera nécessaire dans un contexte de transition énergétique visant à substituer tous les combustibles fossiles par des ressources renouvelables. 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 des impôts, taxes et marges.

5 SCÉNARIOS MODÉLISÉS POUR CHAQUE TERRITOIRE

Ces 3 étapes « jeu de données d'hypothèses », « optimisation », et « analyses ex-post » ont été réalisées, pour chaque territoire, sur un total de 5 scénarios de conjoncture qui se distinguent par des hypothèses et des contraintes différentes.

Les 3 premiers scénarios ont été élaborés afin d'analyser la sensibilité des résultats au contexte technico-économique. Il n'y a pas de contrainte sur le taux d'énergie renouvelable. Le taux atteint sur chaque pas de 5 ans correspond à l'optimum technico-économique dans le contexte donné.

1. **UN SCÉNARIO « TENDANCIEL »** qui reprend les tendances actuelles qui sont projetées jusqu'en 2030.
2. **UN SCÉNARIO « AVANTAGE THERMIQUE »** qui offre un contexte favorable aux énergies conventionnelles avec des coûts de combustibles et une taxe carbone faible.

3. **UN SCÉNARIO « AVANTAGE TECHNOLOGIQUE »** qui donne un contexte favorable au développement des nouvelles solutions de production d'énergie renouvelable avec une taxe carbone plus élevée et un accès précoce à de nouvelles technologies.

Les 2 derniers scénarios portent deux contraintes fortes : les importations d'énergie sont interdites⁴ et l'objectif EnR est fixé à 100% en 2030. En particulier, on considère dans ces scénarios que la biomasse utilisée doit être produite localement. Le modèle d'optimisation prend alors en compte ces 2 contraintes pour déterminer le mix électrique correspondant à l'optimum économique. L'offre énergétique, le contexte favorable aux EnR ainsi que l'objectif 100% renouvelable sont similaires aux 2 scénarios qui se distinguent uniquement par une demande énergétique différente.

² Dans cette étude, le taux d'actualisation est de 8% et le taux de rémunération des capitaux immobilisés est de 11%. En faisant une hypothèse d'inflation de 2%, le taux effectif d'actualisation est de 5,9% et le taux effectif de rémunération des capitaux est de 8,8%.

³ Ils ne sont donc pas du tout pris en compte dans cette étude.

⁴ Exceptée la géothermie importée vers la Martinique et la Guadeloupe depuis la Dominique.

4. UN SCÉNARIO « TOUS FEUX VERTS » qui correspond à une autonomie électrique : tous les besoins en électricité sont couverts à partir d'une énergie primaire locale et non fossile.

5. UN SCÉNARIO « VERS L'AUTONOMIE ÉNERGÉTIQUE » qui prend en compte également la demande électrique qu'aurait le parc de véhicules routiers si on passait tous les véhicules particuliers et les véhicules utilitaires légers thermiques vers de la mobilité électrique. Dans ce scénario, les besoins en électricité du territoire mais aussi une importante partie des besoins en transport sont donc couverts par de l'énergie produite localement : ce scénario s'approche de l'autonomie énergétique.

Les hypothèses structurantes des scénarios sont présentées en *figure 2* ci-contre.

L'optimisation du mix de production est réalisée sur la base d'hypothèses de coûts annualisés d'installation et de maintenance projetés à 2030.

La *figure 3* présente l'évolution des LCOE (Levelized Cost of Energy) et des LCOS (Levelized Cost of Storage) moyens pris en compte dans cette étude. Les projets d'une même filière renouvelable peuvent avoir des LCOE très différents, du fait notamment de la variabilité de la taille des projets : par exemple la filière PV prend en compte à la fois les installations en toiture chez les particuliers mais aussi les centrales au sol. Les LCOE et LCOS sont calculés pour chaque filière de production et de stockage et chaque poste source du système. Les valeurs sont ensuite moyennées sur l'ensemble du parc en tenant compte de l'énergie produite. Les LCOE et LCOS sont donc différents selon les scénarios et les territoires.

Figure 2 : Hypothèses retenues pour l'élaboration des scénarios

	TENDANCIEL	AVANTAGE THERMIQUE	AVANTAGE TECHNOLOGIE	TOUS FEUX VERTS	VERS L'AUTONOMIE ÉNERGÉTIQUE
ÉLÉMENTS DE CONTEXTE					
Objectif EnR	Optimisé	Optimisé	Optimisé	100%	100%
Cours du pétrole (scénarios AIE)	Current policies	New policies	New policies	450 Scénario	450 Scénario
Taxe carbone - 2030 [€/tonne CO ₂]	60	40	60	100	100
Evolution de la demande (Ref. PPE)	MDE Standard	MDE Standard	MDE Renforcée	MDE Renforcée	MDE Renforcée
VE ⁽⁵⁾ - dynamique de pénétration [% des ventes 2030]	25%	25%	50%	50%	100% ⁽⁶⁾
VE - part pilotable [% du parc]	25%	25%	50%	50%	50%
ACCESSIBILITÉ DES POTENTIELS ENR MAXIMUM ADDITIONNELS À 2030					
Photovoltaïque [taux max de toitures susceptibles d'être équipées ⁽⁷⁾]	50%	50%	80%	80%	80%
Eolien surtoilé	Non	2030	2020	2020	2020
Eolien offshore	Non	Non	2030	2030	2030
Hydraulique - Sous condition strictes	Non	Non	Non	2020	2020
Hydraulique - Difficilement mobilisable	Non	Non	Non	Non	Non
Hydraulique - STEP marine	Non	2030 - Réunion Non	2030	2030	2030
Biomasse - Importations	Oui	Oui	Oui	Non	Non
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables] ⁽⁸⁾	50%	50%	50%	100% - 80% Réunion	100% - 80% Réunion
Géothermie importée	Oui Martinique	non	Oui Martinique et Guadeloupe	Oui Martinique et Guadeloupe	Oui Martinique et Guadeloupe
Géothermie - Année de disponibilité	2030	2030	2025-2030 Réunion	2025-2030 Réunion	2025-2030 Réunion
ETM ⁽⁹⁾ - Année de disponibilité	2025 Martinique Non	2025 Réunion Non	2025	2025	2025

⁵ Véhicule électrique

⁶ Dans ce cas particulier il s'agit de 100% du parc

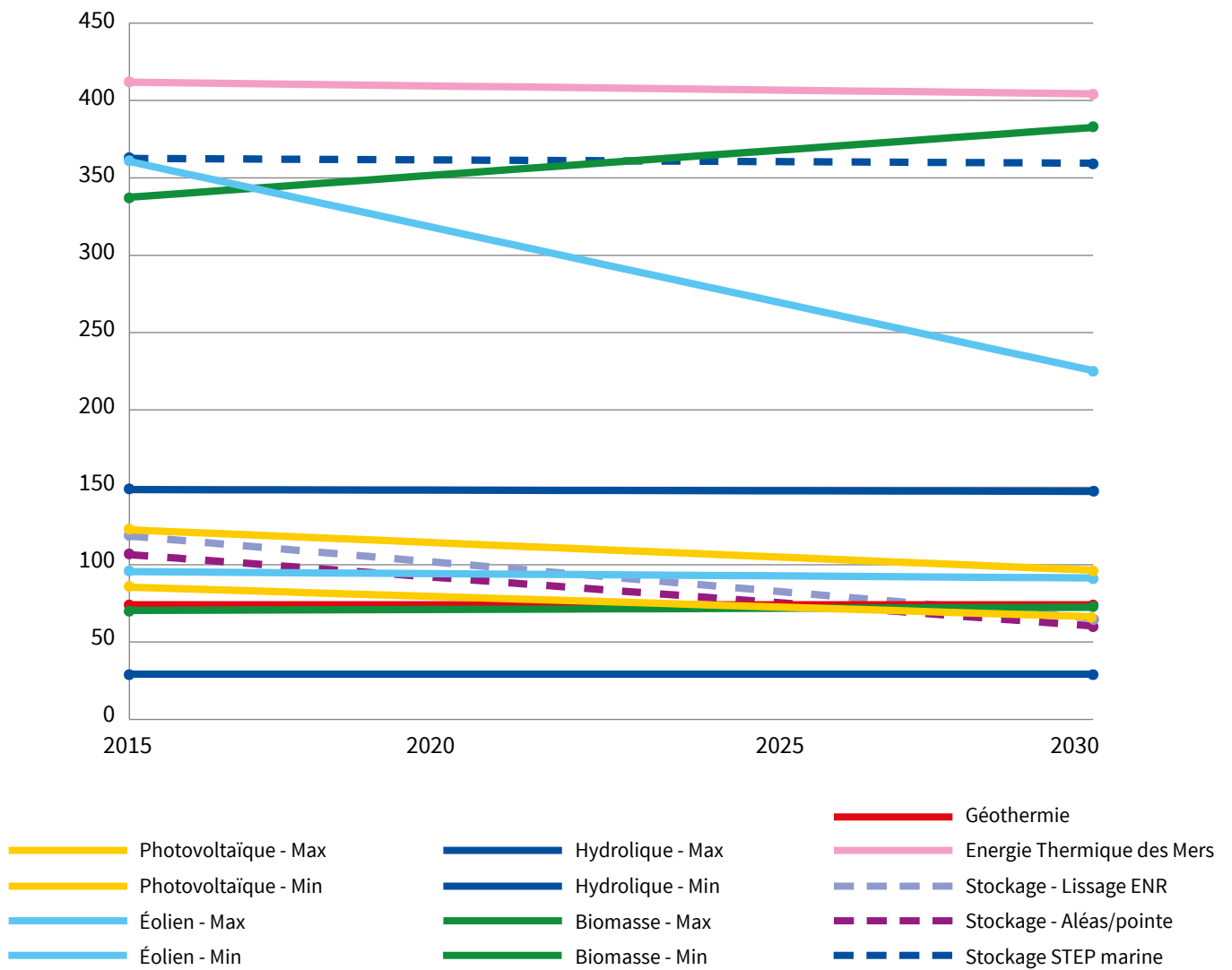
⁷ Ce taux ne s'applique qu'aux toitures pouvant être équipées (les toitures étant mal orientées, les zones d'ombre ou encore les zones de conflit d'usage ont déjà été supprimées)

⁸ Ces valeurs ne concernent que les terres mécanisables

⁹ L'énergie thermique des mers (ETM) consiste à exploiter le différentiel de température des océans entre les eaux de surface et les eaux profondes afin de produire de l'électricité.



Figure 3 : Projection des LCOE/LCOS par filière (€/MWh)





PRINCIPAUX RÉSULTATS



Moyennant une politique volontariste de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) et le recours à d'importantes capacités de stockage, un mix électrique 100% EnR adapté aux particularités de chaque territoire est techniquement possible, à la Réunion, en Martinique et en Guadeloupe. L'atteinte de cet objectif semble néanmoins difficilement réalisable en 2030 en raison du rythme élevé qu'il implique pour le déploiement des filières renouvelables.

Malgré des gisements très différents d'un territoire à l'autre, les potentiels EnR locaux sont suffisants pour assurer un mix électrique 100% renouvelable tout en satisfaisant l'ensemble de la demande électrique à tout instant (pas horaire). Les chiffres clés du scénario « Tous Feux Verts » dont le mix électrique est 100% renouvelable sont représentés [figure 4](#). Cependant, l'atteinte de l'autonomie énergétique ne semble toutefois pas réalisable d'ici 2030 en raison du rythme élevé qu'elle implique pour le déploiement des filières renouvelables. Par exemple, pour atteindre l'objectif d'autonomie fixé par la LTECV, la Réunion devrait déployer environ 1000 MW de PV en 15 ans, alors que la PPE en cours porte un objectif de 120 MW supplémentaire pour 2023.

Du fait de l'absence d'investissement dans les énergies fossiles (par hypothèse), et sous l'effet d'un bilan économique favorable, la part d'énergie renouvelable dans le mix augmente intrinsèquement au fil des années pour couvrir la demande supplémentaire. Compte tenu des coûts complets observés, ce résultat serait également conservé si l'on avait autorisé les investissements dans les énergies fossiles.

En prenant en compte les importations de biomasse, le taux d'énergie renouvelable atteint les 100% dans tous

les scénarios guadeloupéens et réunionnais. Pour la Martinique, les caractéristiques du parc existant et la difficulté de diversification des potentiels conduisent à conserver une part de production fossile à 2030 (en dehors des 2 scénarios dont le taux d'EnR est fixé à 100%). Le taux d'énergie renouvelable atteint tout de même 93% dans le scénario tendanciel martiniquais.

Comme le montre la [figure 5](#), en 2030, la production annuelle d'électricité à partir d'énergies renouvelables variables représente entre 35 et 53% de la production totale pour la Guadeloupe et la Réunion. En Martinique, les gisements renouvelables pilotables sont moins importants ce qui conduit à l'augmentation de la part d'énergies renouvelables variables dans le mix : en 2030, elle est comprise entre 58 et 73% de la production annuelle selon les scénarios.



Figure 4 : Chiffres clés scénario «Tous Feux Verts» 100% EnR (GWh)

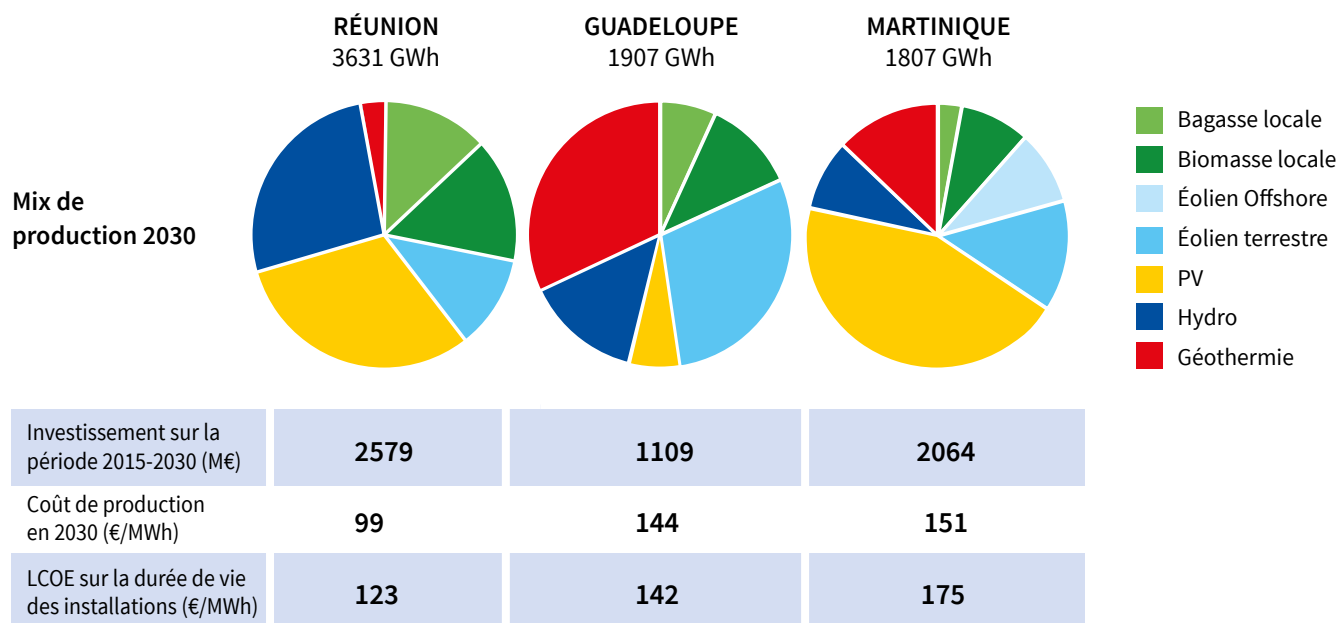
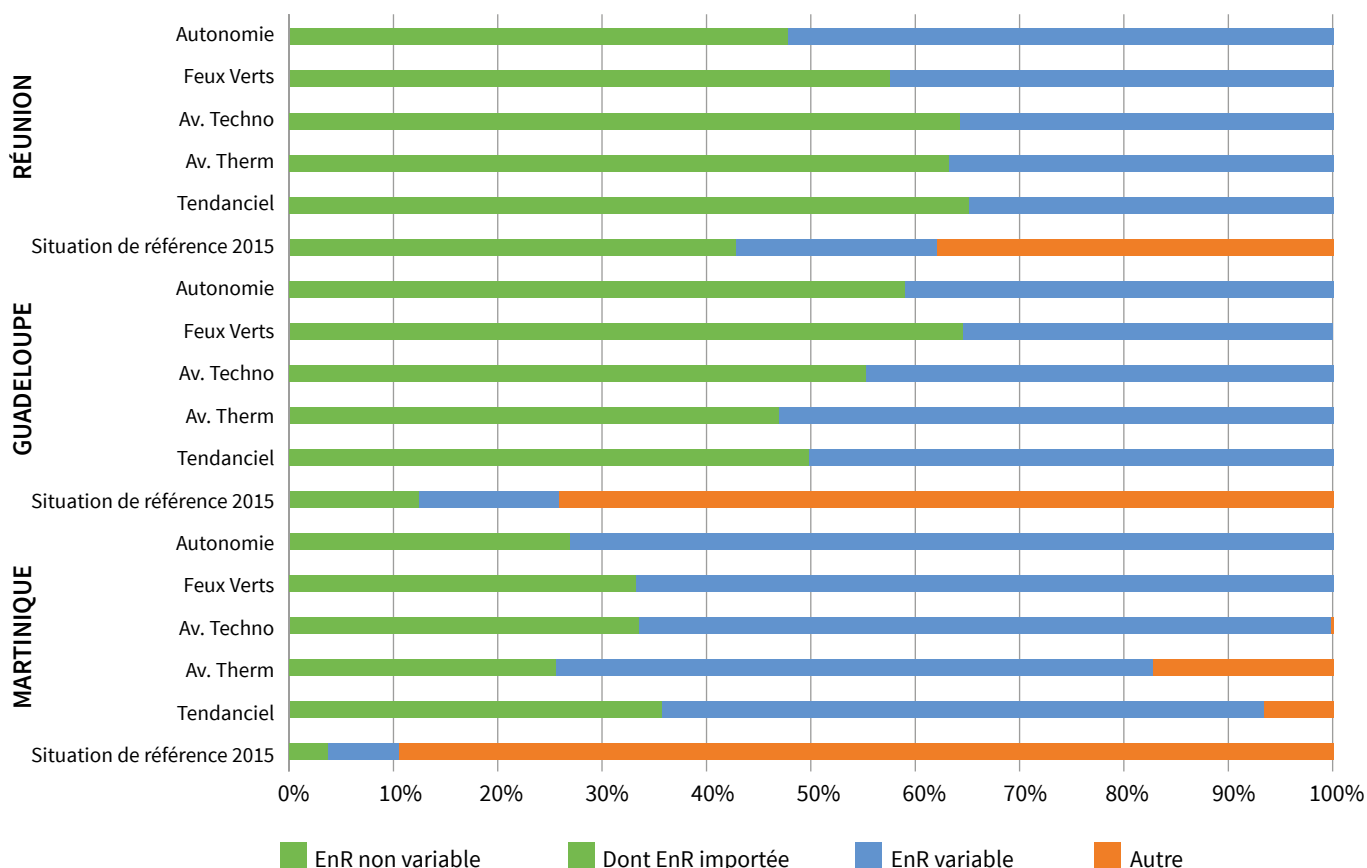


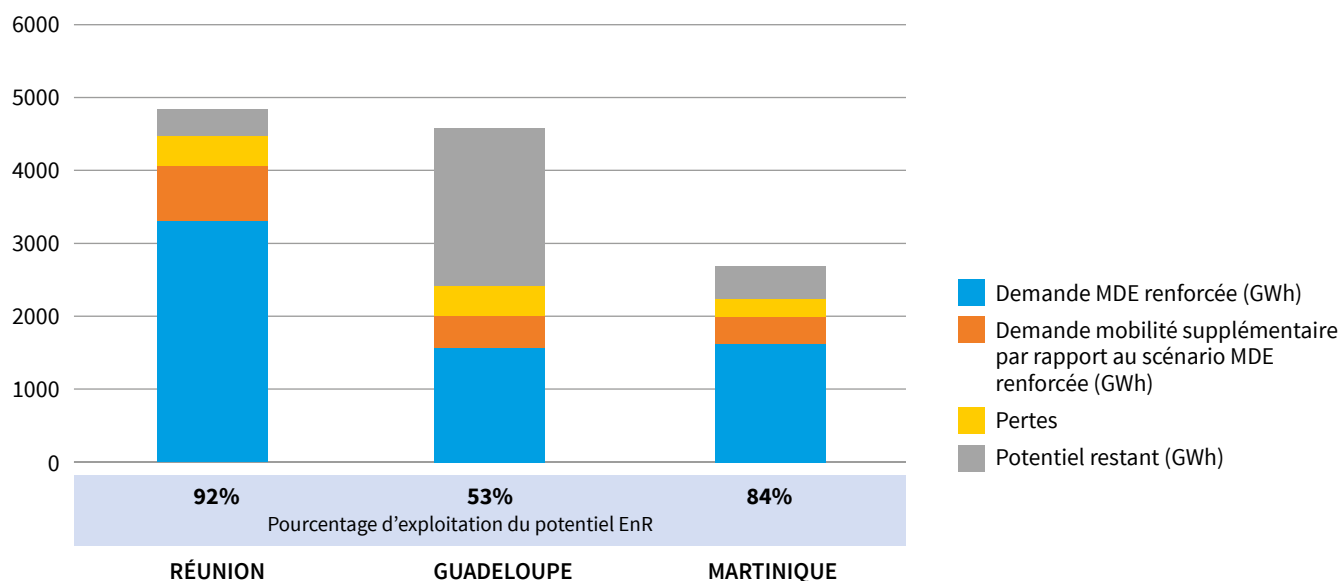
Figure 5 : Caractérisation de la production 2030 par scénario et territoire (GWh)



Comme observé sur la [figure 6](#), en cas de conversion en tout électrique du parc de véhicules routiers légers (VP ; VUL, hors bateaux, avions et poids lourds), les potentiels EnR locaux pourraient être suffisants pour couvrir la demande électrique additionnelle. Toutefois, pour la Martinique et la Réunion, la quasi-totalité des potentiels définis comme

accessibles, seraient alors exploités, pointant ainsi la fragilité d'une telle situation. Un important travail de maîtrise de la demande d'énergie est donc indispensable pour atteindre l'autonomie énergétique de ces territoires, notamment sur le secteur des transports et le tertiaire (climatisation).

Figure 6 : Exploitation du potentiel EnR identifié dans cette étude pour l'année 2030 du scénario «vers l'autonomie» (GWh)



UN BESOIN DE STOCKAGE EN MARTINIQUE ET À LA RÉUNION, 3 FOIS PLUS IMPORTANT QU'EN GUADELOUPE

Le maintien de l'équilibre offre-demande avec une part importante d'énergie renouvelable variable nécessite un recours significatif à des capacités de stockage. Ceci est notamment le cas pour la Réunion, la Martinique et certains scénarios de la Guadeloupe. D'autres scénarios guadeloupéens, qui bénéficient de moyens de production plus stables, notamment géothermiques, font appel à une capacité de stockage plus réduite.

Comme présenté dans la [figure 7](#), en raison d'une faible saisonnalité de la demande sur les territoires étudiés, les besoins en stockages sont majoritairement infrajournaliers à l'exception de 2 scénarios du territoire martiniquais qui font appel à 7 MW de STEP pour un stockage à plus long terme¹⁰. Dans cette étude, le stockage infrajournalier est

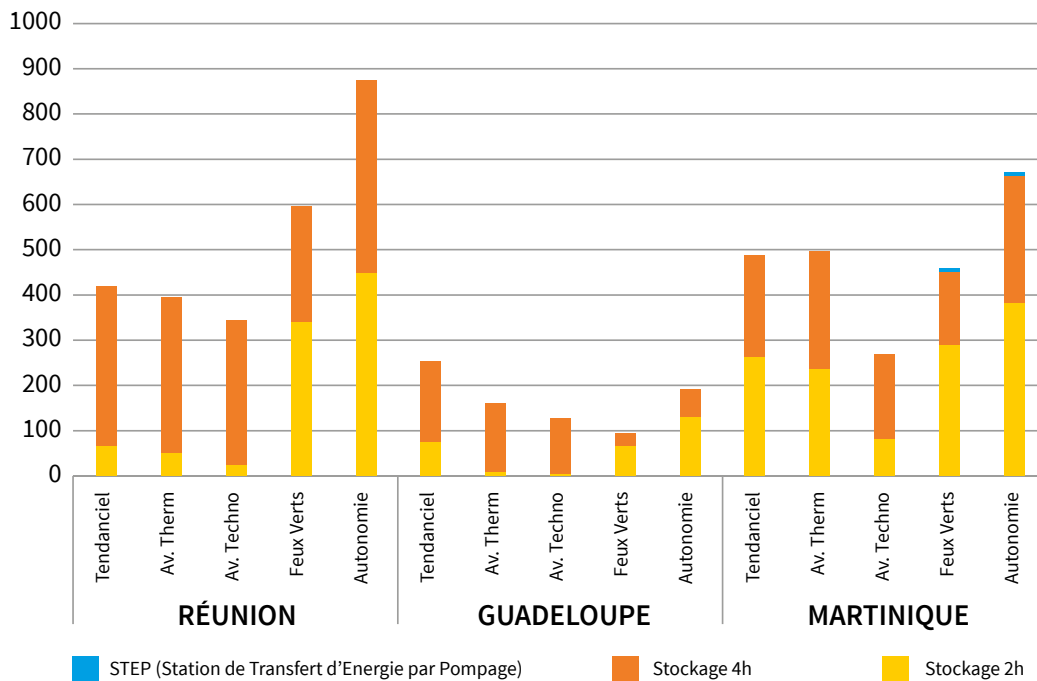
assuré par des batteries Li-Ion qui constituent la technologie la plus compétitive sur le marché actuel. Néanmoins, avec l'arrivée à maturité de certaines technologies alternatives, d'autres moyens de stockage pourraient être envisagés à moyen terme¹¹.

Par ailleurs, le parc de véhicules électriques qui constitue une demande supplémentaire, apporte aussi de la flexibilité dans la gestion de l'équilibre offre-demande dans le cas des charges pilotables. Cette flexibilité supplémentaire de la demande a pour effet de réduire les besoins de stockage. La part des véhicules électriques dont la charge est pilotable est comprise entre 25 et 50% selon les scénarios ; le véhicule-to-grid n'a pas été pris en compte dans cette étude.

¹⁰ Bien qu'elle s'appuie sur des données météorologiques réelles mesurées, la méthode mise en œuvre pour la construction de l'année type (TMY) utilisée comme entrée du modèle, ne permet pas de restituer les événements de faible occurrence comme des périodes critiques de plusieurs jours pour la production renouvelable variable. Les approfondissements nécessaires feront l'objet de travaux complémentaires qui sont susceptibles de modifier les résultats présentés en figure 7.

¹¹ Peuvent être cités en exemple, les systèmes sous-marins (gravitaire, STEP et air comprimé), des micro-stations de pompage urbaines ou encore des batteries à circulation (Red-Ox Flow), ou des batteries métal-air.

Figure 7 : Structure du stockage en 2030 selon les scénarios (MW)



UN FAIBLE BESOIN DE RENFORCEMENT DU RÉSEAU HTB POUR L'ENSEMBLE DES SCÉNARIOS

Les modélisations du réseau HTB réalisées confirment que le passage d'une production fortement centralisée, nécessitant des « autoroutes de l'énergie » pour répartir les flux sur l'ensemble du territoire, à une production fortement décentralisée qui favorise les circuits courts a pour effet de limiter les besoins de renforcement du réseau HTB. En Guadeloupe, seule une ligne a besoin d'être renforcée pour certains scénarios, d'une capacité supplémentaire allant jusqu'à 27 MVA dans le scénario « Avantage Thermique ». A la Réunion, une ligne doit être renforcée dans tous les scénarios ainsi que jusqu'à 3 lignes supplémentaires dans

certains scénarios. La capacité supplémentaire totale ne dépasse pas les 22,4 MVA. En Martinique, les besoins de renforcement concernent une ligne dans tous les scénarios à laquelle s'ajoutent jusqu'à 6 lignes dans certains scénarios. La capacité supplémentaire nécessaire varie entre 21 MVA pour le scénario Tendanciel et 168 MVA pour le scénario « Vers l'autonomie énergétique ». Il est à noter que ces renforcements résultent principalement de l'augmentation de la demande. Concernant le réseau de distribution, des études plus fines sont nécessaires pour évaluer les besoins.

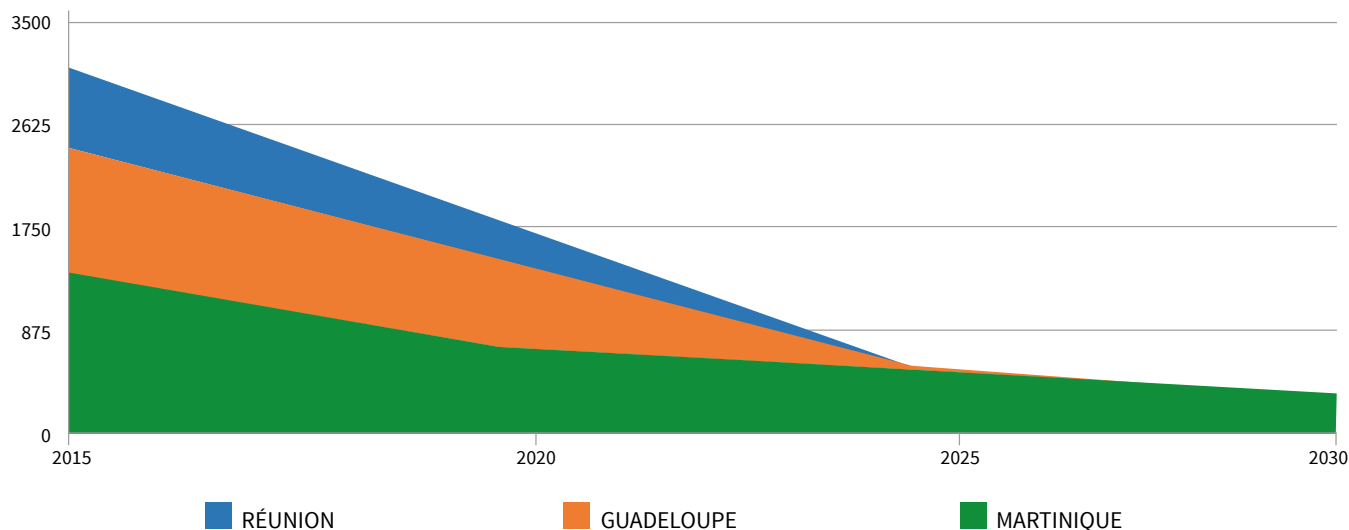
LE RÔLE DES CENTRALES DIESEL EST FORTEMENT RÉDUIT DANS LES 3 TERRITOIRES

Au vu des rythmes de développement des EnR pris en compte dans les scénarios étudiés, le rôle des centrales diesel est fortement réduit, pour des raisons économiques, dans les 3 territoires au cours de la période 2015-2030, et ce y compris en intégrant les services système qu'elles assurent.

La figure 8 montre l'évolution de la production d'électricité à partir des centrales diesel. Dès 2025, les centrales de l'ensemble des scénarios réunionnais ne seraient plus compétitives par rapport aux énergies renouvelables et ne

seraient plus nécessaires à la constitution de la réserve. En 2030, les centrales de certains scénarios martiniquais et guadeloupéens participeraient encore à la réserve et seraient utilisées occasionnellement. Dans une période transitoire de mutation du système électrique, il pourrait être envisagé de convertir une partie du parc diesel existant en compensateurs synchrones afin de participer à la stabilité du réseau électrique et couvrir les aléas majeurs à faible probabilité d'occurrence (cyclone).

Figure 8 : Evolution de la production électrique annuelle maximale à partir de diesel (GWh)



Note de lecture : l'optimisation technico-économique, sans contrainte sur le rythme des installations ni sur les stratégies des acteurs économiques, conduit à des résultats différents de la réalité observée pour la période 2015-2019

RECOMMANDATIONS

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 des 3 territoires, notamment pour le poste mobilité.
- La recherche de compromis juridiques et sociaux donnant accès à un potentiel EnR en phase avec l'objectif d'autonomie énergétique (zones géographiques sous contraintes, acceptabilité...).
- Une adaptation rapide des équipements de régulation du réseau électrique afin d'intégrer les nouveaux moyens de production décentralisés.



UNE BAISSSE ATTENDUE DES COÛTS COMPLETS DE L'ÉLECTRICITÉ

Les 5 indicateurs de l'analyse économique confirment la baisse attendue des coûts de l'énergie produite :

1. Des besoins d'investissement brut cumulés situés entre 1 et 2,6 Md€ par territoire sur la période 2015-2030 :

Afin d'accéder à une autonomie électrique renouvelable, la Martinique, la Réunion et la Guadeloupe devraient investir respectivement, 2, 2,6 et 1 milliards d'euros. Ces sommes sont à mettre en perspective avec l'investissement nécessaire des scénarios tendanciels. Le besoin en investissement du scénario « Vers l'autonomie » énergétique est identique à celui du tendanciel pour la Guadeloupe.

En revanche, il est nettement supérieur par rapport aux scénarios tendanciels respectifs de la Martinique (+42%) et la Réunion (+68%). Cette augmentation s'explique par une demande supérieure qui mobilise une grande partie du potentiel et contraint le système à investir dans des technologies plus coûteuses comme des installations PV moins productives ou encore de l'éolien offshore. Par ailleurs, en Guadeloupe, l'investissement du scénario « Tous feux verts » est inférieur à l'investissement du Tendanciel (-28%) alors qu'il est légèrement supérieur pour la Martinique (2%) et la Réunion (12%).



2. Les surcoûts d'investissements par rapport aux scénarios tendanciels sont totalement compensés par les baisses de charge d'exploitation dans les scénarios « Tous feux verts » des 3 territoires. En effet les coûts totaux actualisés de ces scénarios sur la période 2015-2030 sont réduits entre 1,5% et 5,4% par rapport aux scénarios tendanciels. A l'inverse, sous l'effet d'une demande nettement supérieure, les scénarios « Vers l'autonomie » génèrent sur cette même période une hausse des coûts totaux actualisés comprise entre 1 et 12% par rapport aux scénarios tendanciels. Il est important de noter qu'à demande équivalente, les coûts totaux de ces scénarios seraient plus faibles que ceux du tendanciel.

3. Les scénarios 100% EnR aboutissent à une baisse de 3 à 10% des LCOE par rapport aux scénarios tendanciels : Le LCOE, incluant l'ensemble des coûts et des productions sur la durée de vie des équipements, permet de prendre en compte les bénéfices des unités de production installées en 2030. Cet indicateur montre que les surcoûts d'investissements par rapport au tendanciel sont totalement compensés par les baisses de charge pour l'ensemble des scénarios « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie » (Figure 9).

4. Une baisse du coût complet annuel de production entre 2015 et 2030 : Conséquence de la forte augmentation de la production renouvelable, le coût complet de production baisse significativement entre la situation de 2015 et celle de 2030 pour l'ensemble des 15 scénarios et ce intégrant les coûts de stockage (Figure 10).

5. L'analyse du coût marginal permet de tirer les conclusions suivantes :

- La pénétration croissante d'énergies renouvelables couplées à des solutions de stockage contribue à réduire les besoins en capacités de production conventionnelle de pointe, ce qui se traduit par une baisse dans le temps du coût marginal annuel maximal 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 annuel maximal. Compte tenu des faibles quantités d'énergie mises en jeu, cette augmentation n'a pas d'effet notable sur le coût complet moyen annuel de production.
- La maîtrise de la demande électrique et l'augmentation de sa capacité de pilotage constituent un levier fort pour la réduction du coût marginal.

Figure 9 : LCOE moyen calculé sur la durée de vie des installations par rapport au LCOE du tendanciel

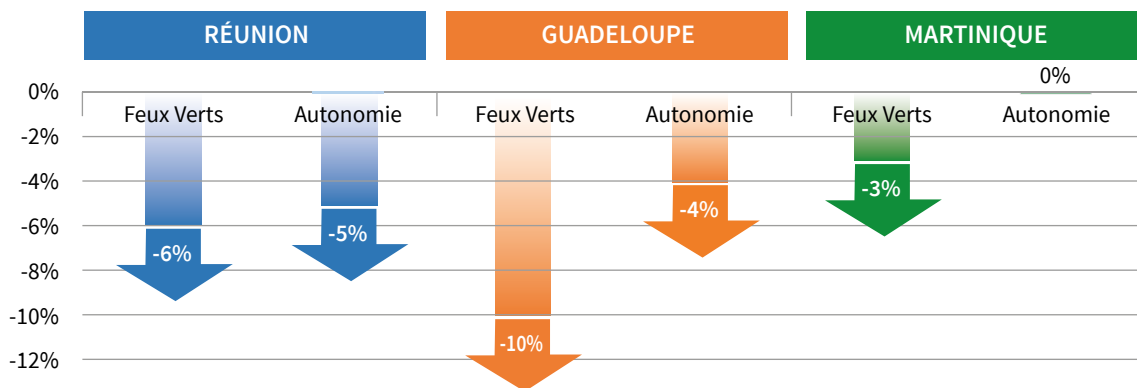
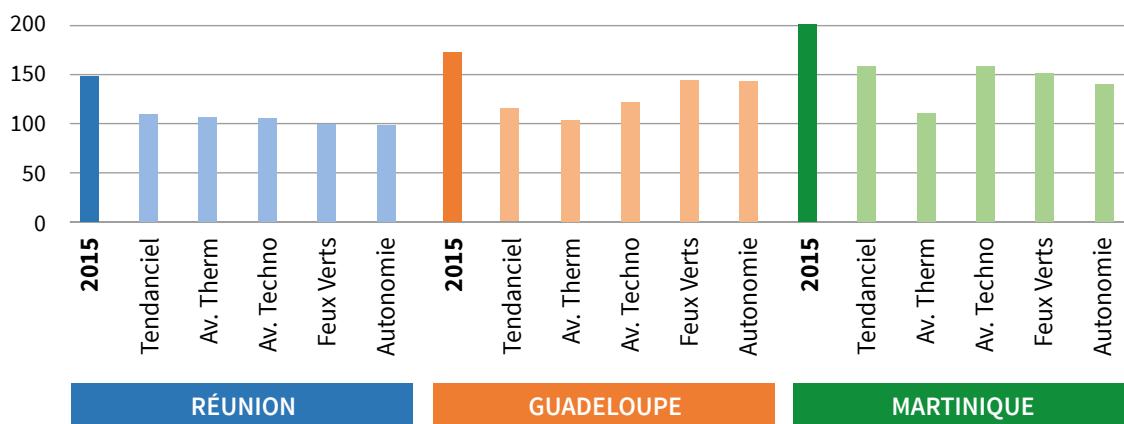


Figure 10 : Coût complet de production en 2030 (€/MWh)





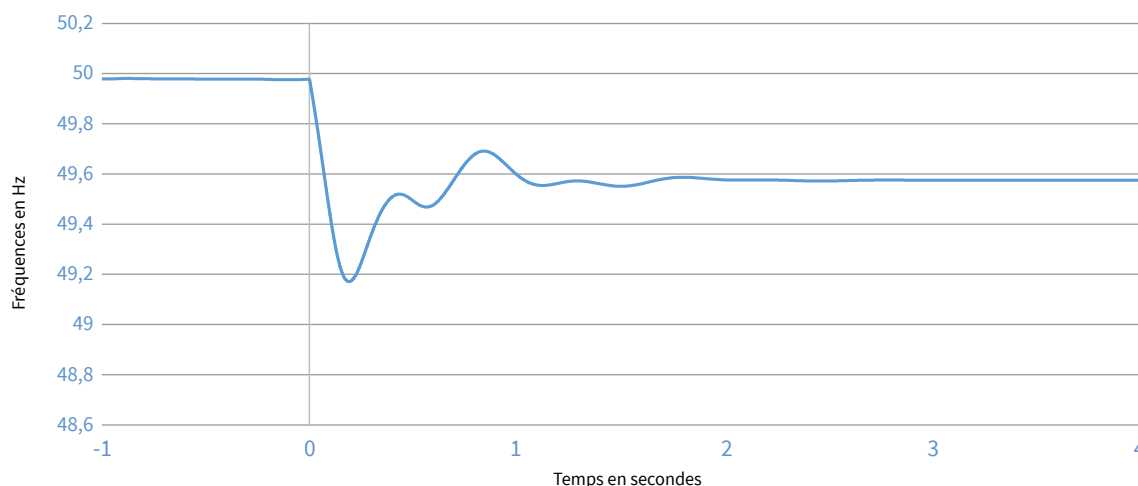
UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE 100% ENR POURRAIT RESTER STABLE FACE À DES INCIDENTS SIGNIFICATIFS

Du fait de leurs petites tailles, les réseaux électriques des ZNI sont plus sensibles à la modification de leur configuration que les grands réseaux interconnectés (moins de foisonnement, moins d'inertie, absence d'interconnexion).

La stabilité du système électrique, primordiale pour maintenir l'alimentation des charges dans de bonnes conditions, repose sur un ensemble de mécanismes performants qui ont été développés selon la configuration actuelle du système électrique : des centrales de production pilotables et synchrones connectées au réseau de transport et apportant une inertie et un courant de court-circuit élevés au réseau électrique. Le développement des énergies renouvelables, du fait de leurs caractéristiques, modifie la configuration du réseau électrique. Possibilité de production décentralisée connectée au réseau de distribution, variabilité de la production, absence d'inertie intrinsèque pour certaines EnR (éolien et PV) et réduction du courant de court-circuit sont autant de nouveaux paramètres à prendre en compte dans l'évolution du système.

Dans les trois cas critiques testés, les simulations ont montré une bonne stabilité des principales grandeurs électromécaniques du réseau (Fréquence, Tension, Courant, etc...). Ces résultats montrent que la baisse d'inertie intrinsèque dans les réseaux dont la production est essentiellement interfacée par de l'électronique de puissance (PV et éolien notamment) pourrait être compensée par la forte réactivité d'un parc de batteries dimensionné pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Comme illustré par la figure 11, la perte soudaine d'un groupe en 2030 (ici l'unité de production géothermique de Bouillante en Guadeloupe) entraîne une baisse rapide de la fréquence qui se stabilise ensuite en moins de 2 secondes. La stabilisation rapide de la fréquence est possible grâce à la forte réactivité des batteries qui produisent de l'inertie synthétique (déploiement en moins de 0,5 seconde). Une solution complémentaire (non testée dans le cadre de cette étude) reposerait sur un apport d'inertie issue de compensateurs synchrones basés sur les centrales de production conventionnelles.

Figure 11 : Modélisation de l'évolution de la fréquence suite à la perte du groupe de production géothermique à Bouillante, en Guadeloupe



Ces premiers résultats, bien qu'encourageants, ne permettent cependant 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 (distribution comprise) doit être conduit sur un plus grand nombre de situations



LIMITES & PERSPECTIVES DE L'ÉTUDE



« Bien qu'elle s'attache à modéliser en détail de nombreux paramètres du système électrique de chaque territoire, cette étude comporte certaines limites liées au cadre méthodologique dans lequel elle a été conduite. Les analyses effectuées ne peuvent en aucun cas se substituer à une étude de faisabilité opérationnelle mais visent seulement à apporter des réponses aux questions formulées dans les objectifs de l'exercice.

Les points suivants constituent des limites inhérentes à la méthodologie retenue :

- En conformité avec l'objectif de la LTECV, l'horizon d'optimisation a été fixé à 2030 sans contraintes sur les dynamiques de déploiement des différentes filières. La prise en compte de telles contraintes aurait probablement un impact significatif sur la chronologie des résultats. Les scénarios pouvant être retardés dans le temps, cela ne remet pas en cause la nature des systèmes atteignables mais seulement leurs échéances. Par ailleurs, l'optimisation technico-économique, sans contrainte sur le rythme des installations ni sur les stratégies des acteurs économiques, conduit à des résultats différents de la réalité observée pour la période 2015-2019.
- En l'absence de données suffisantes sur le réseau de distribution ainsi que pour des raisons de temps de calcul, seul le réseau de transport a été modélisé. Les consommations et les productions en aval des départs de distribution sont agrégées aux postes sources concernés.
- Bien qu'au sommet de l'état de l'art, les outils de modélisation utilisés pour l'analyse de stabilité des systèmes électriques obtenus sont basés sur un ensemble d'équations destinées à des systèmes actuels composés principalement de machines tournantes synchronisées au réseau. Les systèmes obtenus à l'horizon 2030 sont principalement composés de production interfacée par électronique de puissance, ce qui questionne notamment les méthodes de régulation à déployer pendant la période de transition où devront coexister les deux types de production. Des études approfondies sont donc nécessaires avant de conclure sur la stabilité de tels systèmes.
- Les coûts sont calculés hors impôts, taxes et marges, à l'exception de la taxe carbone qui constitue un paramètre des scénarios. Ils ne tiennent pas compte des besoins en investissement dans les réseaux HTA/BT ainsi que dans les équipements associés aux véhicules électriques et à la maîtrise de la demande (MDE). De même, les économies d'importation de carburant associées à la substitution des véhicules thermiques par une mobilité électrique ne sont pas prises en compte. Par ailleurs, les coûts sont évalués du point de vue de la collectivité et ne reflètent donc pas les opportunités que pourraient avoir un porteur de projet, du fait de dispositifs réglementaires particuliers.
- Au-delà de la faisabilité technique et de l'évaluation des coûts du système électrique, d'autres volets sont à prendre en compte par les décideurs publics, notamment les impacts sur l'emploi et l'économie ainsi que sur l'environnement, sur lesquels d'autres travaux sont menés par l'ADEME.



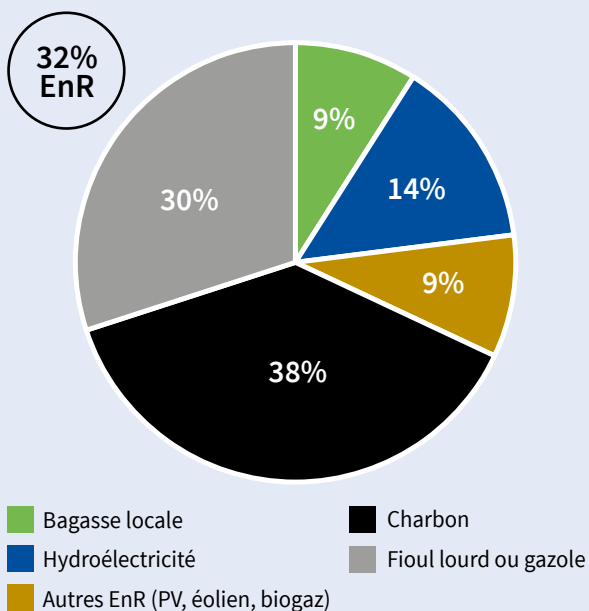
RÉSULTATS PAR TERRITOIRE

LA RÉUNION

EN 2017

- Population : 860 815 habitants
- Consommation électrique : 2746 GWh
- Production électrique : 2 985 GWh
- Consommation transport : 658,8 ktep
 - Transport routier : 68%
 - Transport aérien : 30%
 - Transport maritime : 2%

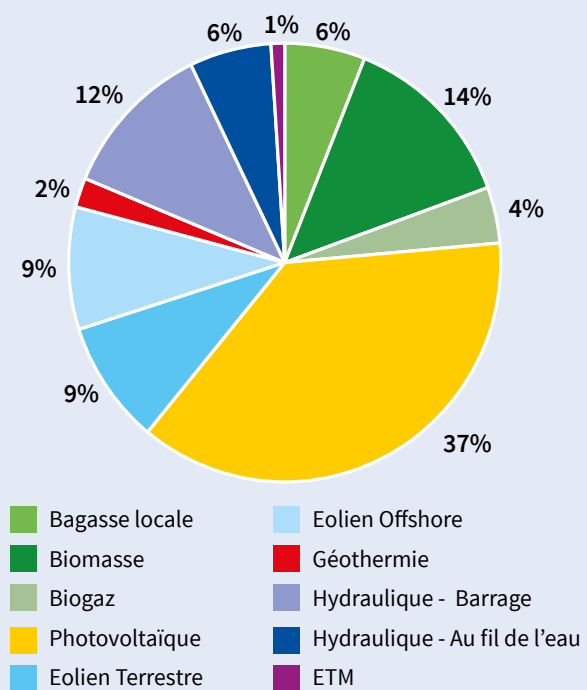
Figure 12 : Mix de production 2017 (GWh)



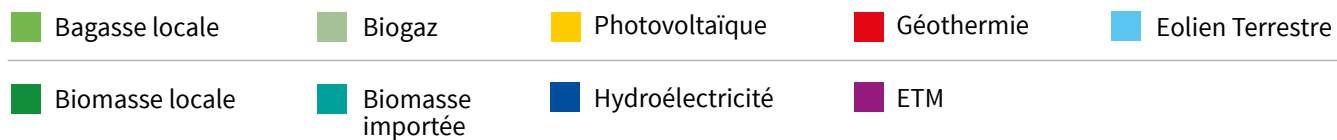
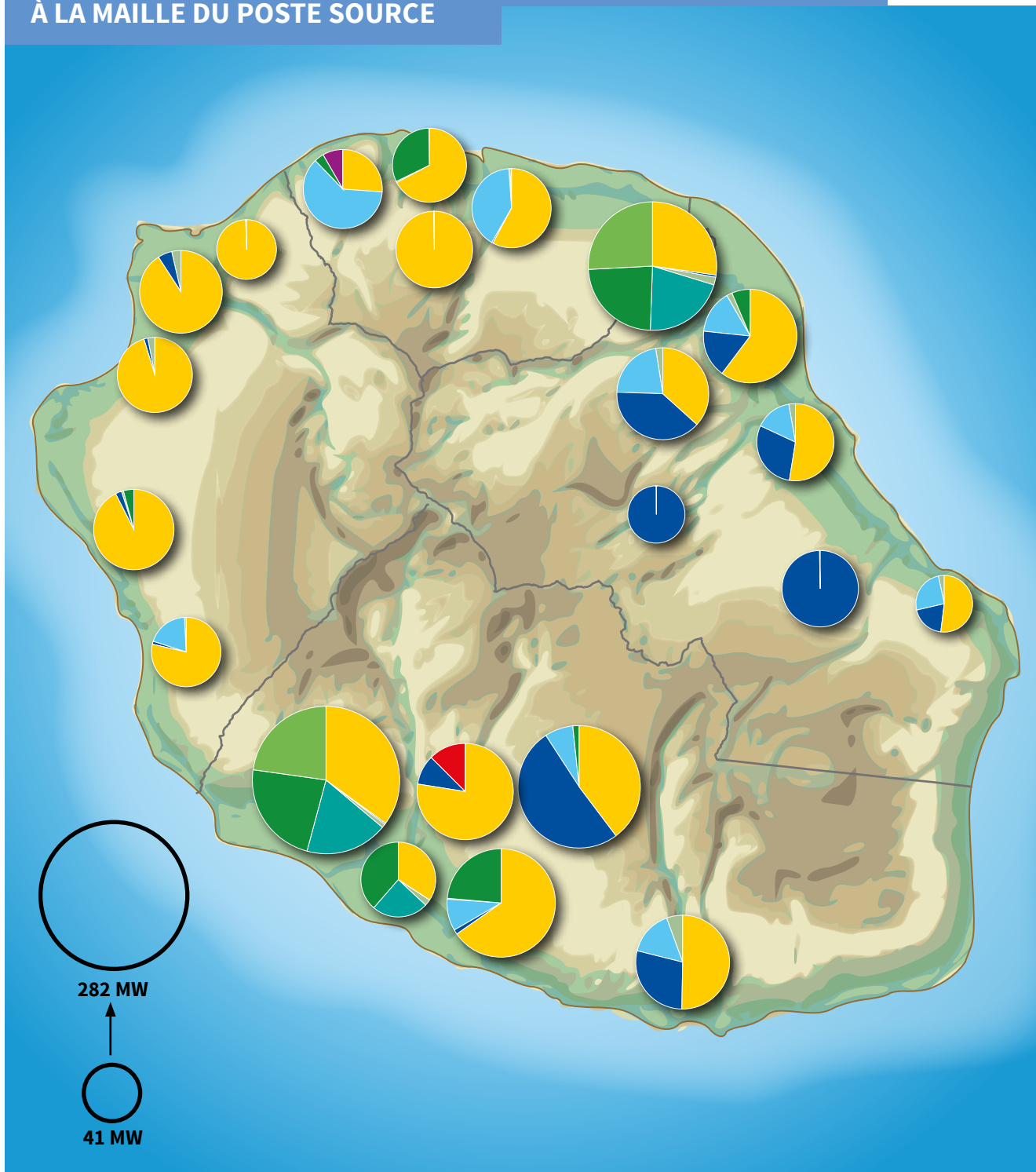
EN 2030

- Population : 983 000 habitants
- Consommation électrique :
entre 3313 et 4067 GWh selon les scénarios
Dont consommation des véhicules
électriques : entre 118 et 988 GWh selon les
scénarios
- Potentiel maximal de production électrique
renouvelable identifié selon les hypothèses
de l'étude : 4834 GWh

Figure 13 : Potentiel maximal de production renouvelable 2030 pris en compte dans cette étude (GWh)



LES POTENTIELS RENOUVELABLES DE LA RÉUNION EN 2030 (MW) À LA MAILLE DU POSTE SOURCE



ANALYSE DES MIX SELON LES SCÉNARIOS

La *Figure 15* permet de connaître pour chaque filière la part du potentiel renouvelable exploité pour l'ensemble des scénarios de la Réunion.

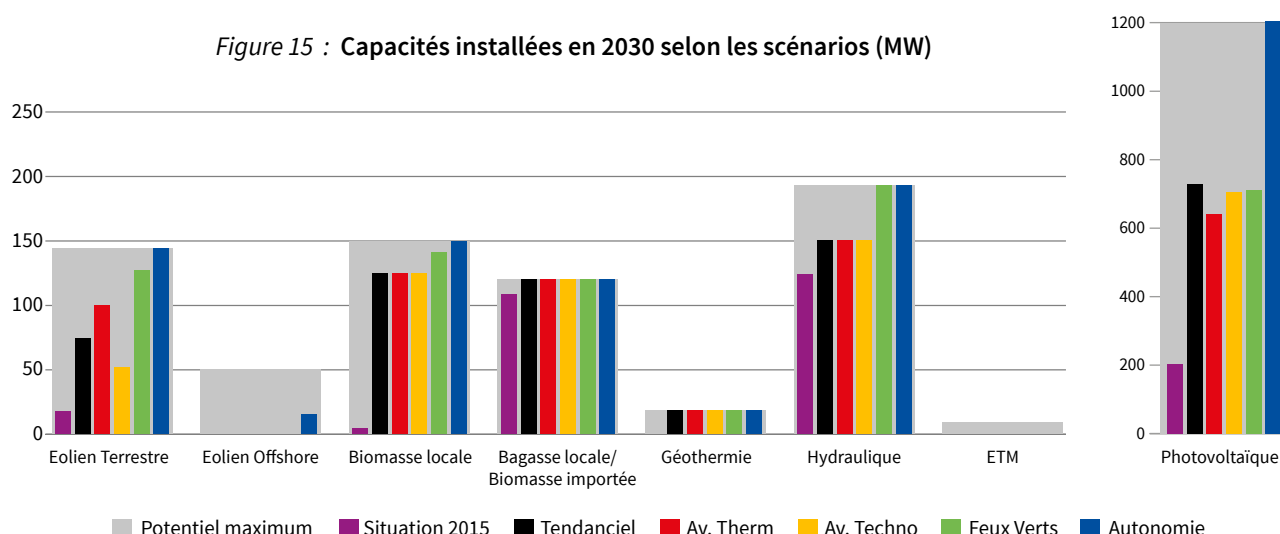
La disparition progressive et totale du charbon, grâce aux importations de biomasse, conduit dans tous les cas étudiés à des mix 100% renouvelables. Du fait de leur caractère prévisible et contrôlable, la géothermie et l'hydraulique sont toujours installées au maximum des potentiels disponibles.

Pour les scénarios sans importation, correspondant aux scénarios « Tous Feux Verts » et « Vers l'Autonomie », l'éolien

et l'hydraulique viennent compenser la biomasse importée. Le recours à des moyens plus coûteux comme le PV résidentiel ou l'éolien off-shore est nécessaire pour couvrir la demande élevée du scénario « Vers l'autonomie » mais l'ETM¹² reste trop onéreux pour que le modèle investisse dans cette technologie.

La saturation de la quasi-totalité des potentiels disponibles dans le scénario « Vers l'autonomie énergétique » met en évidence la nécessité d'un important effort de maîtrise de la demande, notamment sur le poste mobilité.

Figure 15 : Capacités installées en 2030 selon les scénarios (MW)



ANALYSE ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS

La *Figure 16* donne la structure des coûts totaux sur la période 2015 – 2030 par grands postes de coût : production et stockage. Les coûts de renforcement du réseau de transport (réseau HTB seul) ont fait l'objet d'une modélisation mais apparaissent négligeables au regard des deux premiers, et ne sont donc pas représentés.

Pour le scénario « **Avantage technologique** », on note l'effet cumulé de la baisse de la demande et de la flexibilité induisant d'une part, une baisse des investissements en capacité de production par rapport au scénario tendanciel et d'autre part une réduction des besoins en capacités de stockage.

À l'inverse, la forte augmentation de la demande du scénario « **Autonomie énergétique** » implique des investissements dans des moyens de production plus coûteux et une augmentation importante des moyens de stockage.

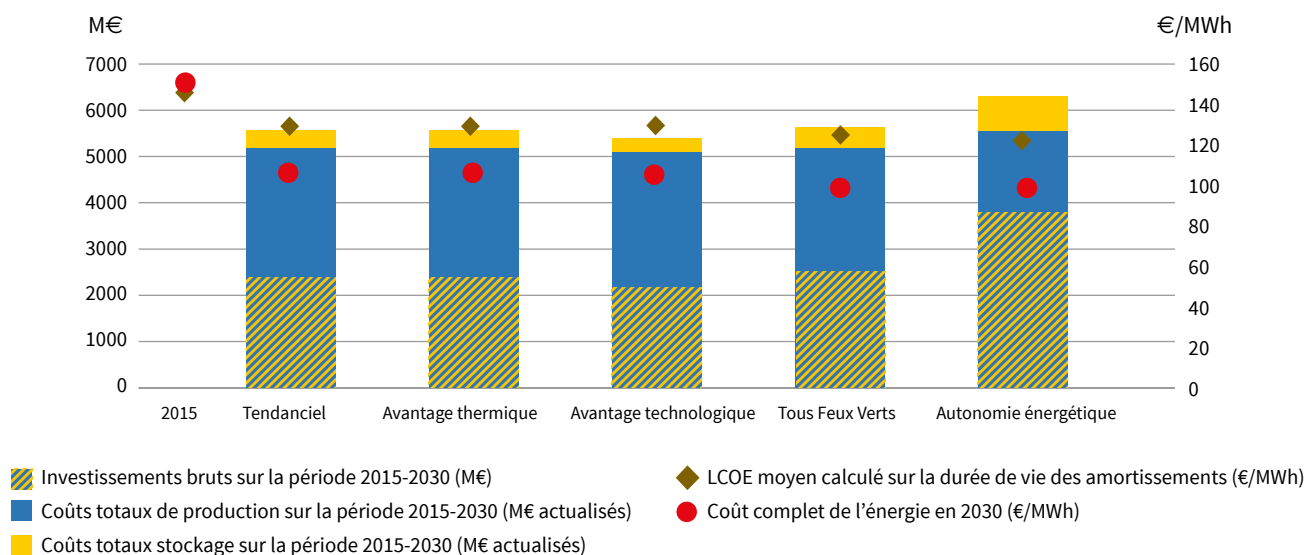
Toutefois, le coût du stockage reste faible par rapport aux coûts de production puisqu'il ne représente qu'entre 5 et 9% des coûts totaux.

Avec les hypothèses d'étude, qui n'incluent pas les coûts de mise à niveau du réseau de distribution, le passage d'une trajectoire tendancielle à une trajectoire d'autonomie électrique ne nécessitera qu'une faible augmentation (+ 12%) des investissements sur la période 2015 – 2030, susceptible d'être totalement compensée par les baisses de charges induites – cas du scénario « **Tous feux verts** » – sur cette même période.

Le LCOE (coût moyen global de production d'énergie) baisse significativement : d'un niveau actuel à 145 €/MWh, il est réduit à 131 €/MWh avec le scénario « **Tendanciel** », et jusqu'à 123 €/MWh avec le scénario « **Tous feux verts** ».

¹² L'énergie thermique des mers (ETM) consiste à exploiter le différentiel de température des océans entre les eaux de surface et les eaux profondes afin de produire de l'électricité.

Figure 16 : Bilan économique des scénarios de la Réunion



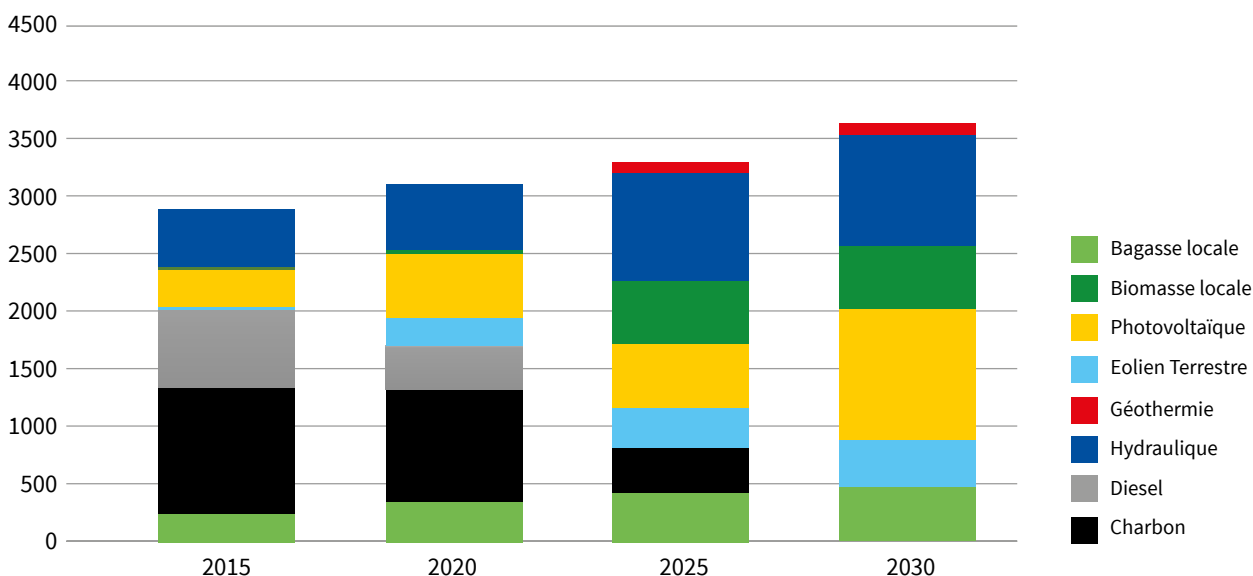
FOCUS SUR LE SCÉNARIO «TOUS FEUX VERTS»

■ EVOLUTION DU MIX DE PRODUCTION (Figure 17)

De 2015 à 2020, le modèle investit essentiellement dans l'éolien, le PV et la bagasse locale. En 2025, l'optimisation conduit à déclasser les centrales diesel qui laissent place à la biomasse locale, la géothermie et l'hydraulique. Entre 2025

et 2030, la suppression du charbon, sans importation de biomasse en substitution, entraîne une très forte croissance du PV qui compose alors 31% du mix énergétique suivi par l'hydraulique (27%) et la biomasse locale (15%).

Figure 17 : Evolution du mix énergétique du scénario « Tous Feux verts » (GWh)



Note de lecture : l'optimisation technico-économique, sans contrainte sur le rythme des installations ni sur les stratégies des acteurs économiques, conduit à des résultats différents de la réalité observée pour la période 2015-2019

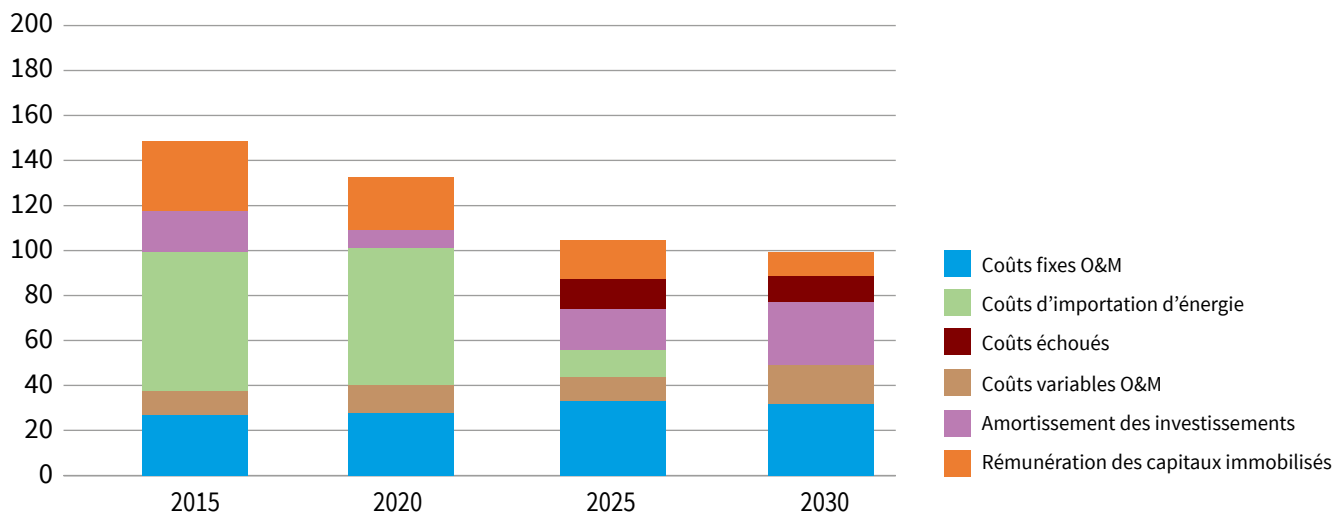
■ EVOLUTION DES COÛTS COMPLETS (Figure 18)

Grâce à la bonne disponibilité de la ressource hydraulique, la Réunion avait en 2015 le coût complet de l'énergie le plus faible des 3 territoires, il s'élevait alors à 148 €/MWh. A l'horizon 2030, dans le scénario Tous Feux Verts, la production réunionnaise reste la moins onéreuse et atteint 99 €/MWh. La baisse du coût complet annuel de

production est principalement due à la diminution du coût des importations d'énergie fossile.

La conversion du parc dans le cadre du scénario Tous Feux Verts fait bien apparaître le caractère capitalistique des filières EnR avec un amortissement du capital en augmentation de façon significative en 2030 puisqu'il représente 28% des coûts complets, contre 12% en 2015.

Figure 18 : Structure du coût complet du scénario « Tous Feux verts » (€/MWh)

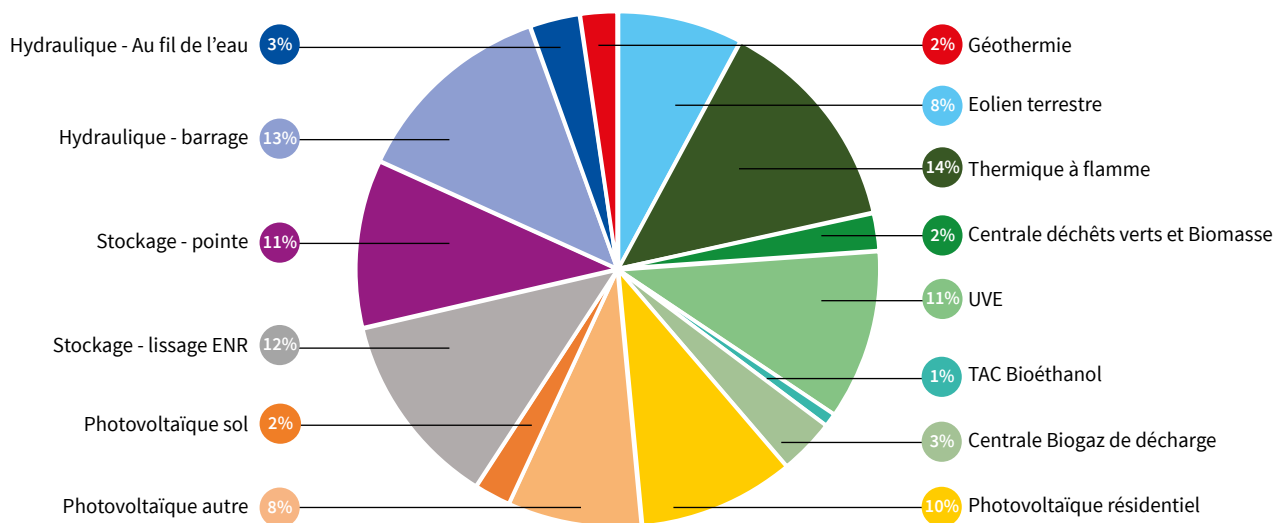


■ RÉPARTITION DES COÛTS COMPLETS DE L'ÉNERGIE EN 2030 (Figure 19)

En 2030, parmi les centrales fossiles présentes en 2015, seules les centrales thermiques à flamme sont encore en fonctionnement.

Les deux filières de stockage d'énergie représentent la plus grande part de la structure des coûts de l'énergie à 2030. Les poids des deux typologies de stockage (lissage des ENR, couverture des aléas et de la pointe) sont équivalents.

Figure 19 : Contribution au coût complet de production en 2030 du scénario « Tous Feux verts » (M€/an)

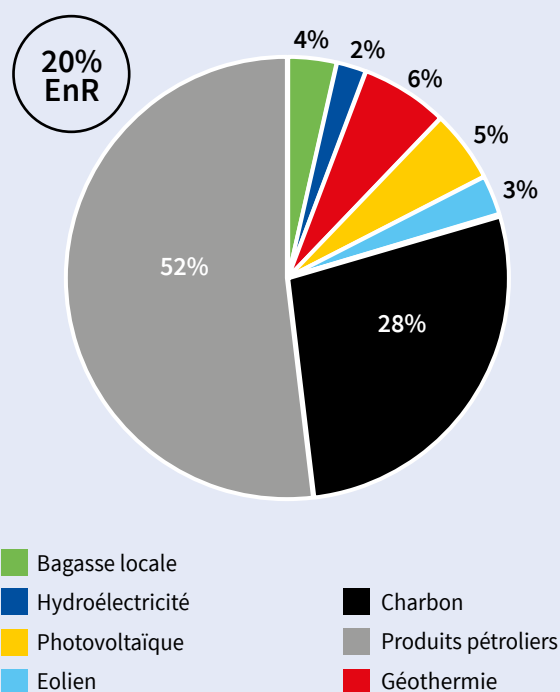


LA GUADELOUPE

EN 2017

- Population : 395 725 habitants
- Consommation électrique : 1 518 GWh
- Production électrique : 1 757 GWh
- Consommation transport : 395 ktep
 - Transport routier : 63%
 - Transport aérien : 32,5%
 - Transport maritime : 4,5%

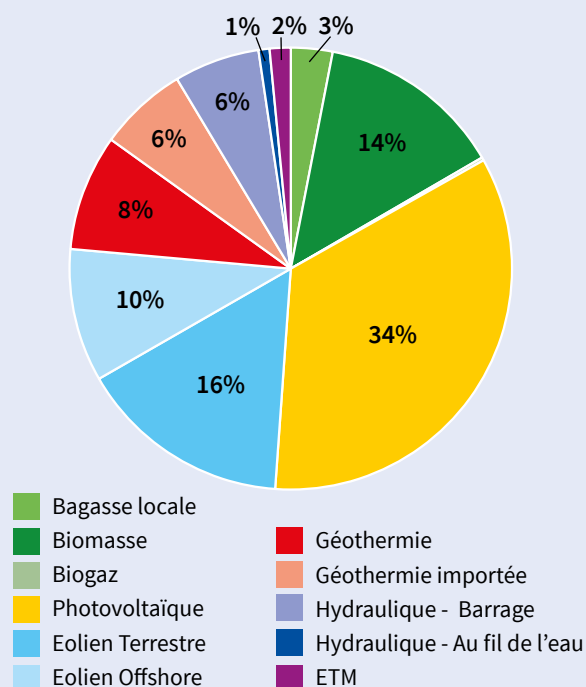
Figure 20 : Mix de production 2017 (GWh)



EN 2030

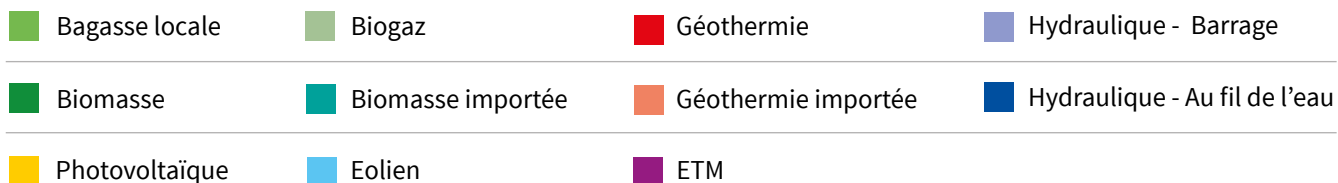
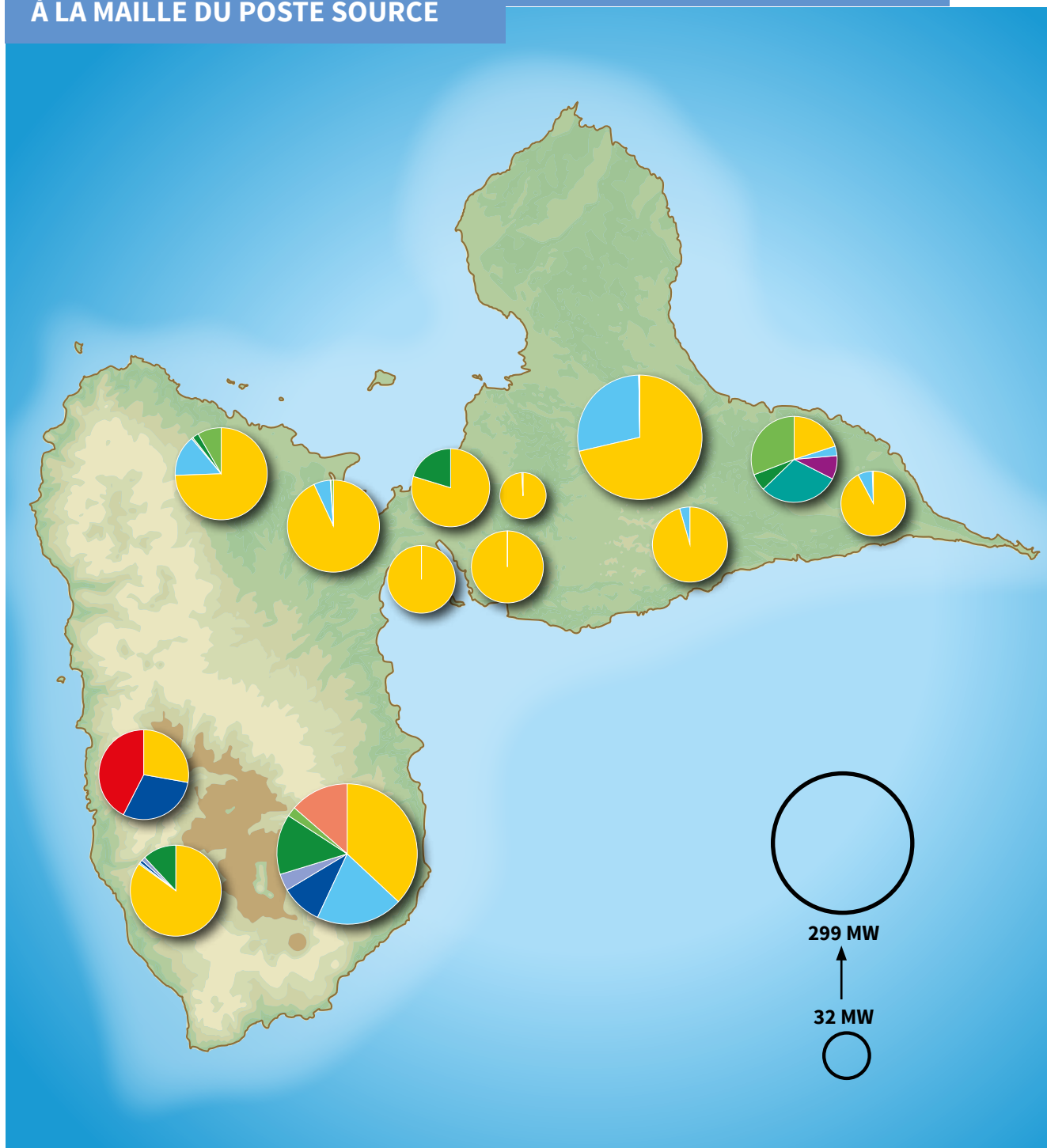
- Population : 370 000 habitants
- Consommation électrique :
entre 1741 et 2078 GWh selon les scénarios
Dont consommation des véhicules électriques : **entre 73 et 584 GWh selon les scénarios**
- Potentiel maximal de production électrique renouvelable identifié selon les hypothèses de l'étude : 4586 GWh

Figure 21 : Potentiel maximal de production renouvelable 2030 pris en compte dans cette étude (GWh)





LES POTENTIELS RENOUVELABLES DE LA GUADELOUPE EN 2030 (MW) À LA MAILLE DU POSTE SOURCE



ANALYSE DES MIX SELON LES SCÉNARIOS

La *Figure 23* permet de connaître pour chaque filière la part du potentiel renouvelable exploité pour l'ensemble des scénarios de la Guadeloupe.

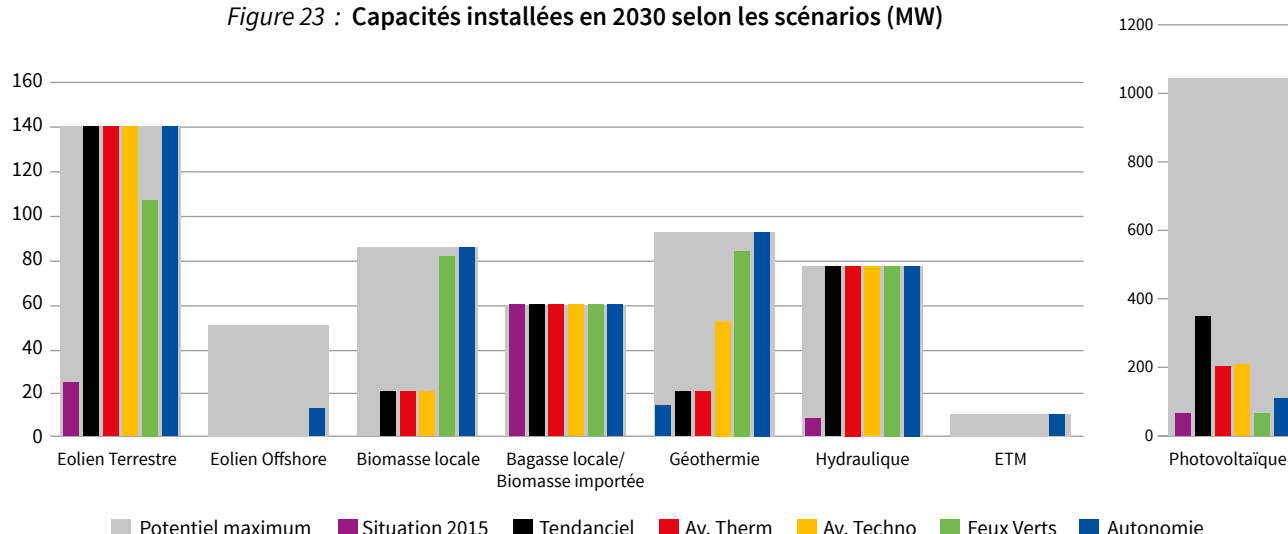
Ici aussi, la disparition progressive et totale du charbon, grâce aux importations de biomasse, conduit dans tous les cas étudiés à des mix 100% renouvelables.

Dans les scénarios avec contrainte 100% EnR sans importation de biomasse, le système privilégie des productions stables (biomasse locale et géothermie) afin d'éviter une augmentation significative des besoins de stockage. Quel que soit le scénario, le potentiel de géothermie locale est toujours exploité à son maximum.

En revanche, le modèle investit dans la géothermie importée de Dominique seulement lorsqu'il ne peut bénéficier de la biomasse importée (scénarios « Tous Feux Verts » et « Vers l'Autonomie »). Ceci illustre de façon chiffrée l'intérêt stratégique de pouvoir développer la géothermie sur ce territoire, et également l'interconnexion avec la Dominique si l'on s'interdit la biomasse importée.

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.

Figure 23 : Capacités installées en 2030 selon les scénarios (MW)



ANALYSE ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS

La *Figure 24* 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.

En s'appuyant sur une production renouvelable garantie et une bonne flexibilité de la demande, le scénario « Tous feux verts » fait appel à un mix limitant fortement le recours au photovoltaïque et les besoins de stockage associés.

L'impact sur les besoins en stockage de l'augmentation de la demande du scénario « Vers l'autonomie » reste également limité grâce à l'importante flexibilité de la demande de ce scénario.

Le scénario nécessitant les investissements les plus élevés

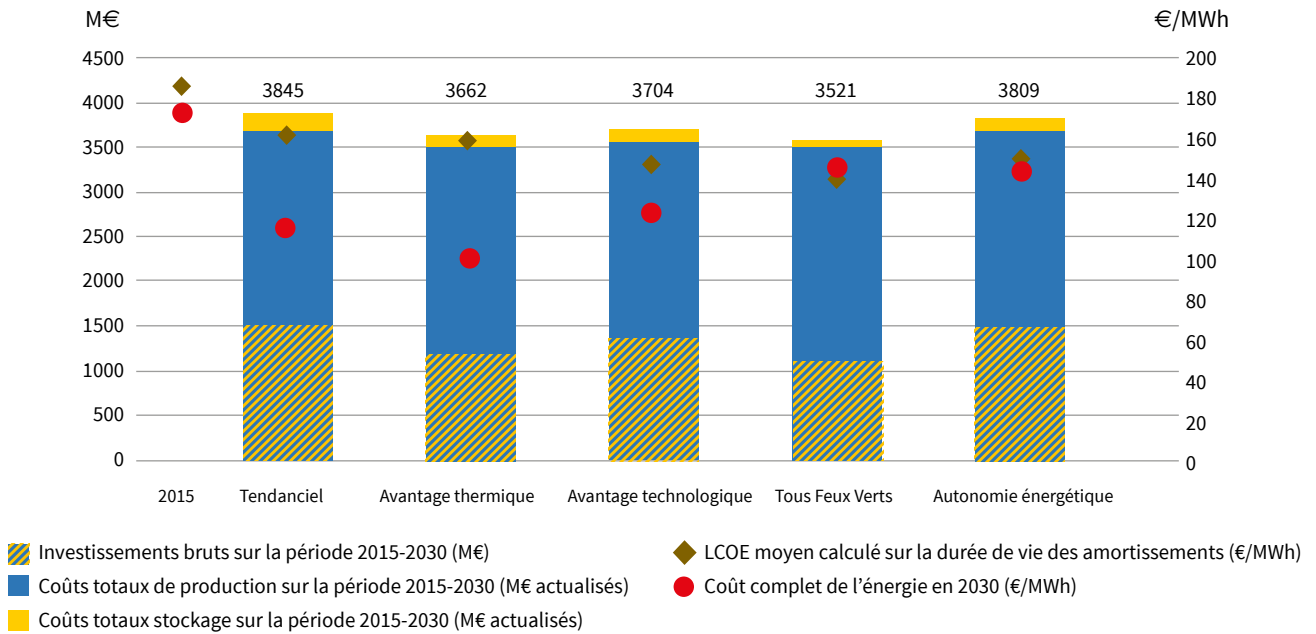
en stockage s'avère être le scénario « Tendanciel » dont le recours au photovoltaïque est important alors que la flexibilité de la demande est faible.

Toutefois, le coût du stockage par rapport aux coûts de production reste très faible puisqu'il représente entre 0 et 5% des coûts totaux.

Le scénario nécessitant le minimum d'investissement est le scénario « Tous feux verts » avec un besoin en investissement réduit de -28% par rapport au scénario tendanciel sur la période 2015-2030.

Le LCOE baisse significativement pour l'ensemble des scénarios : d'un niveau actuel de 186 €/MWh, il est réduit à 158 €/MWh avec le scénario « Tendanciel », et jusqu'à 142 €/MWh avec le scénario « Tous feux verts ».

Figure 24 : Bilan économique des scénarios de la Guadeloupe



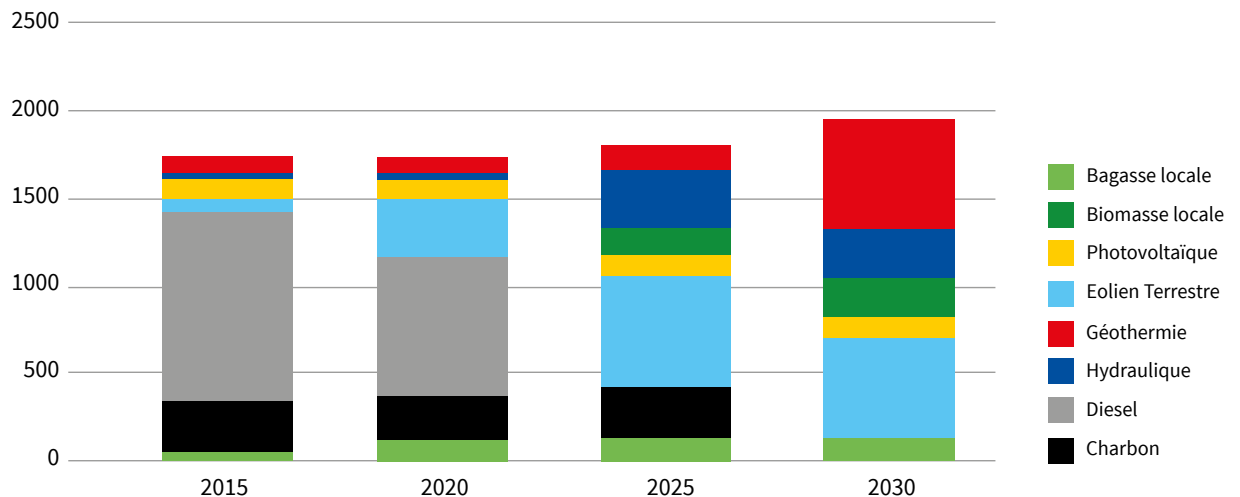
FOCUS SUR LE SCÉNARIO "TOUS FEUX VERTS"

■ EVOLUTION DU MIX DE PRODUCTION (Figure 25)

Jusqu'en 2020, la baisse de la production d'électricité à partir des centrales diesel est principalement compensée par le développement important de l'éolien et dans une moindre mesure celui de l'utilisation de la bagasse locale. En 2025, l'optimisation conduit au déclassement des

centrales diesel, qui entraîne une mobilisation importante des potentiels éolien et hydraulique qui atteignent leur pic de production. En 2030, le mix énergétique de ce scénario est essentiellement géothermique (32%) et éolien (29%). La production de base assurée par la Géothermie, permet à l'hydraulique de servir de réserve pour la pointe.

Figure 25 : Evolution du mix énergétique du scénario « Tous Feux verts » (GWh)



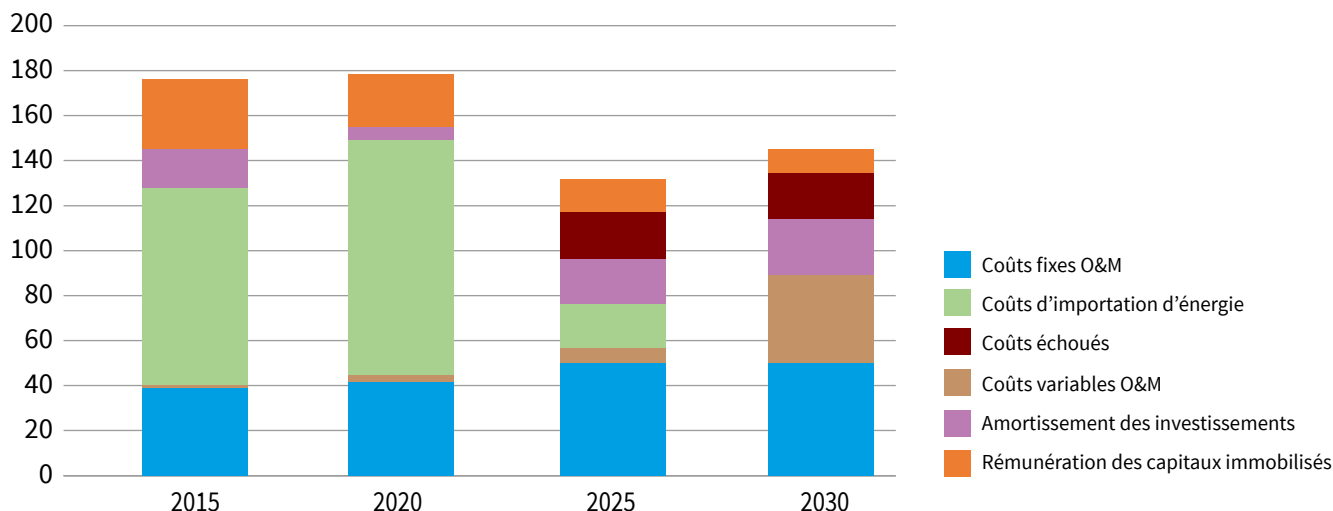
Note de lecture : l'optimisation technico-économique, sans contrainte sur le rythme des installations ni sur les stratégies des acteurs économiques, conduit à des résultats différents de la réalité observée pour la période 2015-2019

■ EVOLUTION DES COÛTS COMPLETS (Figure 26)

L'évolution de la structure des coûts complets du scénario « Tous Feux Verts » de la Guadeloupe est atypique par rapport aux autres territoires. Bien que le recours aux énergies fossiles diminue entre 2015 et 2020, cette baisse ne compense pas l'augmentation du coût de ces énergies, ce qui se traduit par une hausse des coûts d'importation

d'énergie et du coût complet de l'énergie. En 2025, le déclassement des centrales diesel permet de diminuer drastiquement le coût d'importation et le coût complet qui atteint son minimum sur la trajectoire. Suite à la fermeture des centrales à charbon, le recours aux moyens les plus coûteux du potentiel biomasse et à la géothermie entraîne une hausse des coûts variables et du coût complet.

Figure 26 : Structure du coût complet du scénario « Tous Feux verts » (€/MWh)



■ RÉPARTITION DES COÛTS COMPLETS DE L'ÉNERGIE

EN 2030 (Figure 27)

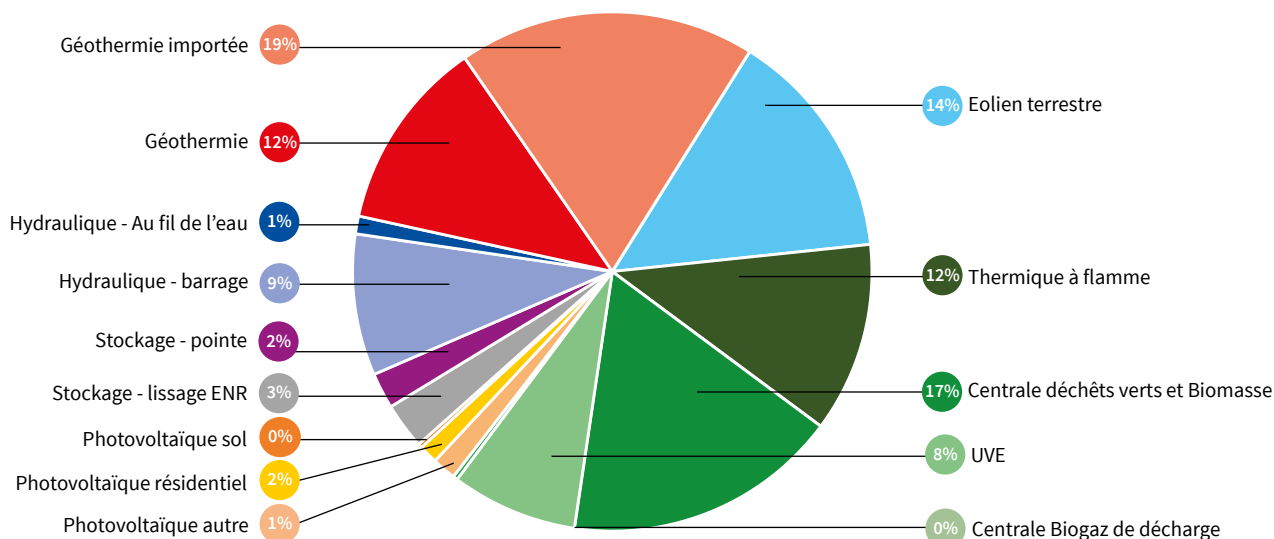
En 2030, parmi les centrales fossiles présentes en 2015, seules les centrales thermiques à flamme sont encore en fonctionnement.

La part du photovoltaïque dans le mix restant limité dans

le scénario « Tous Feux Verts », les deux filières de stockage d'énergie ne représentent qu'une faible part de la structure des coûts de l'énergie à 2030.

Les filières pesant le plus sur le coût complet de production à 2030 sont les filières géothermie et biomasse/déchets, respectivement à 30 % et 40 %.

Figure 27 : Contribution au coût complet de production en 2030 du scénario « Tous Feux verts » (M€/an)

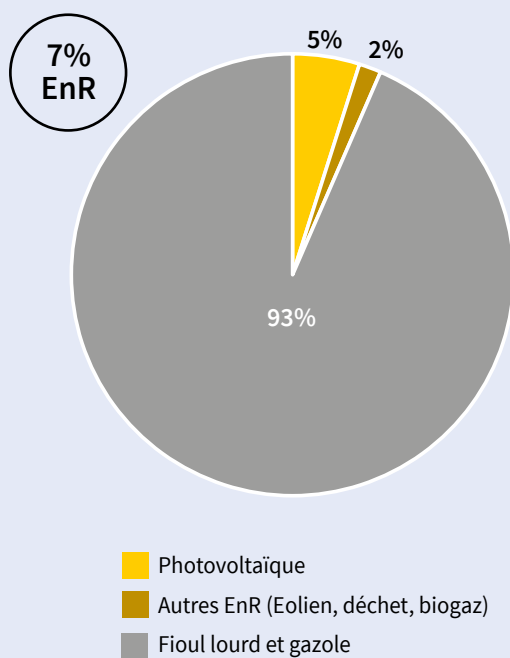


LA MARTINIQUE

EN 2017

- Population : **376 847 habitants**
- Consommation électrique : **1409 GWh**
- Production électrique : **1560 GWh**
- Consommation transport : **336,2 ktep**
 - Transport routier : **67,1%**
 - Transport aérien : **29,4%**
 - Transport maritime : **3,5%**

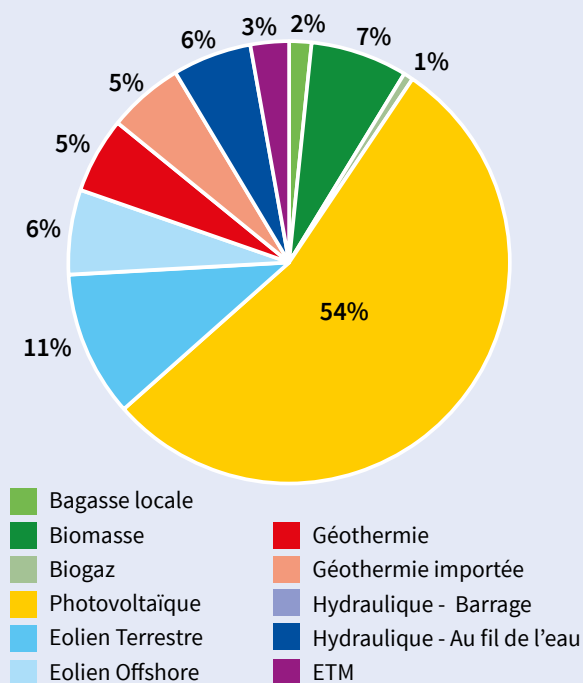
Figure 28 : Mix de production 2017 (GWh)



EN 2030

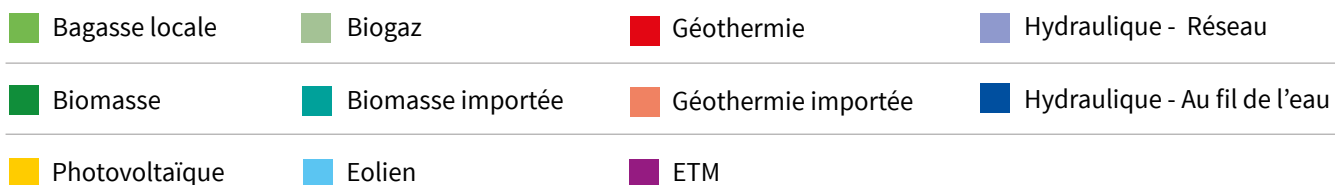
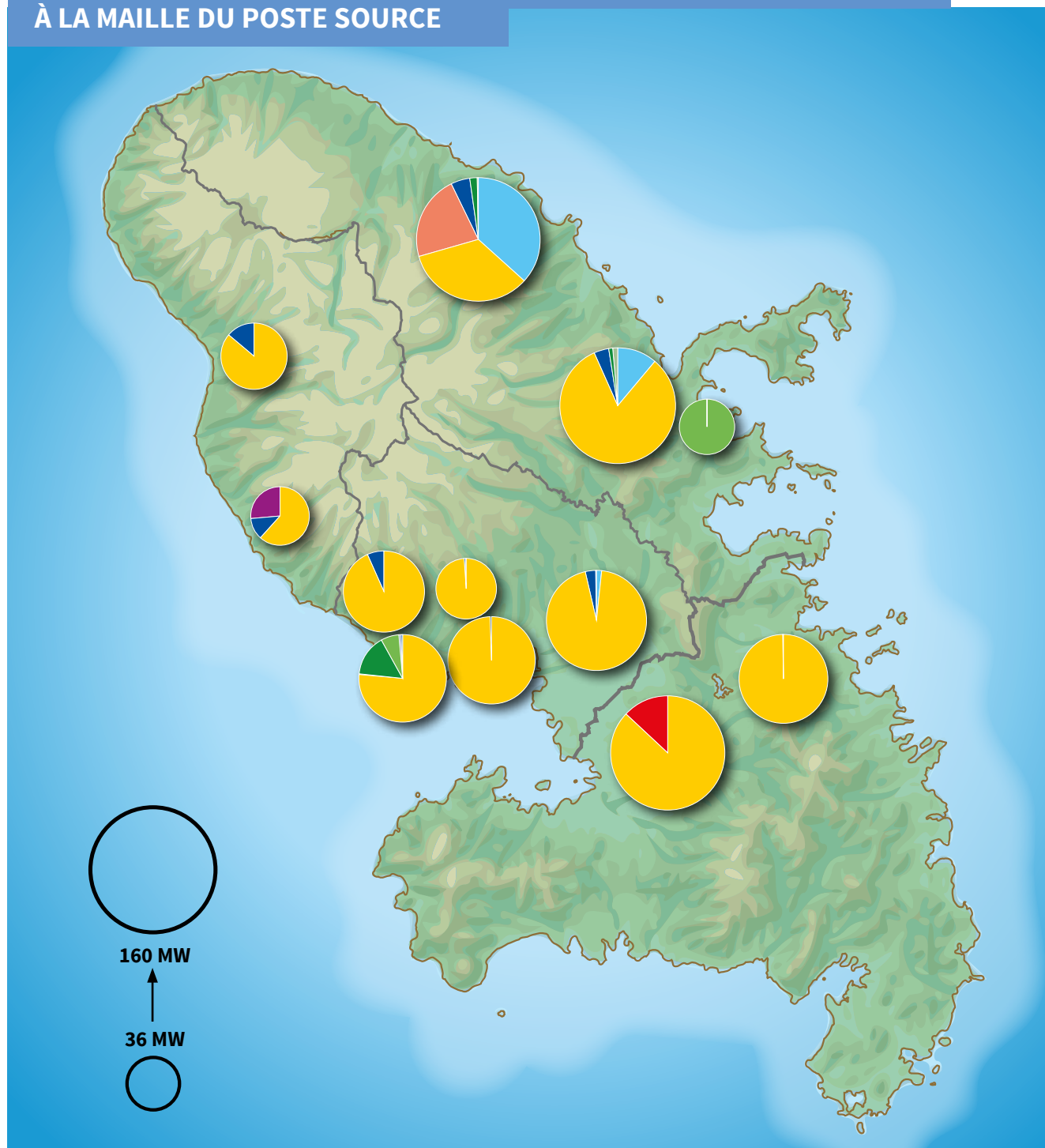
- Population : **339 000 habitants**
- Consommation électrique :
entre 1727 et 2000 GWh selon les scénarios
Dont consommation des véhicules électriques : **entre 60 et 117 GWh selon les scénarios**
- Potentiel maximal de production électrique renouvelable identifié selon les hypothèses de l'étude : **2680 GWh**

Figure 29 : Potentiel maximal de production renouvelable 2030 pris en compte dans cette étude (GWh)





LES POTENTIELS RENOUVELABLES DE LA MARTINIQUE EN 2030 (MW) À LA MAILLE DU POSTE SOURCE



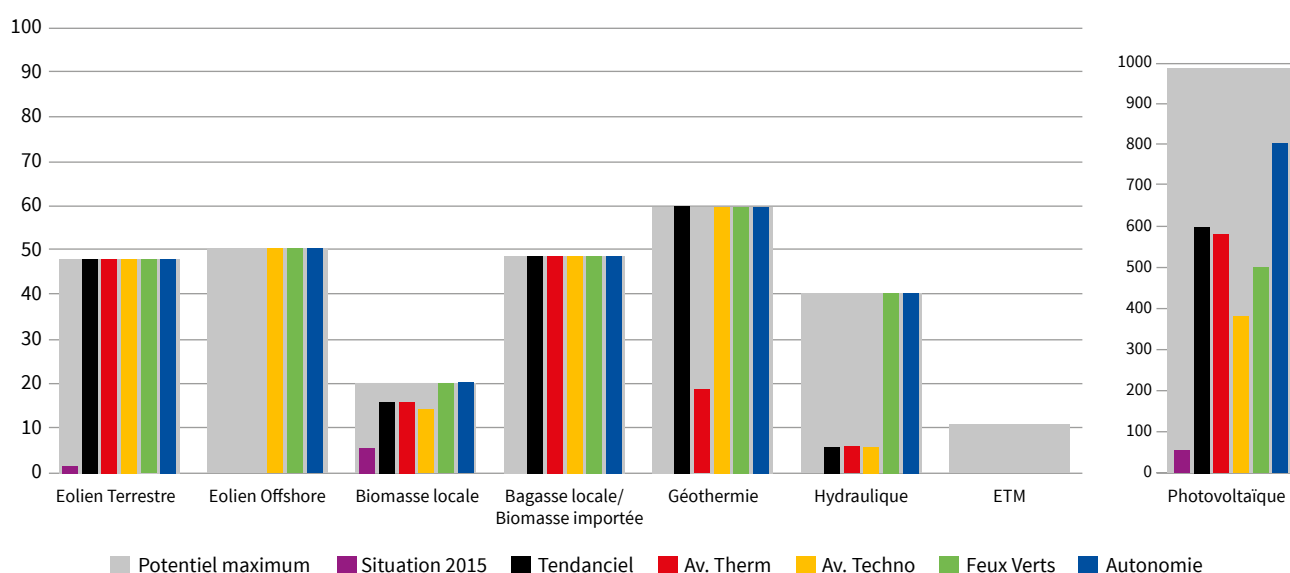
ANALYSE DES MIX SELON LES SCÉNARIOS

La Martinique est le seul territoire dont les scénarios non contraints n'atteignent pas un mix 100% renouvelable et font appel aux moteurs diesel des centrales thermiques. En effet, d'un point de vue purement économique, sur la période 2015-2030, il est plus intéressant de faire fonctionner les centrales diesel existantes et partiellement amorties plutôt que d'investir dans des centrales à flamme et d'importer de la biomasse. Excepté pour la biomasse

locale et pour le PV, ces scénarios voient l'ensemble de leurs potentiels renouvelables accessibles saturés.

Les scénarios contraints à un mix 100% renouvelable mobilisent l'ensemble des potentiels renouvelables du territoire à l'exception du solaire et de l'ETM. Sur la trajectoire 2015-2030, ce dernier ne devient jamais compétitif face au PV + Stockage et ne pénètre dans aucun mix énergétique.

Figure 31 : Capacités installées en 2030 selon les scénarios (MW)



ANALYSE ÉCONOMIQUE DES SCÉNARIOS

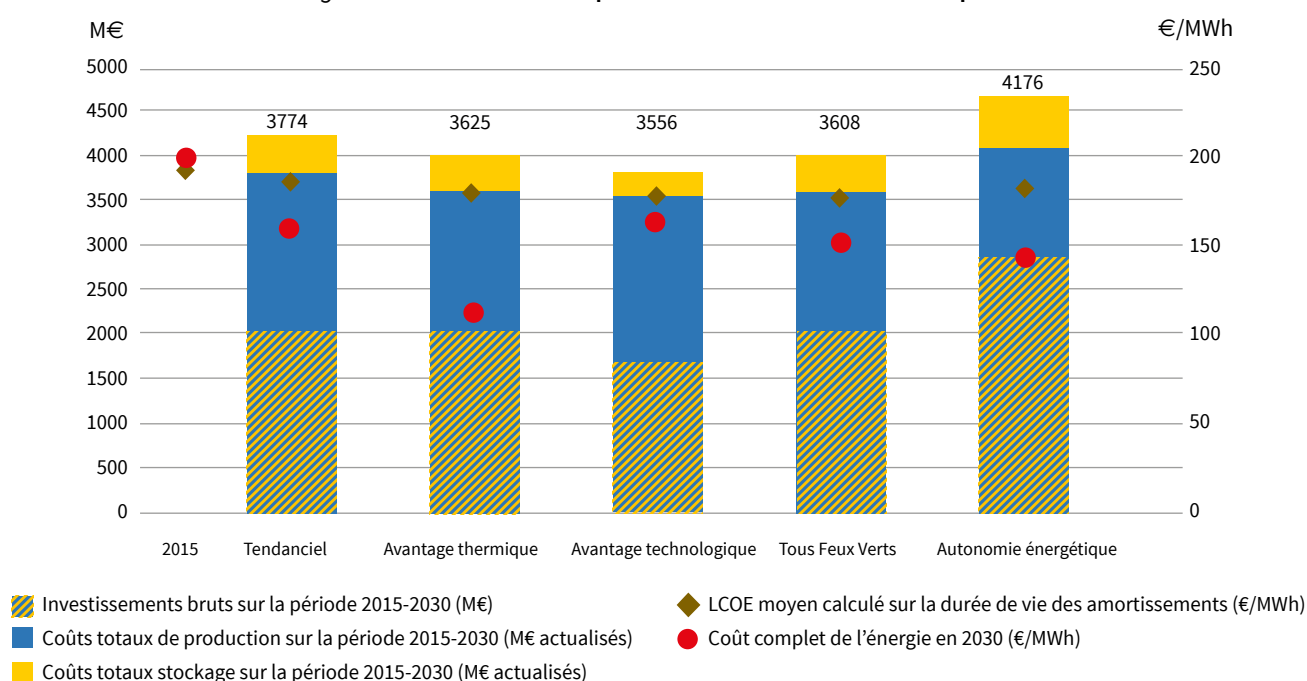
La Figure 32 donne la structure des coûts totaux sur la période 2015-2030 par grands postes de coût : production et stockage. Négligeables au regard des deux premiers, les coûts de renforcement du réseau de transport (réseau HTB seul) ne sont pas représentés.

Grâce à un effet cumulé de la baisse de la demande, d'un accès à l'éolien offshore et du maintien de l'importation de la biomasse, le scénario « **Avantage technologique** » nécessite les investissements les plus bas (-16% par rapport au scénario tendanciel) et a moins recours aux moyens de stockage que les autres scénarios.

D'un niveau actuel de 193 €/MWh, le LCOE est réduit à 181 €/MWh pour les scénarios « **Tendanciel** » et « **Vers l'autonomie énergétique** », et se rapproche de 176 €/MWh pour les trois autres scénarios.

Tous les scénarios permettent une réduction notable du coût complet de l'énergie à 2030. En moyenne cette réduction est de 25% avec un maximum à 43% pour le scénario « **Avantage thermique** ». Outre un contexte favorable aux imports d'énergies fossiles et à leur taxation, ce scénario bénéficie d'une faible part de coûts échoués.

Figure 32 : Bilan économique des scénarios de la Guadeloupe



FOCUS SUR LE SCÉNARIO «TOUS FEUX VERTS»

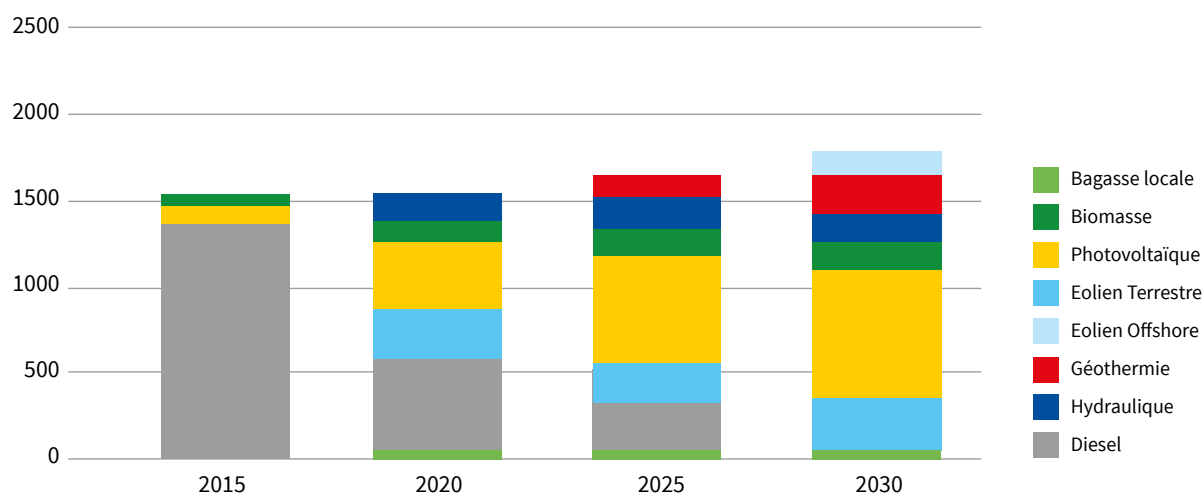
■ EVOLUTION DU MIX DE PRODUCTION (Figure 33)

L'utilisation totale des potentiels hydraulique et bagasse locale s'impose dès 2020 mais ils ne suffisent pas à compenser la baisse de la production d'électricité issue des centrales diesel qui nécessite un développement massif du PV et de l'éolien. La production photovoltaïque est largement représentée dans le mix énergétique, et atteint

43% de la production en 2030.

Le scénario « Tous Feux Verts » de la Martinique présente un mix de production dont la part d'énergie variable est la plus importante des 3 territoires, elle est la seule qui nécessite un recours au stockage par STEP (Station de Transfert d'Énergie par Pompage).

Figure 33 : Evolution du mix énergétique du scénario « Tous Feux verts » (GWh)



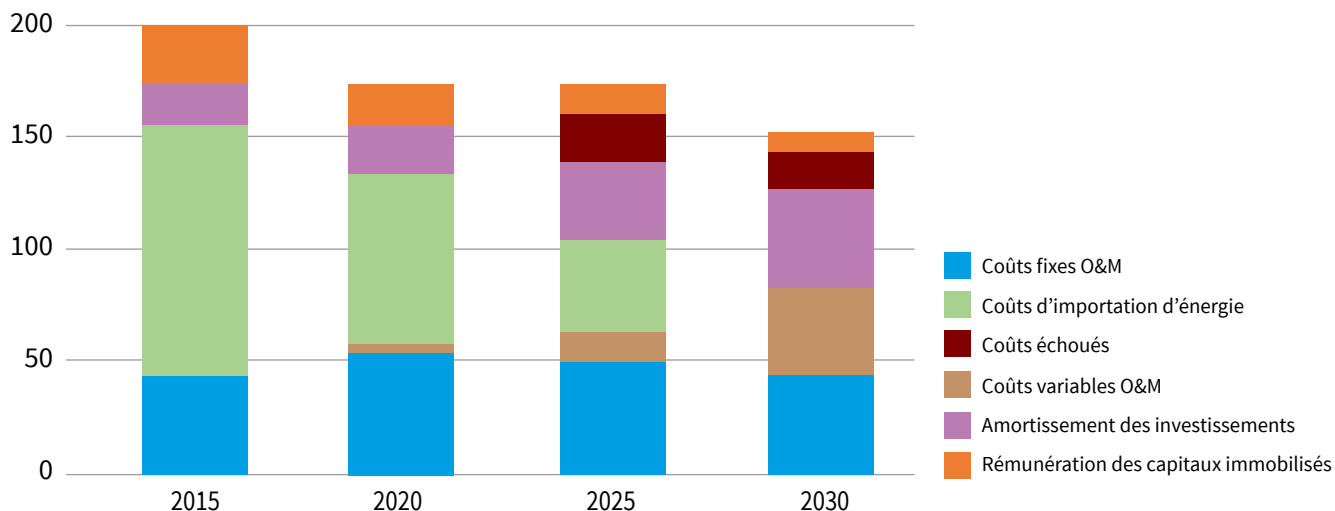
Note de lecture : l'optimisation technico-économique, sans contrainte sur le rythme des installations ni sur les stratégies des acteurs économiques, conduit à des résultats différents de la réalité observée pour la période 2015-2019

■ EVOLUTION DES COÛTS COMPLETS (Figure 34)

Principalement grâce à la baisse des coûts liés aux importations d'énergie fossile, le coût complet a tendance à décroître dans le temps, passant de 201 €/MWh en 2015

à 151 €/MWh en 2030. Entre 2025 et 2030, le recours à la géothermie et l'installation d'un parc éolien offshore se traduit par une hausse significative des coûts variables.

Figure 34 : Structure du coût complet du scénario « Tous Feux verts » (€/MWh)

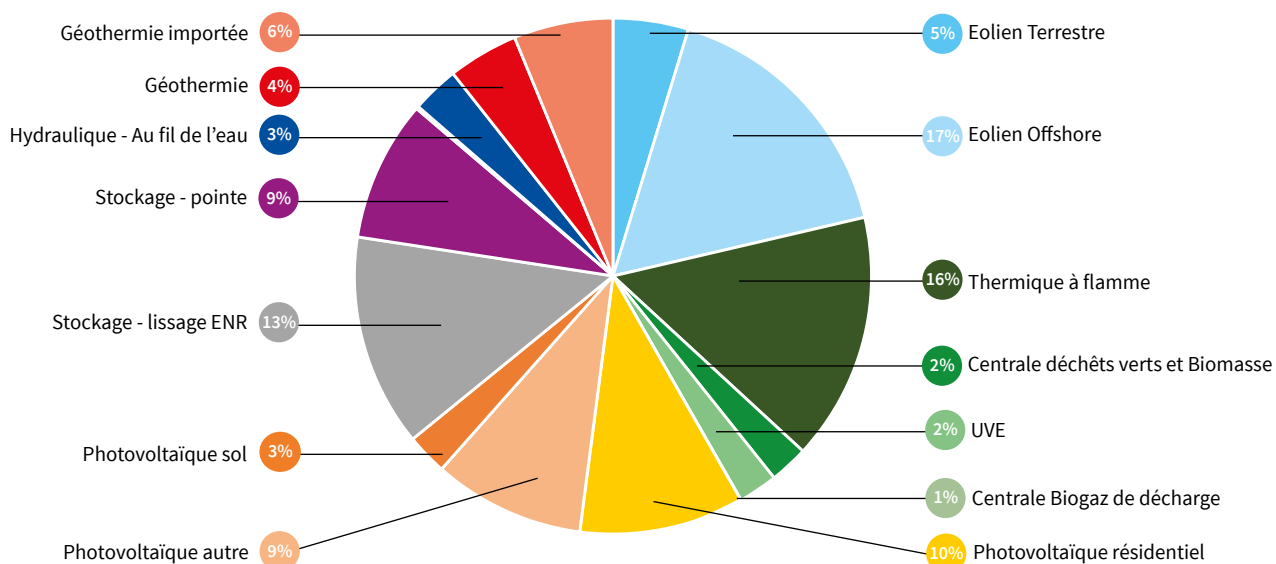


■ RÉPARTITION DES COÛTS COMPLETS DE L'ÉNERGIE EN 2030 (Figure 35)

En 2030, parmi les centrales fossiles présentes en 2015, seules les centrales thermiques à flamme sont encore en fonctionnement.

Dans le scénario « Tous Feux Verts », les filières de production pesant le plus sur le coût complet de production à 2030 sont les filières éolien (terrestre et offshore), photovoltaïque, et bagasse-biomasse, respectivement à un peu plus de 20 % pour les 2 premières et 16 % pour la dernière.

Figure 35 : Contribution au coût complet de production en 2030 du scénario « Tous Feux verts » (M€/an)



Dans un objectif de robustesse et de solidité scientifique, les hypothèses, méthodologie et résultats de l'étude ont été confrontés à un comité de pilotage constitué dans chaque territoire. Ce comité est composé d'élus locaux, d'experts d'EDF-SEI, de représentants de la DEAL, de l'ADEME locale et d'acteurs du territoire. Les membres de ces comités sont vivement remerciés pour leur participation active et leurs suggestions avisées. L'ADEME remercie également EDF-SEI pour les données transmises et précise que toutes les conclusions de cette synthèse n'engagent que l'ADEME.

Né de la fusion de Coteba et Sogreah en 2010, Artelia est un Groupe international multidisciplinaire de conseil, d'ingénierie et de management de projet qui intervient dans les secteurs du bâtiment, des infrastructures, de l'eau, de l'industrie et de l'environnement. Dans cette étude, Artelia a mobilisé son expertise dans la simulation des réseaux, la modélisation à petite échelle et l'analyse technico-économique des systèmes de stockage et EnR.

Enerdata est une société de recherche et de conseil

indépendante, spécialisée dans l'analyse et la modélisation des questions énergétiques au niveau mondial. Créée en 1991, Enerdata a plus de 25 ans d'expérience sur les marchés et les politiques énergétiques.

S'appuyant sur ses bases de données et ses modèles de prévisions, Enerdata apporte son expertise pour évaluer les aspects politiques, économiques et environnementaux des systèmes énergétiques.

La SARL Ordecys est une société de conseil indépendante créée en 2002 à Genève pour valoriser en Europe la recherche universitaire conduite par des équipes de recherche de l'Université de Genève (Faculté des SES, section HEC), en recherche opérationnelle et en gestion de la production. Elle vise en particulier à diffuser des méthodes d'optimisation et de simulation avancées pour la gestion des systèmes énergétiques à court, moyen et long terme dans le contexte des plans climat nationaux ou régionaux.



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, les économies de matières premières, la qualité de l'air, la lutte contre le bruit, la transition vers l'économie circulaire et la lutte contre le gaspillage alimentaire.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de la Transition écologique et solidaire et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

www.ademe.fr ou suivez-nous sur @ademe

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.





“

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a fixé comme objectif de parvenir à l'autonomie énergétique dans les départements et régions d'outre-mer à l'horizon 2030.

L'ADEME a souhaité mener une étude pour évaluer les implications techniques, organisationnelles et économiques qu'aurait un mix électrique très fortement renouvelable dans les territoires non interconnectés à l'horizon 2030.

Le vecteur électrique, permettant une production locale basée sur les énergies renouvelables, et adapté à de multiples usages en substitution à des énergies fossiles importées, pourrait jouer un rôle prépondérant pour atteindre cet objectif ambitieux d'autonomie énergétique.

A l'heure où les territoires d'outre-mer oeuvrent à la révision de leurs Programmations Pluriannuelles de l'Energie, cette étude se veut un outil d'aide à la décision pour les instances locales afin de nourrir la réflexion des parties prenantes et ouvrir le champ des possibles.

”

ADEME



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

www.ademe.fr



010769

ISBN 979 10 297 1285 2



9 791029 712852