EXPERTISES

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

Février 2019

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

Rapport final d'étude pour la Guadeloupe

En partenariat avec :

ARTELIA

Enerdata intelligence + consulting

ORDECSYS

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

Ordecsys: 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 souhaite traiter de manière approfondie les problématiques liées au développement massif d'énergies variables et météo-dépendantes sur les ZNI.

Dans un contexte insulaire ou faiblement interconnecté, pour lequel les coûts d'approvisionnement en électricité sont supérieurs à ceux de la métropole, et ou le plafond de puissance ENR variable sur le réseau électrique est déjà atteint, autorisant l'opérateur de réseau à déconnecter certaines installations ENR quelques heures par an, 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 territoires non interconnectés à l'horizon 2030**. Ces éléments pourront alors fournir un éclairage en vue des révisions des PPE.

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, une proportion très significative des potentiels, définis ici comme accessibles, devraient alors être exploités, pointant ainsi la fragilité d'une telle situation impliquant un important travail de maitrise de l'énergie multisectoriel.
- Quel que soit le scénario étudié, **le rôle des centrales diesel existantes est fortement réduit à partir de 2025**, et ce, y compris en intégrant les services réseaux qu'elles assurent. Elles ne sont conservées – mises en réserve et contribution à la production que pour quelques heures par an – que pour les scénarios « Tendanciel » et « Avantage thermique ».
- Pour la Guadeloupe, il est pertinent d'assurer une part significative de la production par des machines tournantes dès que les technologies associées aux filières ENR correspondantes pourront être déployées. Toutefois, la part des énergies variables dans le mix – éolien et photovoltaïque selon le scénario considéré – reste significative. Une adaptation rapide des équipements de régulation du réseau électrique devra donc être prévue afin d'intégrer ces nouveaux moyens de production décentralisés.
- **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 7
1. Contexte du projet 7
2. Apports et limites de l'étude 8
3. Méthodologie générale du projet 9
4. Modélisation et projection de la demande électrique 10
4.1. Méthodologie du modèle MedPro 10
4.2. Reconstitution de la demande d'électricité 11
4.3. Reconstitution de la courbe de charge et de sa composition 12
5. Evaluation des potentiels ENR 14
5.1. Cadre général 14
5.2. Filière photovoltaïque 15
5.3. Filière éolien 17
5.4. Filière hydroélectricité 19
5.5. Filière biomasse / déchets 21
5.6. Filière géothermique profonde 25
5.7. Filière énergies marines renouvelables 27
5.8. Synthèse de l'offre technologique 31
6. Modélisation et optimisation du système électrique 35
6.1. Modèle d'optimisation du système électrique – ETEM 35
6.2. Modèle électrotechnique du système électrique – PowerFactory 45
7. Elaboration des scénarios prospectifs 50
7.1. Définition des jeux de données pour chaque scénario 50
7.2. Contexte 50
7.3. Potentiels ENR 56
7.4. Stockage d'énergie 57
8. Résultats techniques des optimisations 63
8.1. Scénario « Tendanciel » 64
8.2. Scénario « Avantage Thermique » 66
8.3. Scénario « Avantage Technologique » 68
8.4. Scénario « Tous Feux Verts » 70
8.5. Scénario « Vers l'Autonomie Energétique » 72
8.6. Synthèse des résultats techniques d'optimisation 74

8.7. Analyse des scénarios par filière de production 75
8.8. Analyse détaillée des systèmes électriques à 2030 81
8.9. Validation du plan de production en 2030 84
8.10. Bilan des émissions directes de GES de la production d'électricité 88
9. Etudes statiques et dynamiques du bon fonctionnement des systèmes électriques 90
9.1. Choix des points de fonctionnement 90
9.2. Etudes statiques et détail des renforcements du réseau 92
9.3. Analyse de la stabilité du système électrique optimisé 94
10. Analyse économique 98
10.1. Définition et calcul des coûts 98
10.2. Résultats et analyse économique 101
10.3. Comparaison des scénarios 109
10.4. Synthèse 115
11. Rentabilité des installations et analyse qualitative de la mutation des règles d'exploitation du SE 118
12. Conclusions 121
12.1. Un mix électrique 100% ENR à La Guadeloupe est possible en 2030 121
12.2. Une baisse attendue des coûts de l'énergie produite 122
12.3. Un système électrique 100% ENR peut rester stable face à des incidents significatifs 123

Références bibliographiques 124
Index des tableaux 127
Index des figures 128
Sigles et acronymes 132

ANNEXES

A1. Modélisation et projection de la demande électrique 133
1.1 Données sources 133
1.2 Hypothèses fines 134
1.3 Reconstruction de la demande 2015 aux PS 136
A2. Evaluation des potentiels ENR 138
2.1 Filière photovoltaïque 138
2.2 Filière éolienne 155
2.3 Filière hydroélectricité 162
2.4 Filière biomasse / déchets 167
2.5 Filière géothermique profonde 174
2.6 Filières énergies marines renouvelables 177
A3. Modélisation et optimisation du système électrique 184
3.1 Formulation mathématique du modèle ETEM 184
3.2 Modélisation des technologies 186
3.3 Validation du plan de production en 2030 188
A4. Modèle électrotechnique et résultats des études de stabilité du système 199
4.1 Modélisation générale du réseau de transport 199
4.2 Modélisation des charges agrégées par poste source 200
4.3 Modélisation des centrales hydroélectriques et thermiques 201
4.4 Modélisation des Générateurs statiques 203
4.5 Données des points de fonctionnement étudiés 208
4.6 Etudes statiques 209
4.7 Etudes dynamiques 210
A5. Analyses économiques 231
5.1 Données sources du calcul économique 231
5.2 Méthodologie de calcul des coûts 235
5.3 Contributions des technologies au mix électrique et LCOE associés 239

Préambule

Le travail présenté ici met en jeu un grand nombre de données, d'hypothèses et de modèles mathématiques. Afin de rendre plus abordable la lecture de ce document nous avons pris le parti de le scinder en deux niveaux de détails. La partie principale, décrit les grands axes méthodologiques, les hypothèses structurantes des scénarios prospectifs, les résultats des optimisations-simulations, ainsi que leurs analyses économiques. Dans la partie annexe, le lecteur souhaitant approfondir sa vision du travail retrouvera le détail de l'ensemble des hypothèses, méthodes de calcul et résultats de simulation.

1. Contexte du projet

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 souhaite traiter de manière rigoureuse les problématiques liées au développement massif d'énergies variables et météo-dépendantes sur les ZNI.

Dans un contexte insulaire ou faiblement interconnecté, pour lequel les coûts d'approvisionnement en électricité sont supérieurs à ceux de la métropole, et où le plafond de puissance ENR variable sur le réseau électrique est déjà atteint, autorisant l'opérateur de réseau à déconnecter certaines installations ENR quelques heures par an, 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 de quantifier de façon prospective les implications techniques, organisationnelles et économiques qu'aurait **un mix électrique très fortement renouvelable dans les territoires non interconnectés à l'horizon 2030**. Ces éléments pourront alors fournir, lors des exercices de rédaction des PPE, des éclairages sur la faisabilité et le coût de certains objectifs ainsi que sur les dynamiques de développement souhaitables pour les différentes filières technologiques.

L'objectif de la loi étant d'atteindre l'autonomie énergétique, ce travail comporte une variante dédiée à explorer les possibilités d'une électrification massive des transports, et est complétée par trois autres études menées en parallèles et traitant plus spécifiquement de la maîtrise de la demande dans le cadre des Cadres Territoriaux de Compensation, de la mobilité en ZNI et enfin de l'impact socio-économique de la transition énergétique en ZNI.

Ce rapport traite de l'archipel de la Guadeloupe (Guadeloupe dite « continentale » et îles du sud : La Désirade, Marie-Galante et Les Saintes), les autres ZNI seront chacune traitées dans un rapport dédié.

2. 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 cinq cas présentés ici ne peuvent prétendre couvrir l'ensemble des possibles et moins encore définir la politique énergétique du territoire. Ils apportent néanmoins une vision quantitative et robuste de ce qu'il est possible de faire et dans quelles conditions.

Faute de données et moyens suffisants, la modélisation du réseau de distribution n'a pu être effectuée. Il est important de souligner que 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 ici ne représentent donc qu'une partie de celui qu'aura la transition énergétique du territoire. En effet, une telle évaluation relève d'une part d'un travail technique encore plus approfondi et d'autre part, d'une approche économique plus englobante qui comptabilise à la fois les coûts et les bénéfices de la mutation du système énergétique.

En raison de limites calculatoires, l'optimisation des parcs de production permettant de couvrir la demande au pas horaire est effectuée sur des journées types mensuelles pour la demande (semaine et WE) et des mois météorologiques construits selon la méthode TMY (Typical Meteorological Year) pour la production (Cf §6.1). Bien qu'il s'agisse de chroniques horaires représentatives d'une situation générale réelle, ces données d'entrée ne comportent pas, à l'échelle du territoire, d'évènements ponctuels tels que des périodes de plusieurs jours à faible ensoleillement. Sous réserve d'une disponibilité suffisante de données, ce point pourra faire l'objet d'un approfondissement permettant une quantification du critère de défaillance des systèmes issus de l'optimisation (Cf. §6.2.3).

Dans les études de stabilité dynamique, 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 interfacée par électronique de puissance, le petit nombre de cas testés (3), la non prise en compte des besoins en courant de court-circuit, du réseau de distribution et de son plan de protection 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. L'algorithme d'optimisation calcule donc un parc respectant l'équilibre offre demande à un horizon donné (ici 2030) et une trajectoire optimale pour y parvenir sur la base de critères purement technico-économiques. Les résultats sont donc ici 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 localement.

3. 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-économiques.

Le schéma suivant illustre les grands éléments méthodologiques pour chaque étape de l'étude.

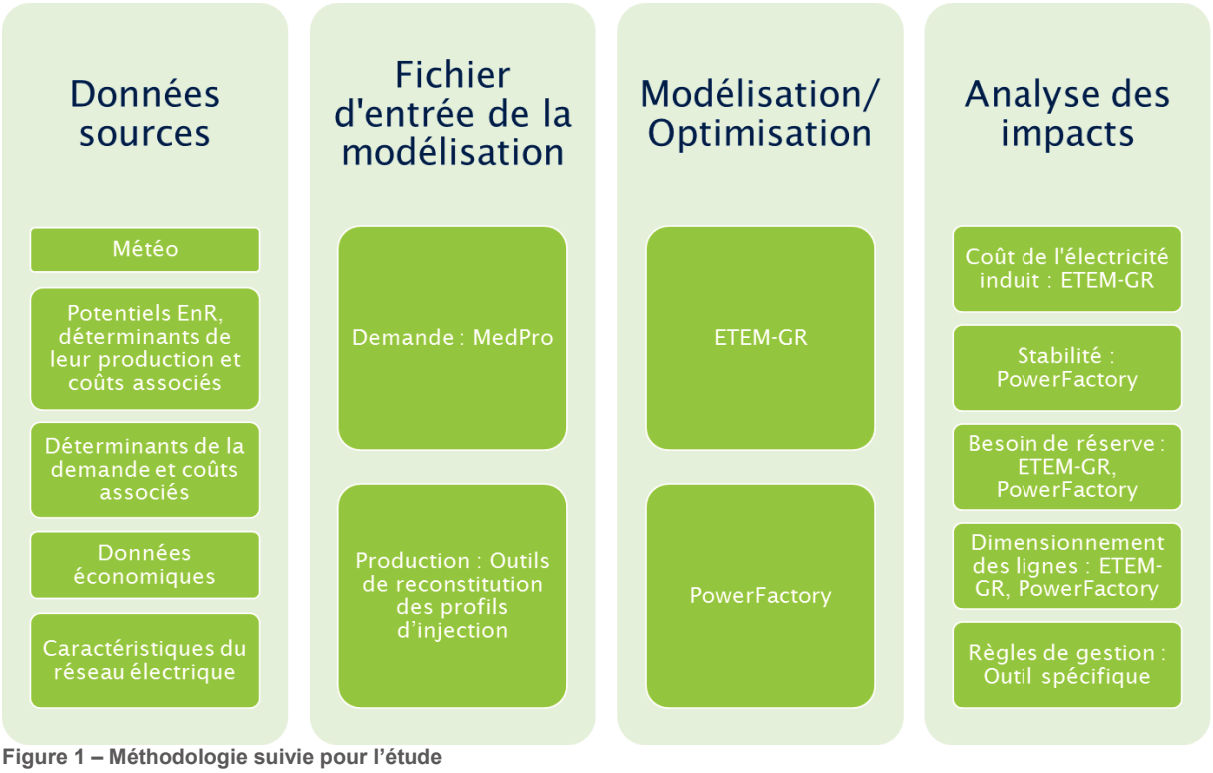


Figure 1 – Méthodologie suivie pour l'étude

4. Modélisation et projection de la demande électrique

4.1. Méthodologie du modèle MedPro

Les scénarios d'évolution de demande d'électricité sont réalisés à l'aide de l'outil MedPro qui permet de réaliser des projections de la demande électrique et des courbes de charge associées. Le modèle MedPro est un modèle de type technico-économique (ou bottom-up) s'appuyant sur une description fine des consommations d'énergie et de leurs déterminants. La structure du modèle MedPro est totalement modulable et peut être adaptée aux spécificités des territoires modélisés mais aussi aux données disponibles.

L'approche technico-économique s'appuie sur une description physique des parcs et des équipements des secteurs consommateurs d'énergie, et de leurs consommations spécifiques. Elle repose sur l'utilisation de données et ratios statistiques issus de diverses études et calés sur les statistiques disponibles au niveau régional.

Pour chaque sous-secteur (usages pour les ménages et les services, branches dans l'industrie et les services, ou modes de transport), la demande d'énergie est fonction de quatre types de facteurs :

- Un indicateur d'activité (par exemple la production industrielle, le nombre de logements) ;
- Un indicateur de taux d'équipement le cas échéant ;
- Un indicateur de changement technique, et principalement de progrès en matière d'efficacité énergétique ;
- Un indicateur de parts de marché des énergies (sauf pour les utilisations captives de l'électricité).

Cette approche permet de mesurer l'impact sur la demande finale des substitutions énergétiques d'une part, et d'évaluer l'amélioration de l'efficacité énergétique de chaque type d'énergie d'autre part.

Pour les usages captifs de l'électricité (par exemple les appareils électriques des ménages), la demande d'électricité E est simulée au niveau des différents appareils, en fonction des variables suivantes :

- Le nombre de ménages M ;
- Le taux d'équipement TX_u ;
- Une consommation spécifique par équipement (CU_u en kWh/appareil), dont les évolutions dépendent du progrès technique et des politiques.

Pour chaque équipement, la demande d'électricité s'écrit alors : $E = M * TX_u * CU_u$

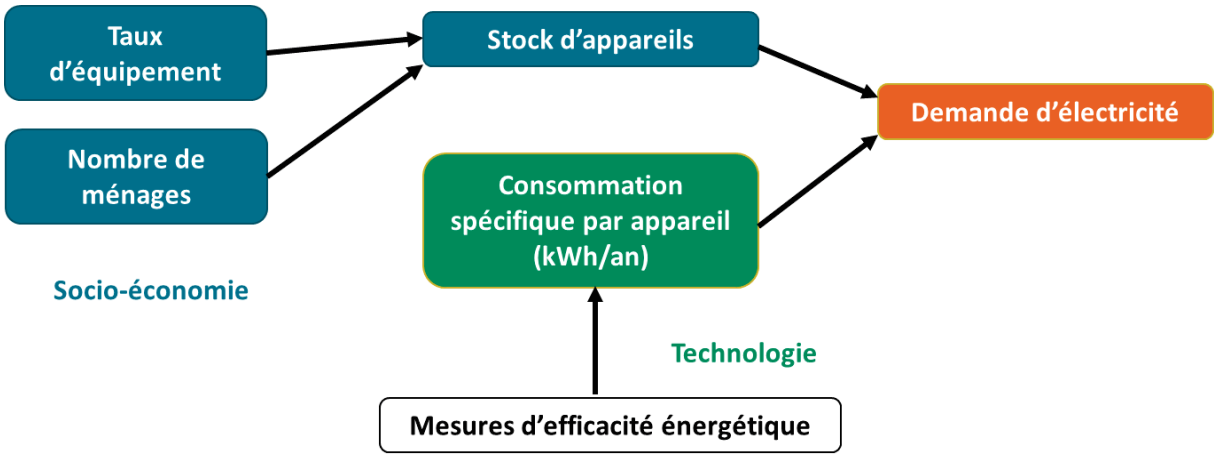


Figure 2 – Méthodologie de reconstitution de la demande d'électricité pour les usages captifs de l'électricité

Pour les usages avec substitution entre énergies / technologies ayant des efficacités différentes (par exemple chauffage, cuisson), la demande d'énergie est calculée en 2 étapes :

- En énergie utile (CUU_u) en comptabilisant le nombre de logements par type u ;
- En énergie finale en prenant en compte les parts de marché des différentes énergies / technologies i ($PM_{u,i}$) et leurs efficacités ($EFF_{u,i}$).

La demande d'énergie s'écrit alors : $E = \Sigma\ M * TX_u * CUU_u * PM_{u,i} / EFF_{u,i}$

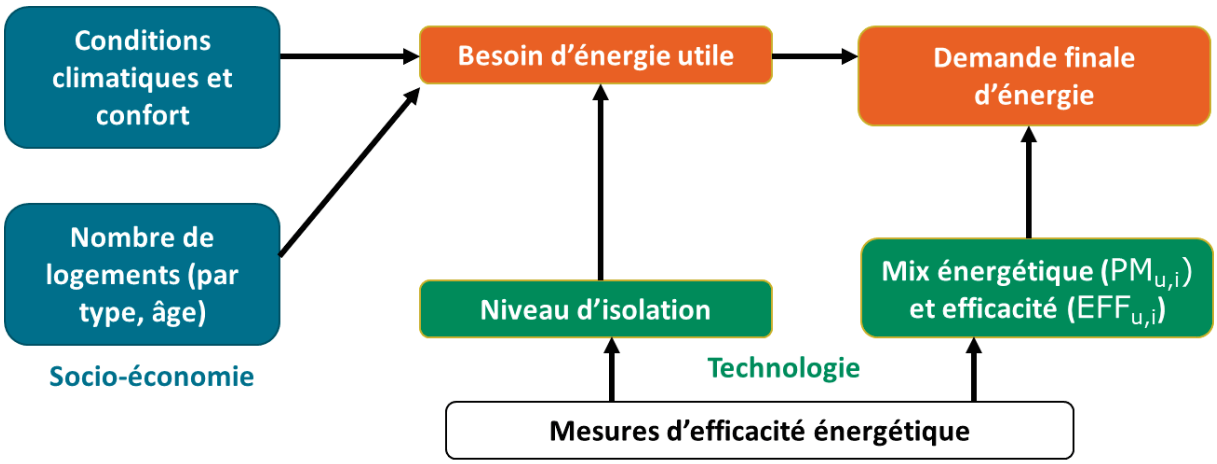


Figure 3 – Méthodologie de reconstitution de la demande d'électricité pour les autres usages

4.2. Reconstitution de la demande d'électricité

La demande totale d'électricité ainsi que la demande du secteur résidentiel sont des données EDF collectées par l'OREC (Observatoire régional de l'énergie et du climat de la Guadeloupe) dans le cadre de l'établissement des bilans énergétiques du territoire. Le découpage industrie/tertiaire est estimé à partir de l'étude PRERURE (Plan énergétique régional pluriannuel de prospection et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie de la Guadeloupe).

Pour le résidentiel et le tertiaire, la décomposition de la demande électrique par usage reprend les résultats de l'étude PRERURE.

Les données disponibles permettent donc d'obtenir la désagrégation suivante :

Secteur	Usage / branche
Industrie	-
Résidentiel	Climatisation
	Eau chaude sanitaire
	Cuisson
	Eclairage
	Equipements électriques
Tertiaire	Climatisation
	Eclairage
	Autres usages
Transport	Véhicules électriques
Agriculture	-

Tableau 1 – Désagrégation retenue pour la modélisation

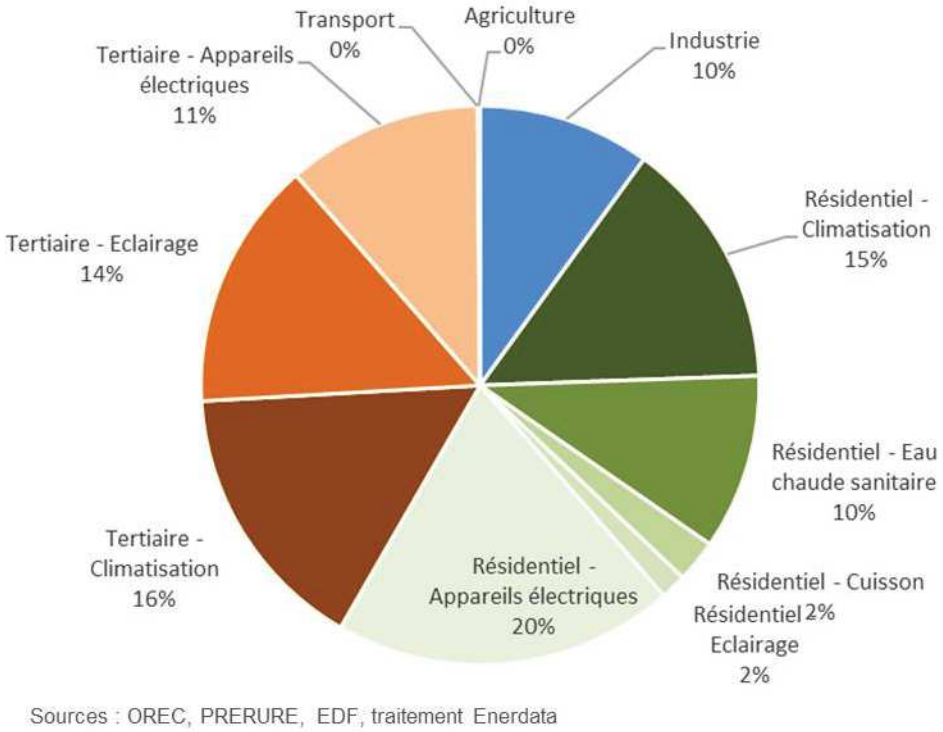
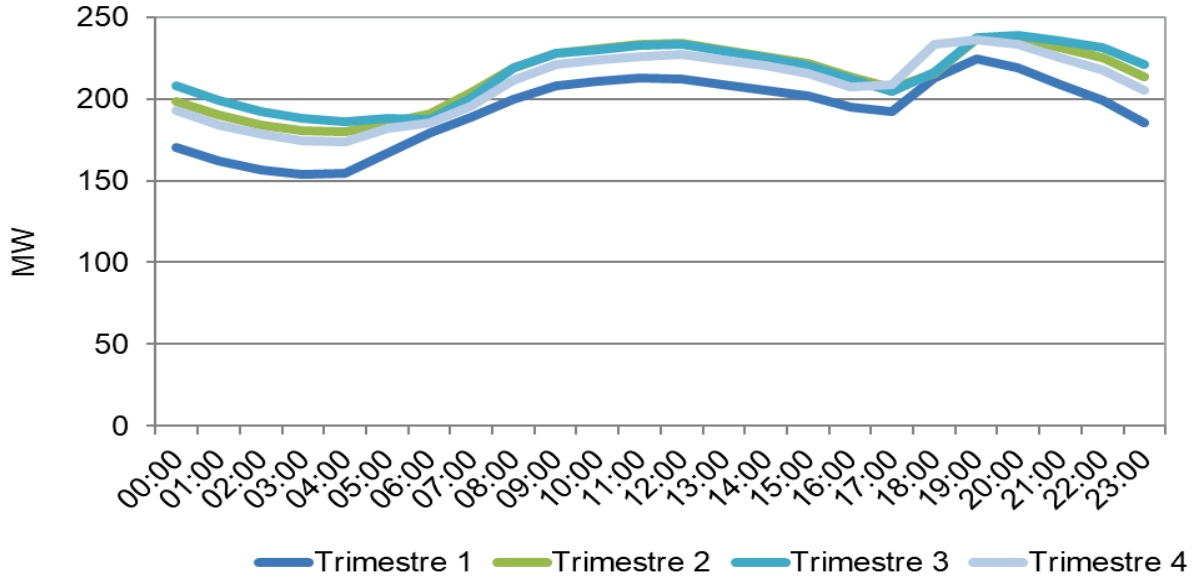


Figure 4 – Reconstitution de la demande d'électricité par secteur et par usage en 2015

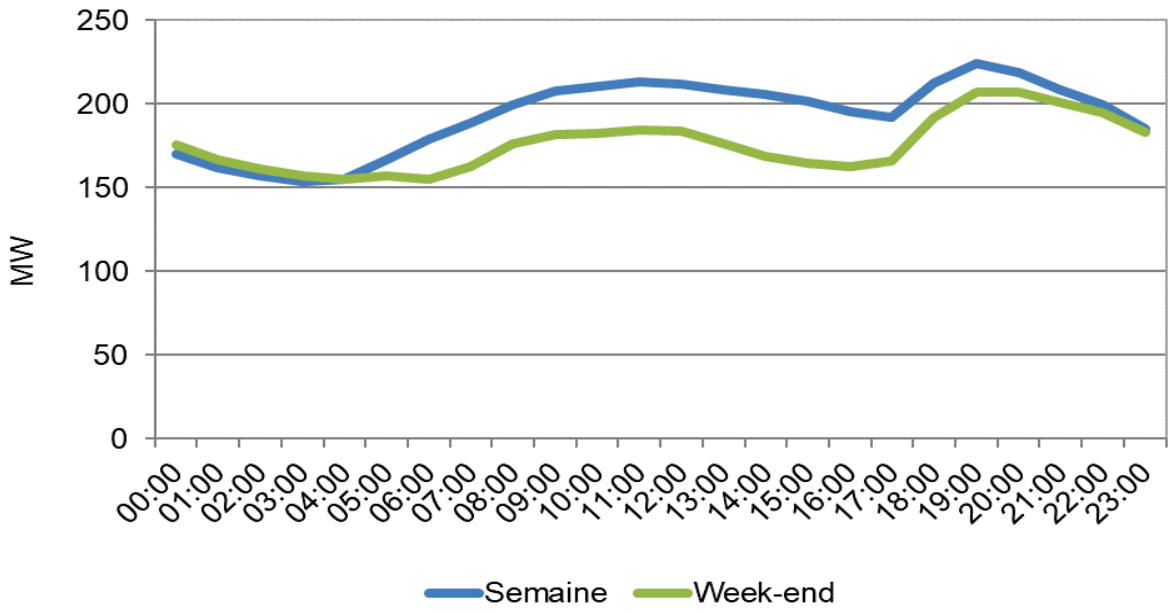
4.3. Reconstitution de la courbe de charge et de sa composition

A partir de la courbe de charge annuelle au pas horaire fournie par EDF, nous pouvons reconstituer des profils de courbe de charge correspondant à différents jours-types. A un instant donné, le niveau d'activité (économique ou domestique) et le climat sont les principaux facteurs influençant le niveau de demande. Les courbes de charge ci-dessous permettent d'identifier les différences d'appels de puissance entre les saisons, entre les types de journées et entre les moments de la journée.



Source : EDF, traitement Enerdata

Figure 5 – Courbes de charge journalière selon le trimestre (jour de semaine) – 2015



Source : EDF, traitement Enerdata

Figure 6 – Courbes de charge journalière selon le type de jour (trimestre 1) – 2015

Afin de prendre en compte ces différents facteurs, nous considérons 8 jours-types pour caractériser les courbes de charge de la demande électrique permettant de distinguer la saison d'une part, le jour de la semaine d'autre part. L'année est ainsi divisée en quatre trimestres et pour chacun de ces trimestres nous considérons deux types de journée (jour de semaine et jour de week-end).
Pour chacun des usages indiqués dans la partie consacrée à la reconstitution de la demande d'électricité, nous définissons des courbes de charge unitaire théoriques (dire d'experts) afin de reconstituer la courbe de charge globale. La somme des usages permet de reconstituer la demande totale d'électricité.

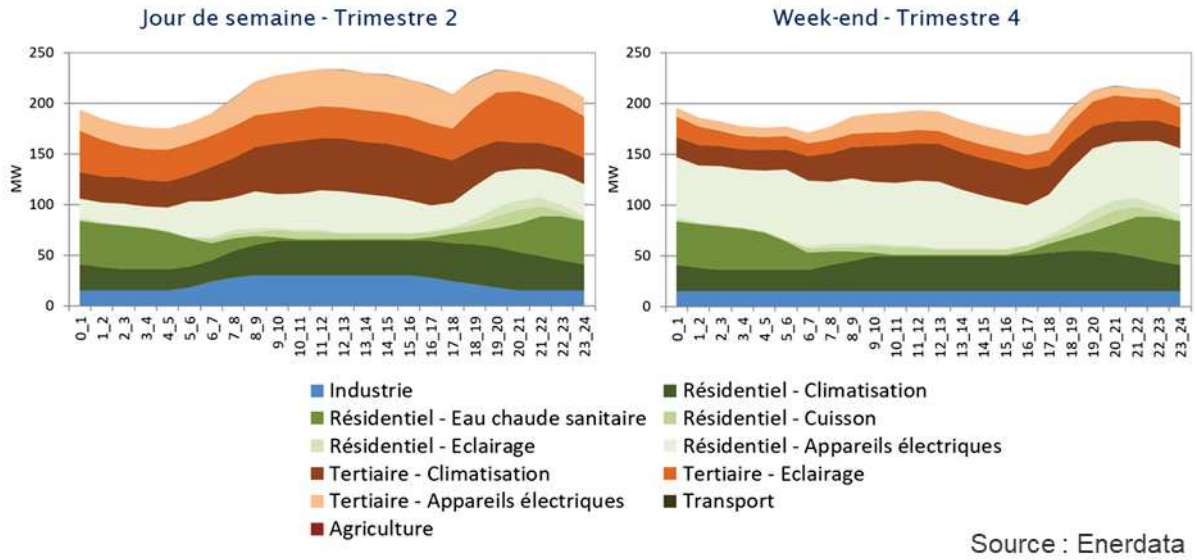


Figure 7 – Résultats de la reconstitution de la courbe de charge journalière pour un jour de semaine au trimestre 2 et pour un week-end du trimestre 4

5. Evaluation des potentiels ENR

5.1. Cadre général

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 l'ensemble des parties prenantes lors d'un Comité de Pilotage local.

D'une façon générale, dans une démarche plutôt 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 » à « mobilisable sous conditions strictes » pour les scénarios « Tous Feux Verts » et « Autonomie ». Cela revient à rendre accessibles sous contraintes les potentiels faisant l'objet des restrictions suivantes : Aires d'adhésion au parc national, arrêtés préfectoraux de protection des biotopes, réserves naturelles régionales.

5.2. Filière photovoltaïque

5.2.1. Contexte

Bien que la croissance de la filière photovoltaïque soit limitée ces dernières années, cette filière constitue une ressource importante.
Elle se caractérise par son caractère diffus dans l'espace et variable dans le temps. Elle entre en concurrence avec d'autres usages de l'espace comme le solaire thermique pour les installations en toiture et les autres usages des sols pour les autres installations.
Nous avons considéré pour la présente étude les grandes familles suivantes :

- Toiture résidentielle
- Moyenne toiture (collectif, tertiaire)
- Grande toiture
- Parking
- Sol – sur les terrains n'ayant pas d'autres usages ou enjeux environnementaux particuliers.

Les développements actuels de systèmes photovoltaïques sont souvent couplés à des systèmes de stockage. Nous ne traitons toutefois pas le stockage dans cette partie. Il sera traité globalement à l'échelle du poste source et non par installation (photovoltaïque ou autre).

5.2.2. Méthodologie de traitement et résultats

La méthodologie suivie pour élaborer les profils de production de la filière photovoltaïque est constituée des cinq étapes suivantes :

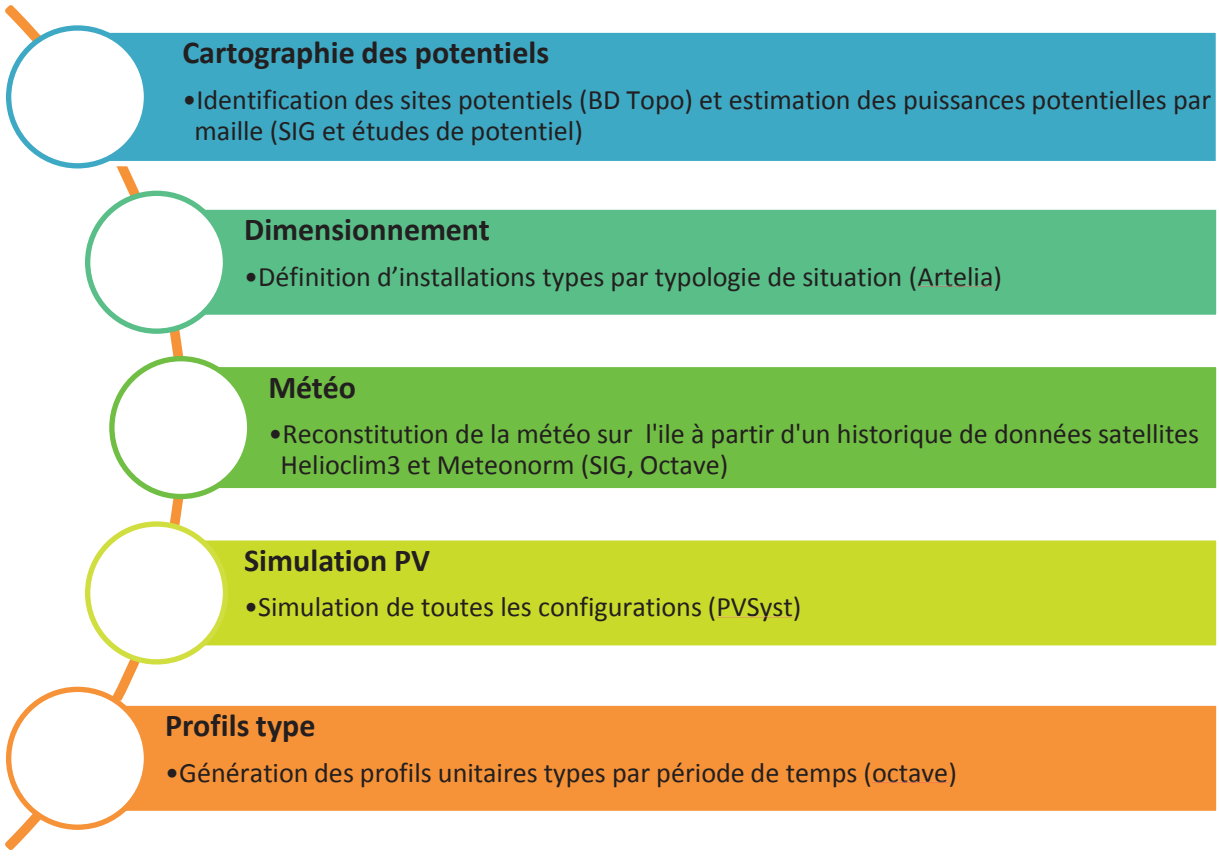


Figure 8 – Méthodologie de caractérisation de la ressource photovoltaïque

L'application de cette méthodologie et de l'ensemble des hypothèses détaillées en annexe donne les potentiels [MW] suivants par poste source et par typologie d'installation (tableau 2). Pour chaque typologie d'installation, la première colonne présente les capacités additionnelles et la seconde les capacités déjà installées. Les puissances installées actuellement par poste source ont été reconstruites à partir des bilans de puissances raccordées disponibles :

- SOeS, 2015 : Puissances raccordées au réseau par commune,
- EDF, 2016 : Capacités installés de plus de 1MW par poste source
- OREC, 2016 : Bilan énergie
- Publications des exploitants de centrales photovoltaïques
- Atlas PV : Cartographie des installations raccordées au réseau, 2011-2016

Nom Poste source	Résidentiel - Toiture 2 pans				Autres <2000m² - Toiture 2 pans				Autres >2000m² - Toiture 2 pans				Serres		Ombrière sur parking		Sol (friche, décharge, plan d'eau)	
	Nord-Sud		Est-Ouest		Nord-Sud		Est-Ouest		Nord-Sud		Est-Ouest							
	Add	*Inst.*	Add	Inst.	Add	Inst.	Add	Inst.	Add	Inst.	Add	Inst.	Add	Inst.	Add	Inst.	Add	Inst.
Sainte Rose	64	2	18	0	3	0	3	0	1	0	1	0	1	0	0	0	3	0
Bouillante	26	0	7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rivière Sens	72	2	20	0	3	1	3	0	0	1	0	1	2	0	3	0	1	0
Capesterre	75	2	21	0	4	0	3	0	1	0	1	0	0	2	2	0	0	2
Baie-Mahault	66	11	21	0	5	1	4	0	2	1	2	0	1	0	4	0	2	0
Jarry Sud	8	3	3	0	18	0	14	0	8	1	8	1	0	0	2	0	3	0
Raizet	31	1	8	0	6	0	4	0	4	0	4	0	0	0	15	0	1	0
Besson	54	2	15	0	2	0	1	0	1	0	1	0	0	0	2	0	0	0
Sainte Anne	60	1	16	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0
Saint François	39	0	11	0	1	0	1	0	0	2	0	1	0	4	0	0	0	4
Gardel	10	4	4	0	1	0	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3	0
Blanchet	107	2	30	0	2	1	2	0	0	10	0	6	0	2	1	0	5	2
Petit Pérou	22	1	6	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
Pointe Jarry	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	635	30	179	0	46	3	36	0	17	15	18	10	5	8	30	0	22	8
Taux[1]	**22%**		**22%**		**37%**		**37%**		**68%**		**68%**							

1 : Taux d'utilisation des surfaces disponibles en incluant les installations existantes

Tableau 2 – Potentiel photovoltaïque [MW]

A notre connaissance, il n'y a pas d'installation photovoltaïque avec stockage raccordée au réseau électrique à fin 2015 en Guadeloupe.

En incluant les puissances installées le potentiel global est de 1 064 MWc, **pour un potentiel additionnel de 988 MWc.** Le graphique suivant fournit une synthèse des potentiels et installations existantes obtenus.

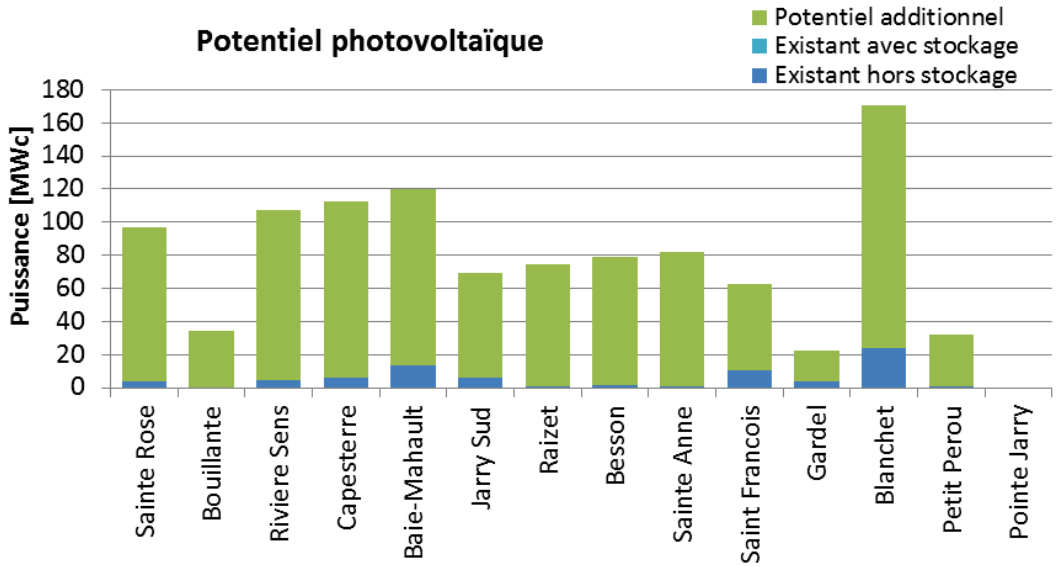


Figure 9 – Bilan des puissances installées et potentiels photovoltaïques par poste source

5.3. Filière éolien

5.3.1. Contexte

A fin 2015, l'archipel de La Guadeloupe disposait de nombreux parcs éoliens dont les plus anciens datent du début des années 2000, et cumulant une puissance installée globale de 24 MW.
Avec un potentiel global de développement identifié dans le Schéma Régional Eolien (SRE, 2012) de 116 MW, et des gisements bien réparti sur le territoire, cette filière pourrait jouer un rôle significatif dans le mix énergétique du territoire.

5.3.2. Méthodologie de traitement et résultats

La méthodologie suivie pour élaborer les profils de production des technologies de la filière éolienne est constituée des cinq étapes suivantes :

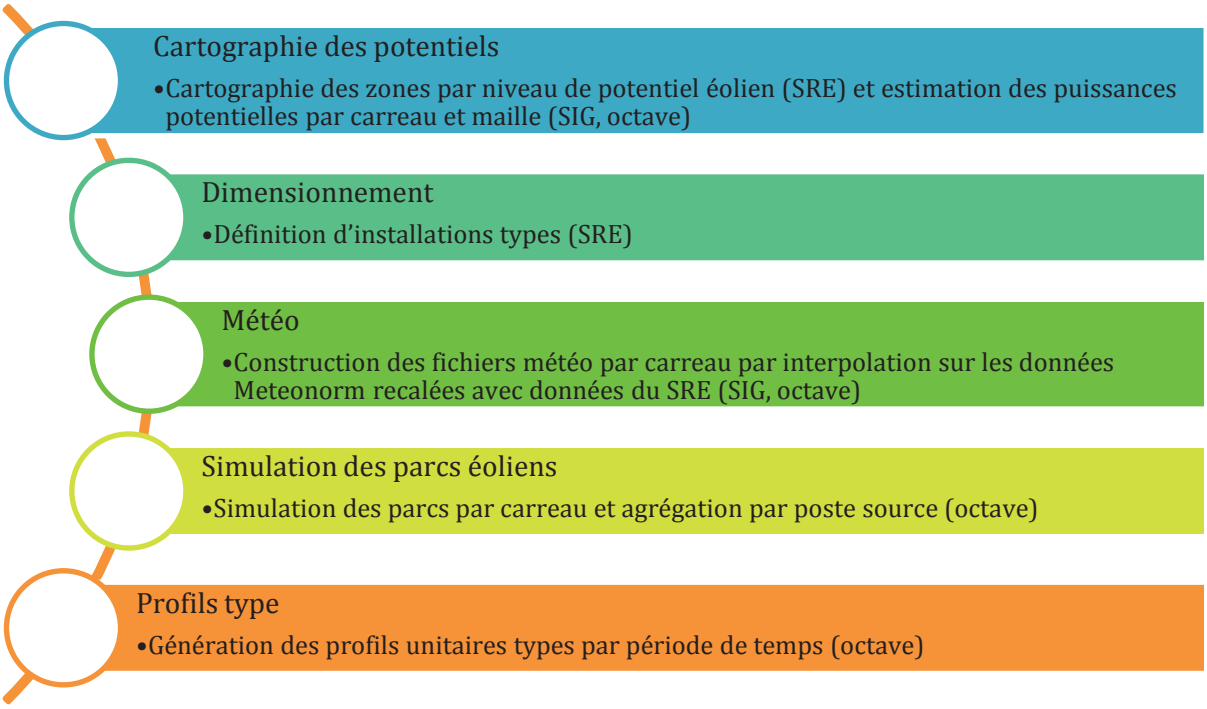


Figure 10 – Méthodologie de caractérisation de la ressource éolienne

Le tableau suivant donne les potentiels par poste source, identifiés à partir du SRE.

Site	MW
Blanchet	66
Bouillante	0
Capesterre	10
Jarry Sud	0
Rivière Sens	1
Saint François	5
Sainte Rose	18
Baie-Mahault	8
Petit Perou	0
Gardel	4
Raizet	0
Besson	0
Sainte Anne	4
Pointe Jarry	0

Tableau 3 – Potentiel additionnel éolien [MW]

La carte ci-après donne la localisation de ces potentiels.

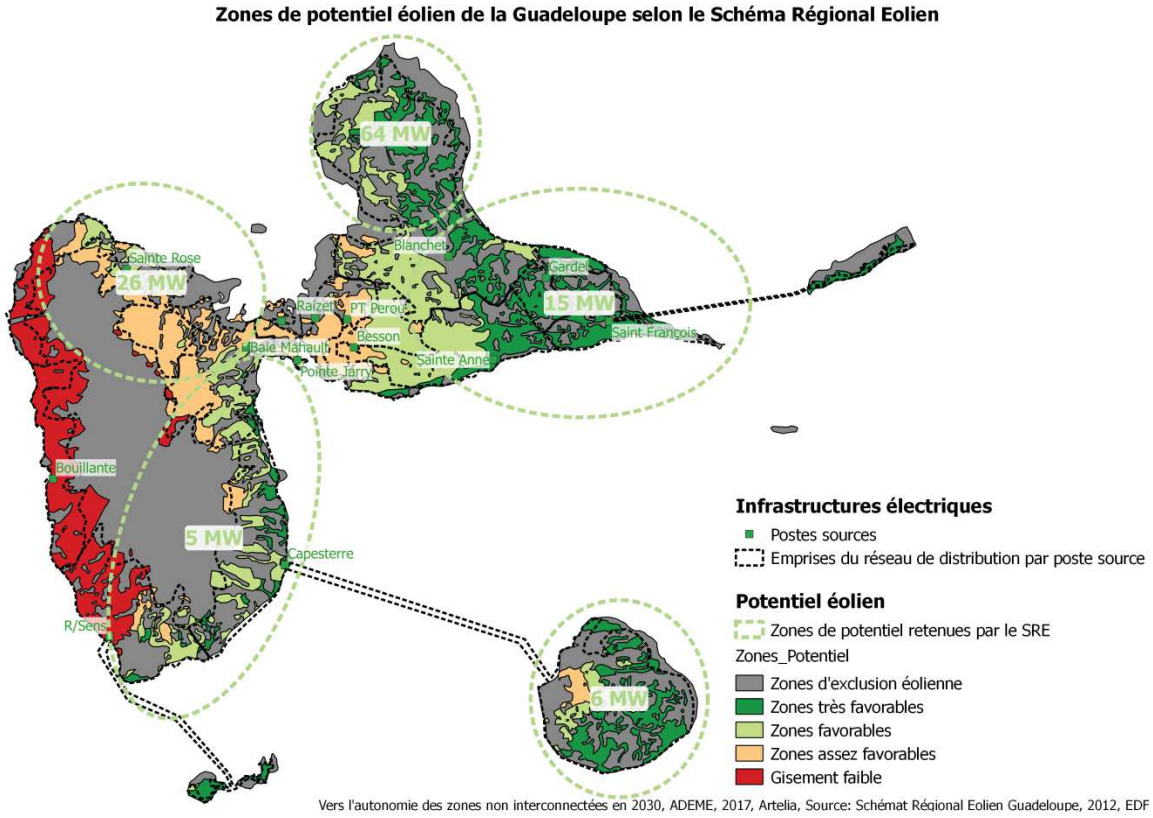


Figure 11 – Cartographie des zones de potentiel éolien terrestre (source : SRE)

5.4. Filière hydroélectricité

5.4.1. Contexte

La ressource hydroélectrique est subdivisée en deux grandes catégories : fluvial et réseaux (eau potable/irrigation/eaux usées).
Les plus anciennes centrales en fonctionnement aujourd'hui exploitent la ressource fluviale et remontent au début des années 1990. En 2015, la puissance hydroélectrique installée en Guadeloupe était de 9,8 MW nominale dont une installation sur barrage de 4,6 MW.
Selon les typologies d'installations, cette ressource peut présenter des caractéristiques très différentes :

- Barrage : disponible à la demande, mais dont la production totale annuelle dépend de la pluviométrie, variable d'une année sur l'autre. Contrainte ces dernières années par les débits réservés et nouvelles classifications des cours d'eau.
- Au fil de l'eau : fluctue dans le temps selon les variations de débit induites par les caractéristiques des bassins versants. Contrainte ces dernières années par les débits réservés et nouvelles classifications des cours d'eau.
- Réseaux d'eau (potable, assainissement, irrigation) : totalement contrainte par les usages associés aux réseaux d'eau.

Les potentiels de développement de ces ressources ont été étudiés en détail il y a quelques années, toutefois le contexte réglementaire a significativement évolué depuis ces études. En particulier les conséquences des nouveaux débits réservés ne sont pas bien connues aujourd'hui.
Les données ci-après s'appuient principalement sur ces études et sur des échanges avec les exploitants.

5.4.2. Méthodologie de traitement et résultats

La méthodologie suivie pour élaborer les profils de production des technologies de la filière hydroélectricité est constituée des quatre étapes suivantes :

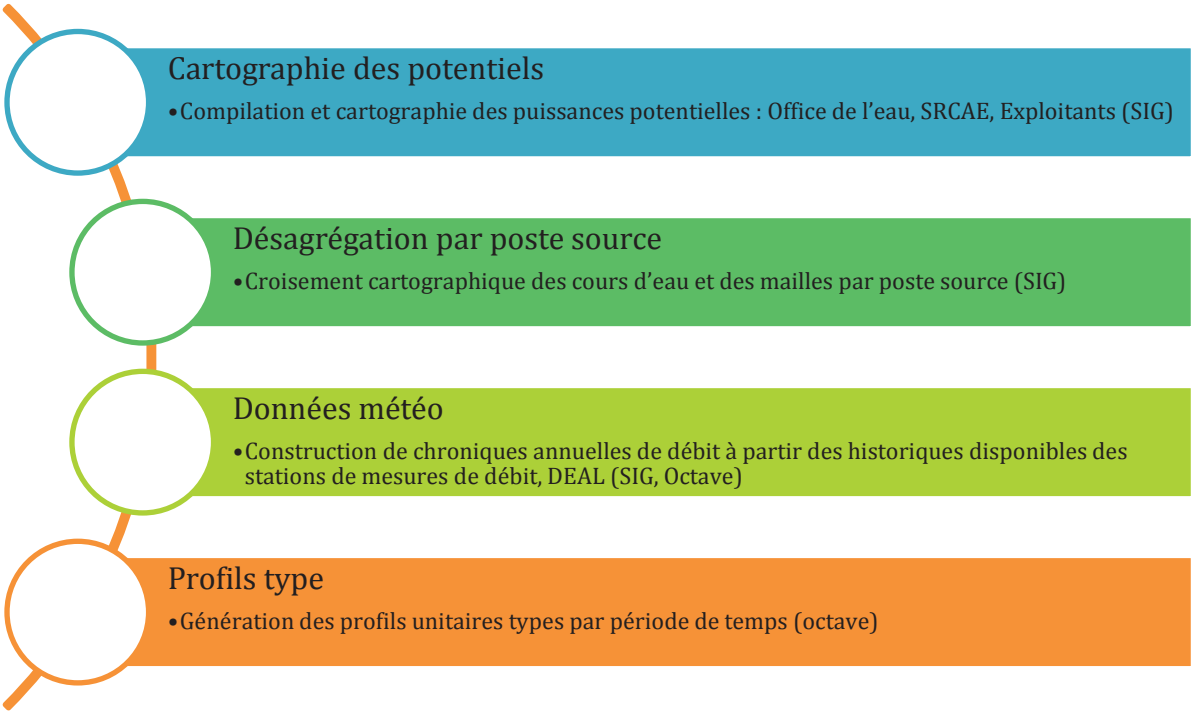


Figure 12 – Méthodologie de caractérisation des potentiels hydroélectriques

Le potentiel additionnel global est estimé à 70 MW.
La cartographie des niveaux d'enjeux ainsi que les détails de ces potentiels pour chaque sous-secteur hydrographique n'ont pu être obtenus, bien qu'évalués dans le cadre de l'étude de potentiel dont sont issues les données de potentiel présentées précédemment. Les estimations de potentiel par poste

source ont donc été reconstruites de façon à assurer une cohérence d'ensemble entre la littérature et nos échanges avec les exploitants locaux.
Le tableau suivant donne le bilan de ces potentiels :

Puissance [MW] Poste source	Adduction d'eau potable	Réseaux d'irrigations	Réseaux d'assainissement	Barrages	Au fil de l'eau	STEP
Total	-	-	-	**8,1**	**61**	**0**
Blanchet				0	0	0
Bouillante				0	36	0
Capesterre				6,6	25	0
Jarry Sud				0	0	0
Riviere Sens				1,5	0	0
Saint Francois	Les détails par filière n'ont pu être collectés car confidentiels. Ils sont associés aux installations au fil de l'eau			0	0	0
Sainte Rose				0	0	0
Baie-Mahault				0	0	0
Petit perou				0	0	0
Gardel				0	0	0
Raizet				0	0	0
Besson				0	0	0
Sainte Anne				0	0	0
Pointe Jarry				0	0	0

Tableau 4 – Potentiel hydroélectrique additionnel [MW]

La carte suivante donne une synthèse de la caractérisation de la ressource hydroélectrique fluviale et des infrastructures électriques du territoire.

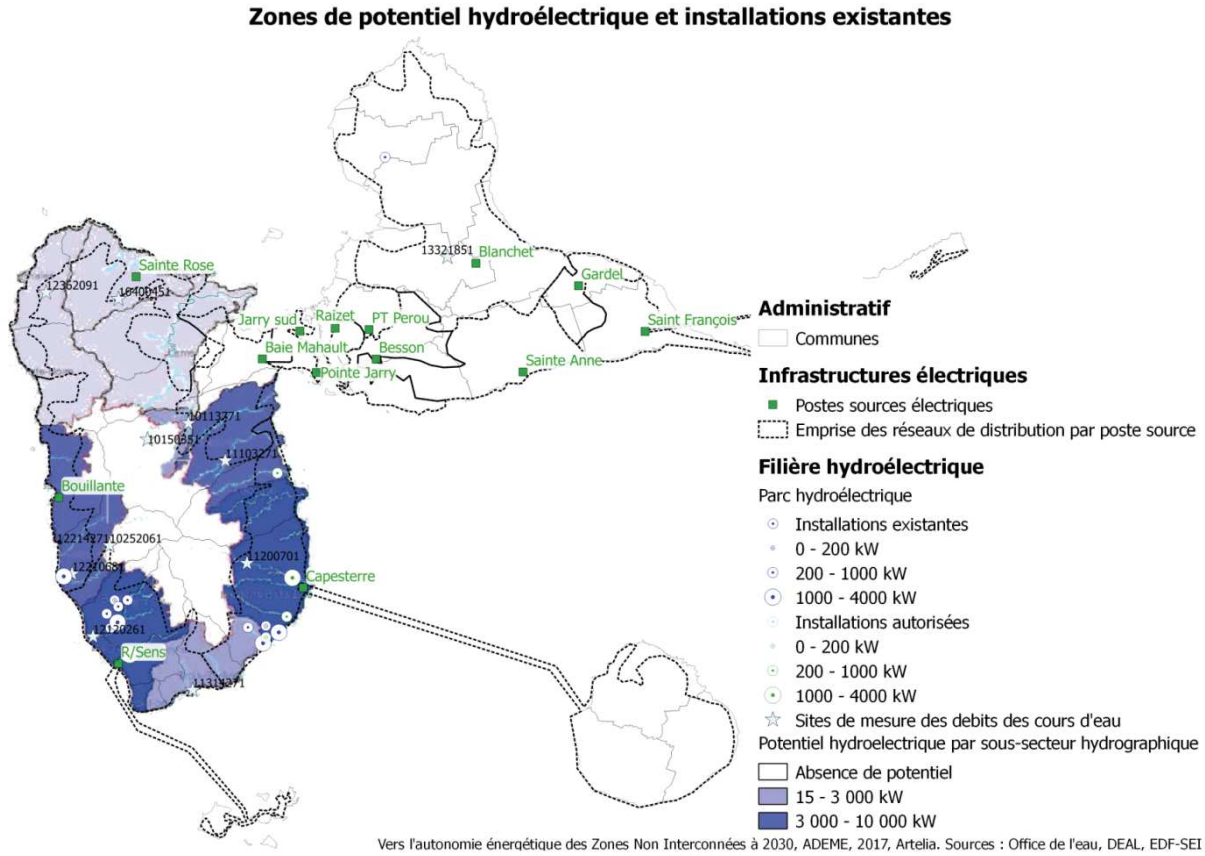


Figure 13 – Cartographie de la ressource hydraulique fluviale

5.5. Filière biomasse / déchets

5.5.1. Contexte

L'ensemble des filières concernées par les intitulés 'biomasse' et 'déchets' est traité dans une même partie dans la mesure où les équipements de valorisation énergétique couvent des ressources en provenance de ces filières.
Les filières biomasses/déchets regroupent les ressources suivantes :

CANNE SUCRE ET ENRICHIE
PAILLE DE CANNE
DECHET VERT
BIODECHETS (huile usagées)
IMPORTATION biomasse
EMCOMBRANTS
EMBALLAGES RECYCLAGES ET CARTONS
BOIS ET PALLETTES
OMR
SOUS PRODUIT ASSAINISSEMENT
Déchets non dangereux et non inertes BTP
CANNE FIBRE
BOIS ENERGIE
SOUS-PRODUIT AGRICOLE : bioéthanol à partir de la mélasse
IMPORTATION bioéthanol
DECHET AGRICOLES ORGANIQUE
DECHET AGRO-ALIMENTAIRE : vinasse de distillerie et boues STEP industrielle
DECHET AGRO-ALIMENTAIRE : autre

La filière canne, qui constitue une part prépondérante du gisement en biomasse énergie du territoire, a initié la mise en place d'installations de valorisation énergétique depuis plusieurs années déjà, notamment avec la centrale thermique associée à la sucrerie du Moule, en cogénération bagasse-charbon et datant de 1998, ou plus récemment la mise en place de méthaniseurs en aval de rhumeries (Bologne et Bonne Mère).
En ce qui concerne les déchets, la structuration des filières de collecte, traitement/valorisation est récente. Un nouveau Plan de Prévention et de Gestion des Déchets Non Dangereux (PPGDND) construit en 2016 a été approuvé récemment. Un nouveau Plan régional de prévention et de gestion des déchets (PRPGD) est en cours d'élaboration, qui modifiera la configuration des équipements de valorisation énergétique prévus dans le PPGDND. Les localisations des équipements de valorisation seront impactées, et donc les postes sources sur lesquels les flux d'électricité seront injectés sur le réseau. Il s'agit là d'arbitrages politiques hors du champ de la présente étude. Les éléments de cette partie s'appuient donc fortement sur ce document.

5.5.2. Méthodologie de traitement et résultats

Pour cette filière, la problématique du découpage géographique vis-à-vis de la ressource est moins déterminante, cette filière s'appuyant sur une ressource de stock et non de flux, celle-ci peut être transportée.
Quatre grandes familles d'installations sont étudiées :

- Centrales thermiques existantes
- Unités de valorisation énergétiques multi-filières
- Petites centrales biomasse (gazéification notamment)
- Unités de méthanisation

La méthodologie suivie pour l'élaboration des potentiels est la suivante :

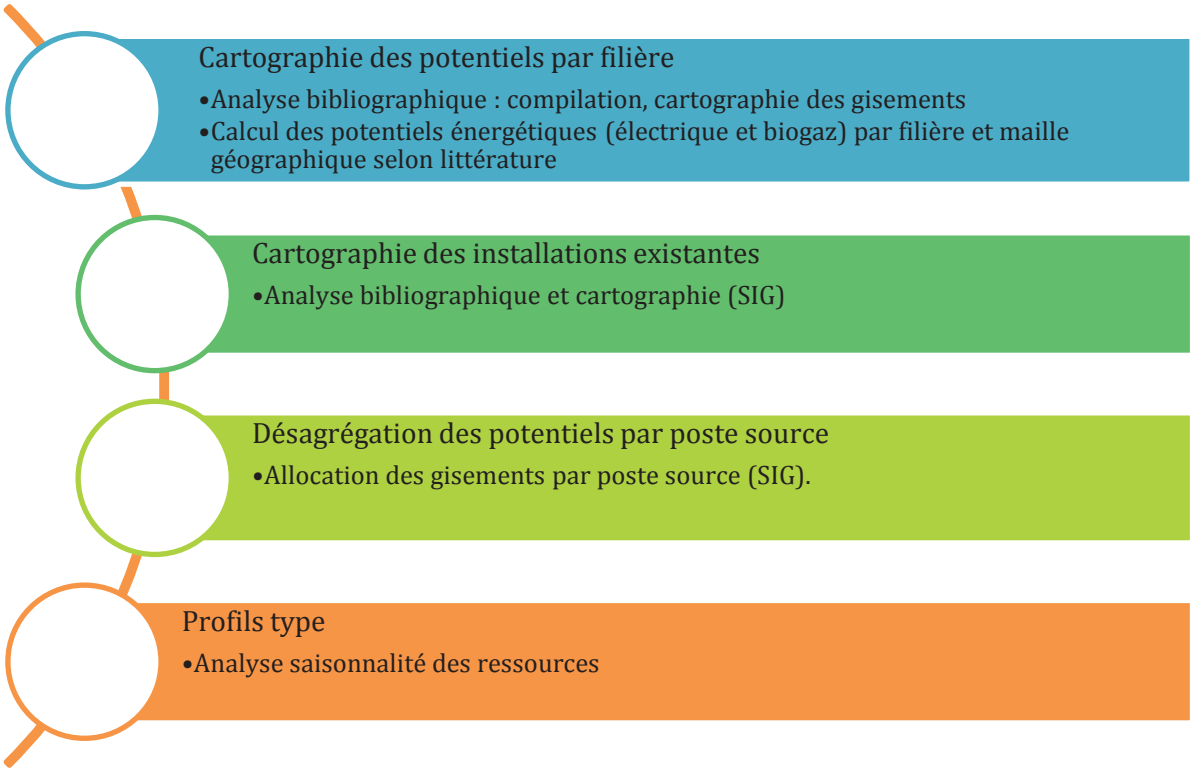


Figure 14 – Méthodologie de caractérisation des potentiels des filières biomasse/déchets

Les potentiels ont été associés aux postes sources les plus proches des sites d'implantation des équipements de tri et/ou de traitement existants ou en projet relatifs à chaque filière.

Le tableau suivant donne le bilan de ces potentiels maximums par poste source, exprimés en MW.

	2020			2025			2030		
	Bagasse	Biomasse/ déchets	Biogaz	Bagasse	Biomasse/ déchets	Biogaz	Bagasse	Biomasse/ déchets	Biogaz
Blanchet	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Bouillante	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capesterre	7	15	0	7	31	0	7	42	0
Jarry Sud	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Rivère-Sens	0	5	0	0	11	0	0	15	0
Saint François	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sainte Rose	11	3	1	11	3	1	11	3	1
Baie-Mahault	1	0	0	1	0	0	1	0	0
Petit Perou	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gardel	12	6	0	12	7	0	12	7	0
Raizet	0	25	0	0	22	0	0	19	0
Besson	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Sainte Anne	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pointe Jarry	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**30**	**53**	**1**	**30**	**73**	**1**	**30**	**85**	**1**

Tableau 5 – Potentiels additionnels biomasse/déchet [MW]

Les cartographies suivantes permettent de localiser les différentes infrastructures existantes sur les filières biomasse/déchets en lien avec la valorisation énergétique de ces ressources.

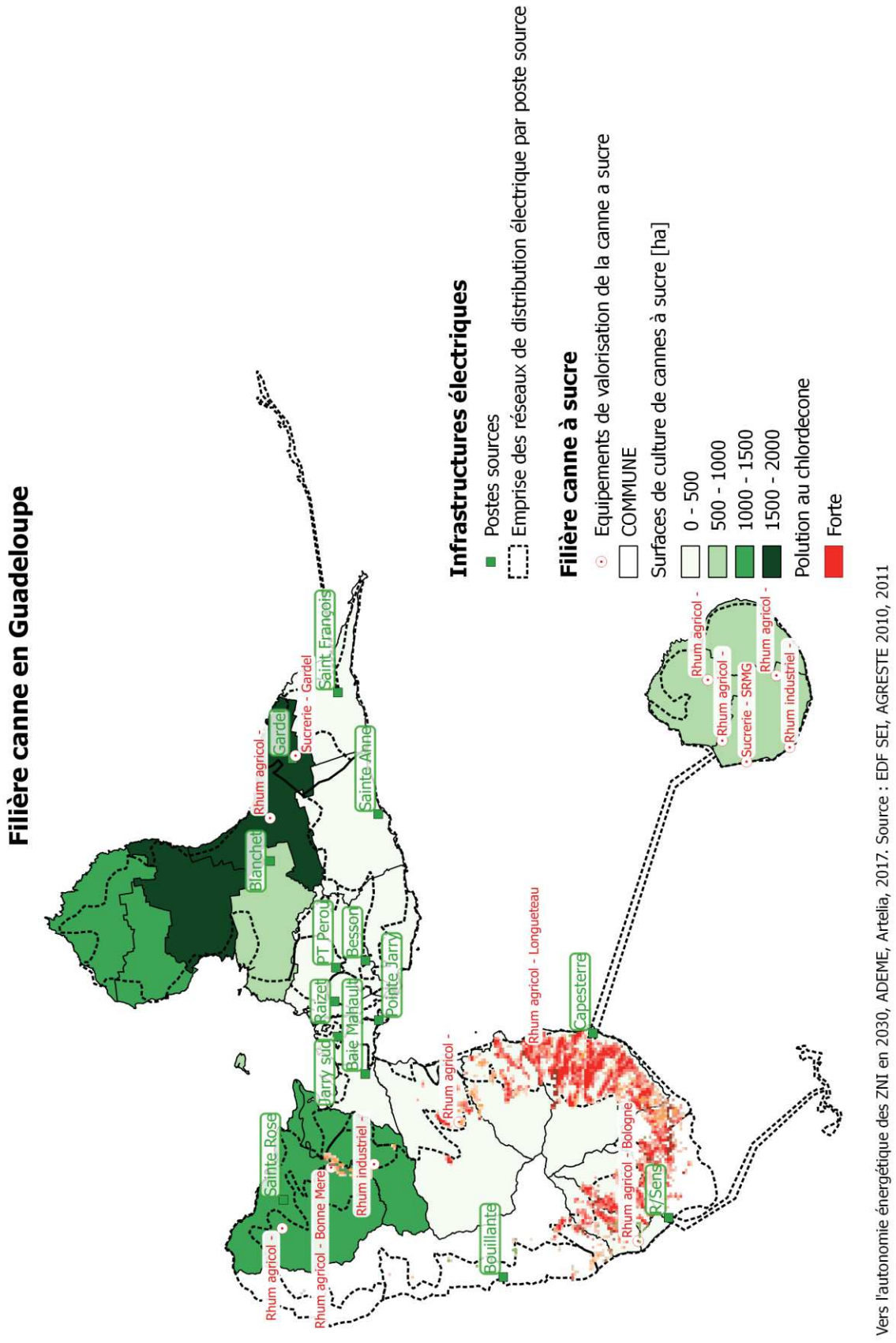


Figure 15 – Cartographie de la ressource et équipements relatifs à la filière canne

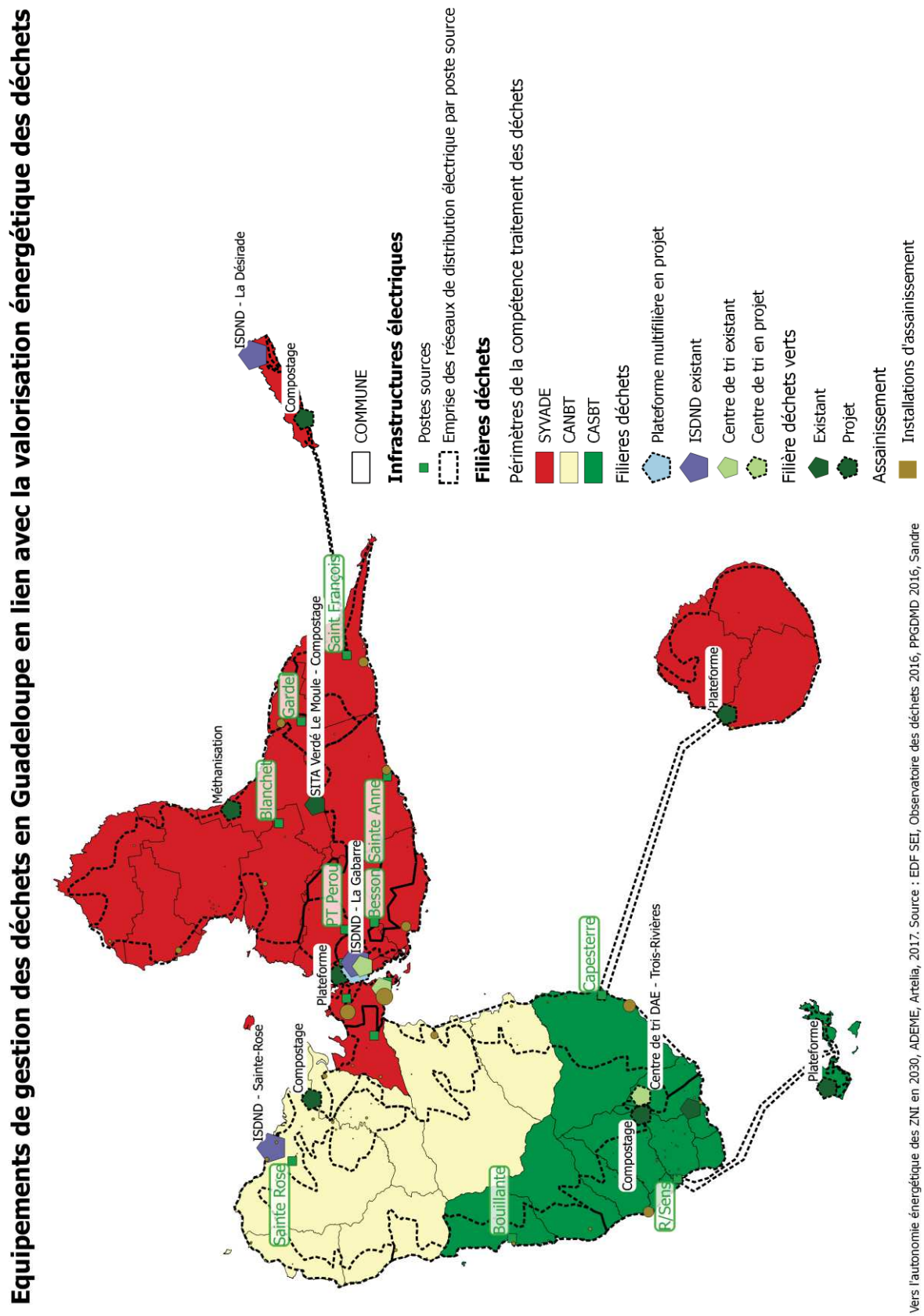


Figure 16 – Cartographie des équipements de gestion des déchets en lien avec leur valorisation énergétique

5.6. Filière géothermique profonde

5.6.1. Contexte

La filière géothermique est déjà présente en Guadeloupe avec une centrale géothermique mise en service en 1986 (Bouillante 1 – 5 MW), étendue en 2005 (Bouillante 2 – 10 MW additionnels). Cette filière est toujours active avec un projet de création d'une extension supplémentaire sur ce site (Bouillante 3 – 30 MW) à l'étude.
D'autre part, un projet d'interconnexion électrique entre la Guadeloupe et la Dominique, combiné à la création d'une centrale géothermique à la Dominique pourrait permettre, entres autres, l'importation d'électricité d'origine renouvelable en Guadeloupe.

5.6.2. Méthodologie de traitement et résultats

La méthodologie suivie pour élaborer les profils de production des technologies de la filière géothermie est constituée des trois étapes suivantes :

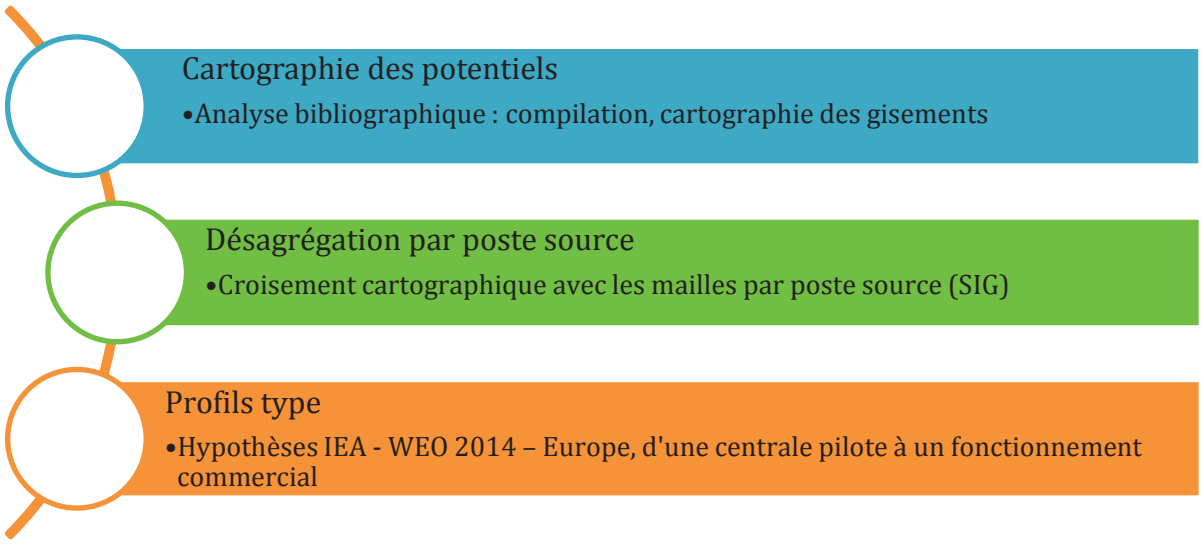


Figure 17 – Méthodologie de caractérisation de la ressource géothermique

Trois typologies de potentiels additionnels sont recensées : la rénovation des installations existantes Bouillante 1 et 2, la création d'une nouvelle installation Bouillante 3, et le raccordement électrique avec la Dominique permettant l'importation d'électricité d'origine géothermique.

Les puissances additionnelles correspondantes par poste source sont résumées par le tableau suivant.

Nom Poste source	Rénovation (2020)	Nouvelle installation (2025)	Géothermie importée (2030)
Bouillante	7,8	30	
Capesterre			40

Tableau 6 – Potentiels géothermiques additionnels [MW]

La carte suivante localise ces potentiels sur La Guadeloupe par rapport au réseau électrique existant.

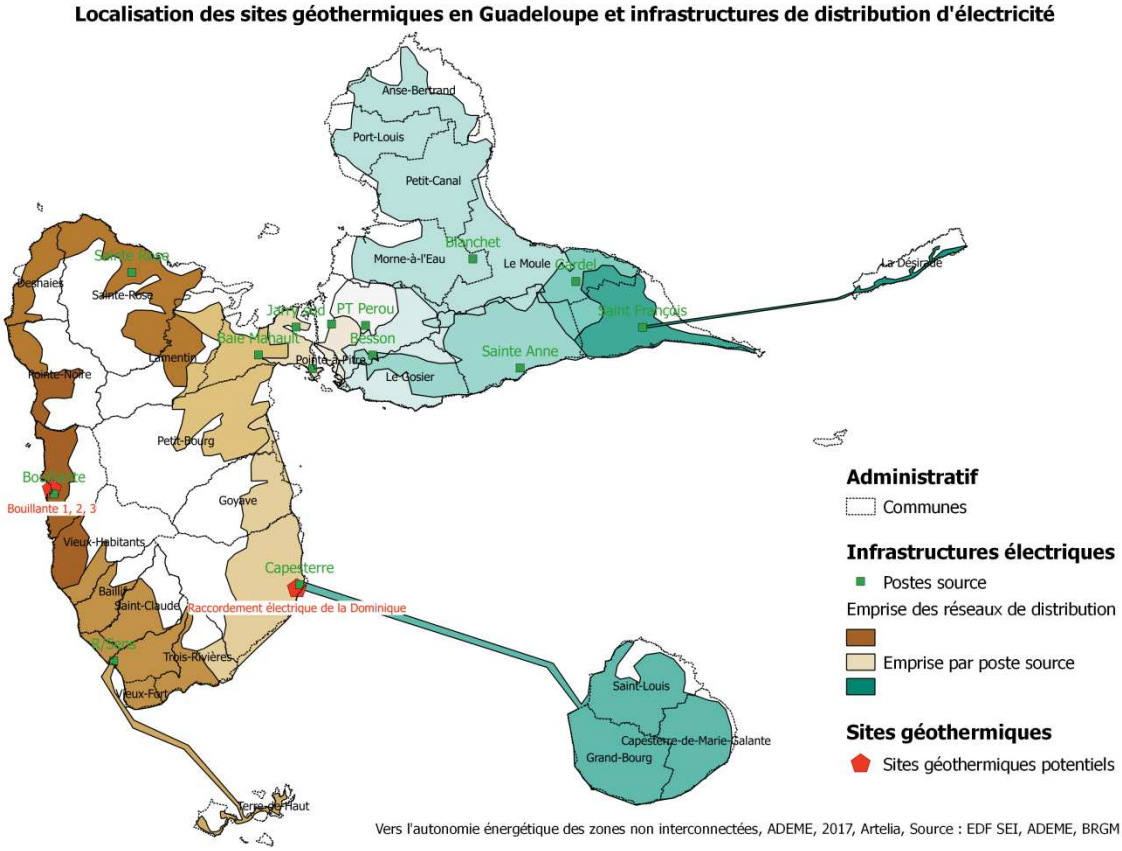


Figure 18 – Cartographie des potentiels géothermiques

5.7. Filière énergies marines renouvelables

5.7.1. Contexte

Les conditions d'exploitation, fonds marins rapidement profonds, et occurrences de cyclones impliquent de disposer de technologies marines offshore flottantes et capables de survivre à un cyclone.
Pour la filière éolienne, plusieurs projets, qu'ils soient à un statut de recherche spécifique aux éoliennes cycloniques offshore[1], de parcs démonstrateurs ou de parcs commerciaux de très grande dimension sur des territoires susceptibles d'être touchés par des cyclones[2], existent dans le monde. En outre, un acteur industriel a réalisé une première étude de potentiel en Guadeloupe. Nous retenons donc cette filière dans le cadre d'un scénario optimiste, à une échéance de 2030 : le développement de tels projets nécessitant de nombreuses années d'études préalables.
La filière houlomotrice présente aussi des potentiels intéressants et l'avantage d'être prédictible, bien que variable. Toutefois, ces technologies sont moins matures que les technologies éoliennes bien que leur maturité soit possible à 2030 : les projets de démonstrateurs en zone cyclonique se sont soldés, à ce jour, par des échecs, les machines ayant été détruites lors des passages de cyclones. Par conséquent, les intégrer avant 2030 dans le mix électrique du territoire serait faire preuve d'un optimisme facilement critiquable. De ce fait, bien qu'elles constituent des filières potentielles très intéressantes à long terme, et ne doivent donc pas être négligées, nous les excluons de la présente étude.
Les conditions requises pour les technologies d'Energie Thermique des Mers sont favorables à La Guadeloupe. Bien qu'elle ne soit aujourd'hui pas encore économiquement mature, il a été décidé de retenir cette filière car un projet (NEMO) était engagé à la Martinique lorsque la présente étude a été initiée. Cependant, à la date de rédaction du rapport, ce projet a été abandonné (avril 2018), soulevant des doutes sur la réalité d'un déploiement commercial d'ici 2030.
La maturité commerciale des technologies osmotiques à 2030 est très peu probable. Cette filière est exclue pour la présente étude. Enfin, aux vues des données disponibles, les courants marins ne sont pas suffisants pour envisager une production d'électricité.

5.7.2. Méthodologie de traitement et résultats – éolien offshore

La méthodologie suivie pour l'élaboration des potentiels éolien offshore est la suivante :

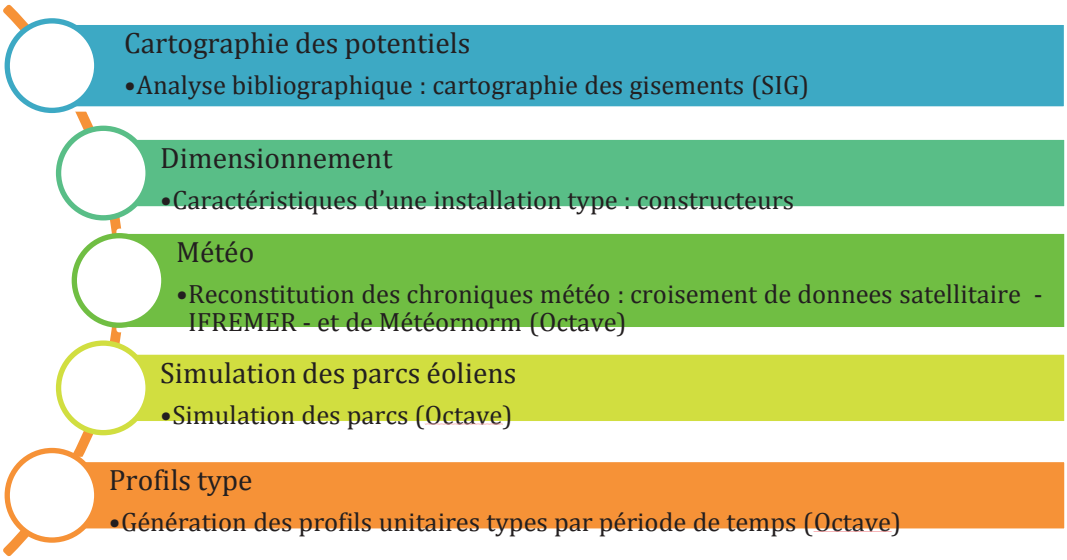


Figure 19 – Méthodologie de caractérisation de la ressource éolienne offshore

[1] Hurricane Risk for Offshore Wind Farms, Northeastern University, 2012 - 2015

[2] Hawaii : l'île s'est donnée un objectif de mix électrique 100% ENR d'ici 2045. Plusieurs projets de parcs éoliens offshores de 400MW sont en cours d'étude.
Japon : plus grand parc éolien offshore flottant démonstrateur : Fukushima FORWARD. Trois éoliennes flottantes de 2MW, 7MW et 5MW ont été installées ces dernières années – la dernière datant de mi-2016 – dans le but de valider la conception de machines flottantes capables de résister à un tsunami. Les raccordements électriques de ces machines sont en cours.

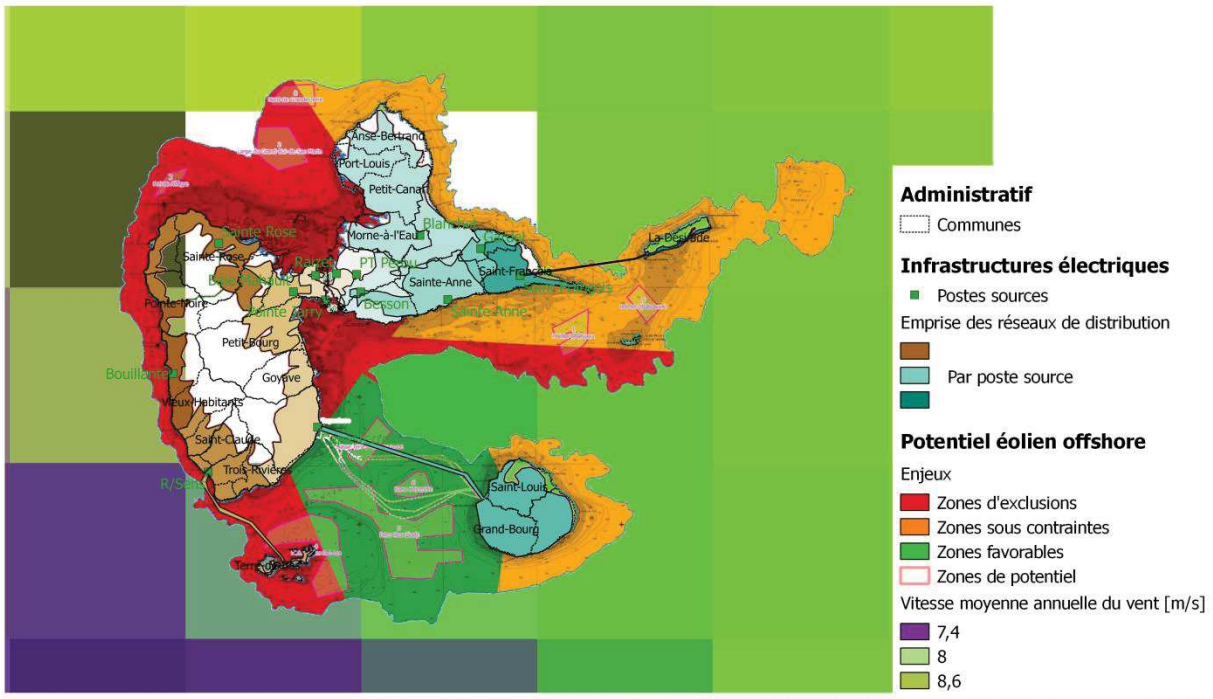
Etant donnés les enjeux associés au développement de cette filière (flottant, contexte cyclonique), nous prenons l'hypothèse du développement d'un parc commercial à échéance 2030 dans le cadre des scénarios optimistes.
Les zones potentielles favorables sont suffisamment importantes pour pouvoir considérer un parc de taille commerciale de l'ordre de 50 MW, raccordé sur le poste source Capesterre.

Site	MW
Capesterre	50

Tableau 7 – Potentiel additionnel éolien offshore [MW]

La carte suivante reprend la synthèse des niveaux d'attractivité du littoral Guadeloupéen élaborée dans le cadre de l'étude de potentiel éolien offshore, ainsi que les vitesses moyennes de vent, et les infrastructures associées au réseau électrique du territoire.

Potentiel éolien offshore et infrastructures électriques en Guadeloupe



Vers l'autonomie énergétique des zones non interconnectées, ADEME, 2017, Artelia, Source : EDF SEI, AKUO, Copernicus IFREMER, IGN

Figure 20 – Cartographie de l'attractivité du littoral vis-à-vis de l'éolien offshore

5.7.3. **Méthodologie de traitement et résultats – ETM**

La méthodologie suivie pour élaborer les profils de production des technologies de la filière Energie Thermique des Mer (ETM) est constituée des quatre étapes suivantes :

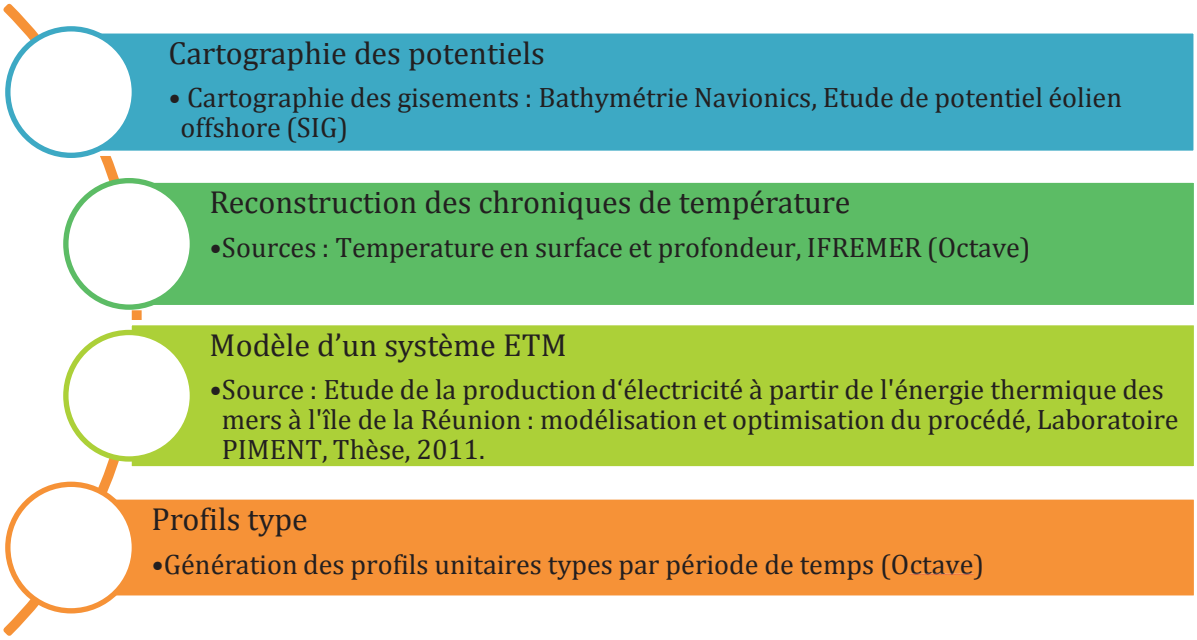


Figure 21 – Méthodologie de caractérisation du potentiel ETM

La filière ETM n'a pas fait l'objet d'une étude de potentiel en Guadeloupe. Une telle étude n'entre pas dans le cadre de la présente mission, toutefois, l'analyse de la bathymétrie, d'une part, et des enjeux associés à la filière éolien offshore d'autre part – même si de nombreuses contraintes pesant sur l'éolien offshore n'ont pas d'impact sur l'ETM – ont permis d'identifier une zone probablement favorable à l'implantation d'un système ETM.
Ce site potentiel est localisé au Nord-Est de Grande Terre, au large du poste source Gardel.

Le projet NEMO en développement en Martinique était d'une puissance de 10MW. Au stade commercial, la puissance de la centrale sera probablement supérieure. Nous prenons ici une hypothèse conservatrice en retenant cette puissance, comme puissance minimale nécessaire pour atteindre un équilibre économique.

Le potentiel ETM résultant est donné dans le tableau suivant, envisagé à partir de 2025 dans le cadre d'un scénario optimiste :

Poste source	Potentiel [MW]
Gardel	10

Tableau 8 – Potentiel additionnel ETM [MW]

Notons ici qu'une étude de potentiel rigoureuse est nécessaire pour établir le potentiel ETM réel de La Guadeloupe. La carte ci-dessous montre que de nombreuses zones ayant plus de 1000 m de fond à proximité immédiate de la côte et de postes sources existent, notamment sur la côte Ouest de la Basse-Terre, bien qu'en zone d'exclusion pour l'éolien offshore. Le potentiel réel est donc probablement nettement supérieur à la présente estimation.

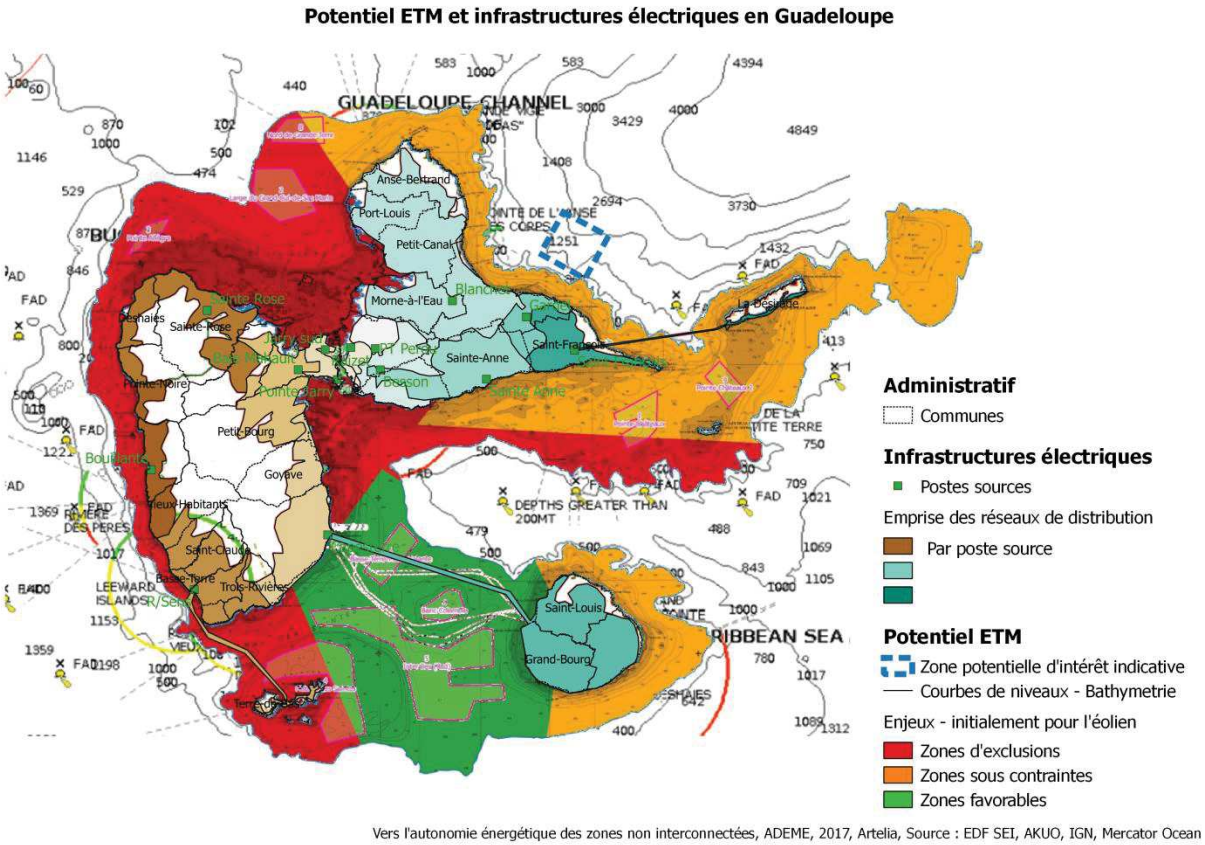


Figure 22 – Cartographie des potentiels ETM

5.8. Synthèse de l'offre technologique

5.8.1. Capacités résiduelles

L'archipel de 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.

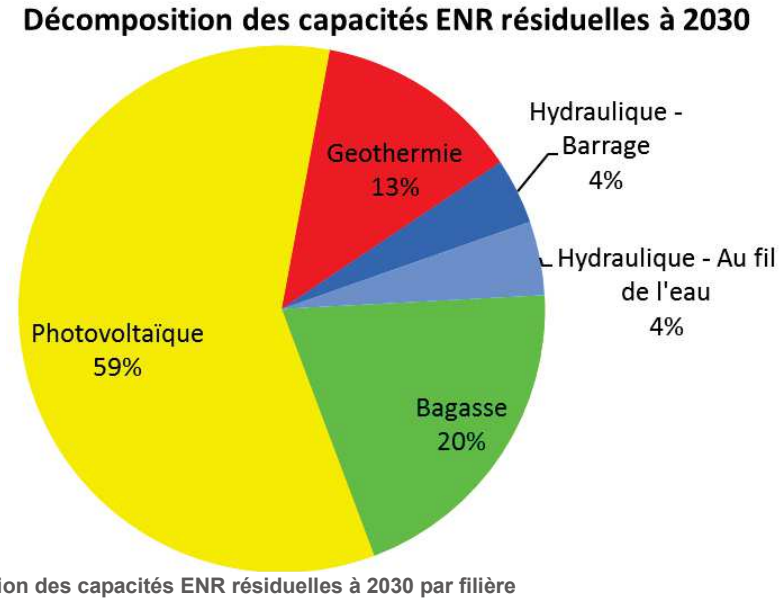


Figure 23 – Distribution des capacités ENR résiduelles à 2030 par filière

La figure et le tableau suivant donnent le bilan des capacités ENR résiduelles à 2030 pour chaque poste source et par filière, exprimées en [MW].

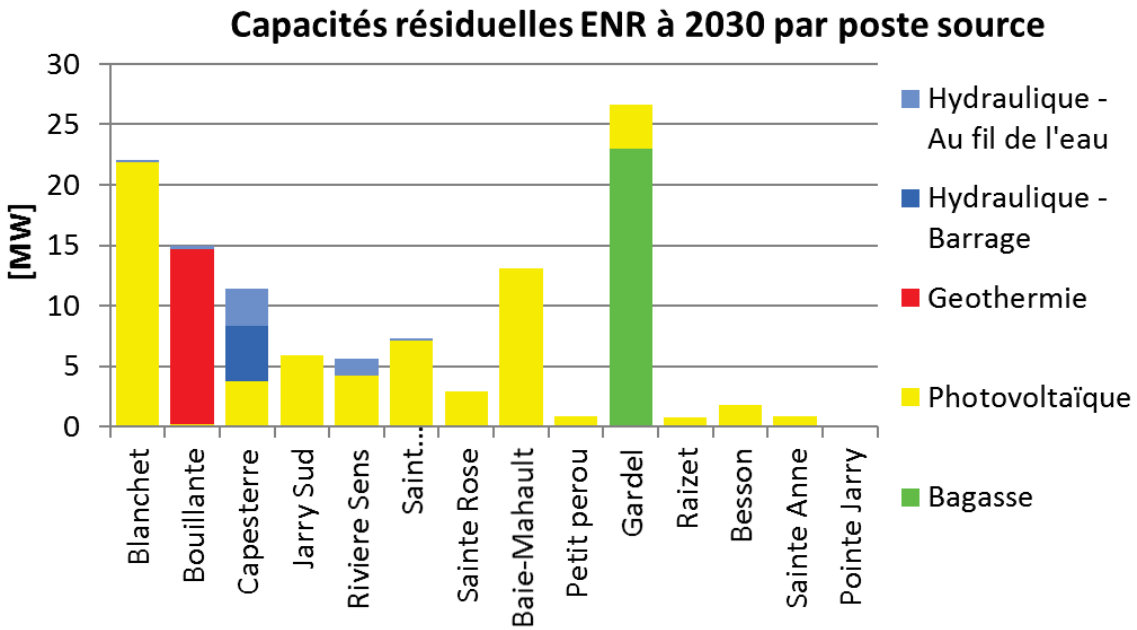


Figure 24 – Répartition capacités ENR résiduelles à 2030 par filière et poste source

	Bagasse	Biomasse	Biogaz	Photovoltaïque	Eolien	Géothermie	Géothermie importé	Hydraulique – Barrage	Hydraulique – Au fil de l'eau
Blanchet				21,8					0,2
Bouillante				0,2		14,5			0,3
Capesterre				3,7				4,6	3,1
Jarry Sud				5,9					
Riviere Sens				4,2					1,5
Saint Francois				7,1					0,2
Sainte Rose				2,9					
Baie-Mahault				13,1					
Petit perou				0,9					
Gardel	23			3,6					
Raizet				0,8					
Besson				1,8					
Sainte Anne				0,9					
Pointe Jarry									
Total	**23**	**0**	**0**	**67**	**0**	**15**	**0**	**5**	**5**

Tableau 9 – Répartition des capacités ENR résiduelles à 2030 par filière et par poste source [MW]

5.8.2. Potentiels

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.

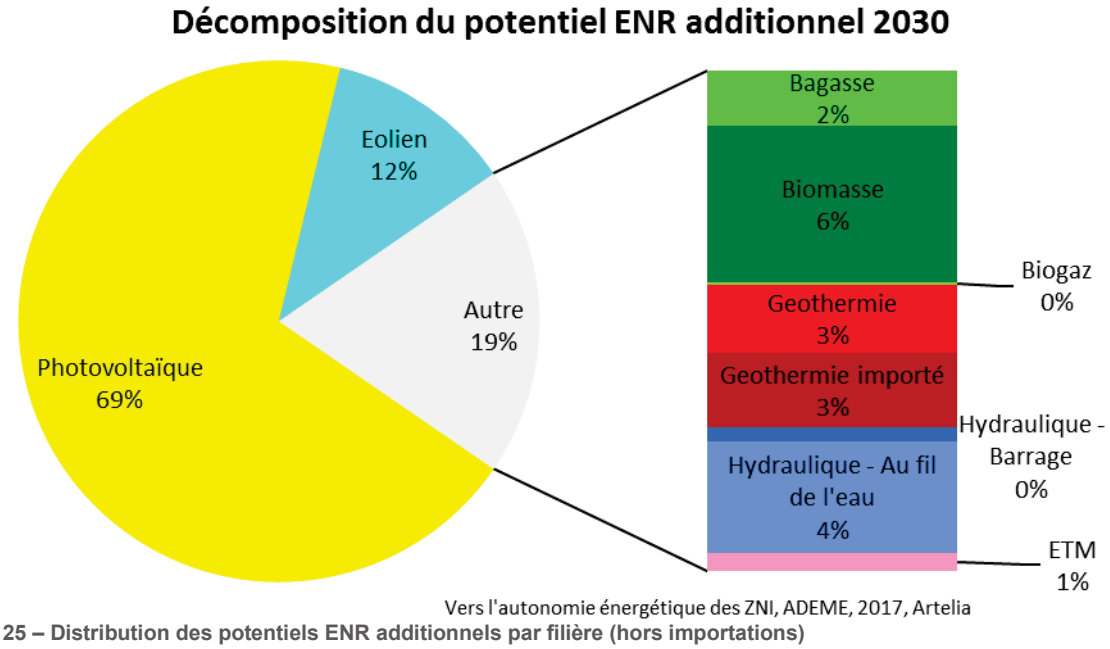


Figure 25 – Distribution des potentiels ENR additionnels par filière (hors importations)

La figure suivante donne le bilan des potentiels additionnels ENR pour chaque poste source et par filière, exprimés en [MW]. Le tableau ci-après donne le détail.

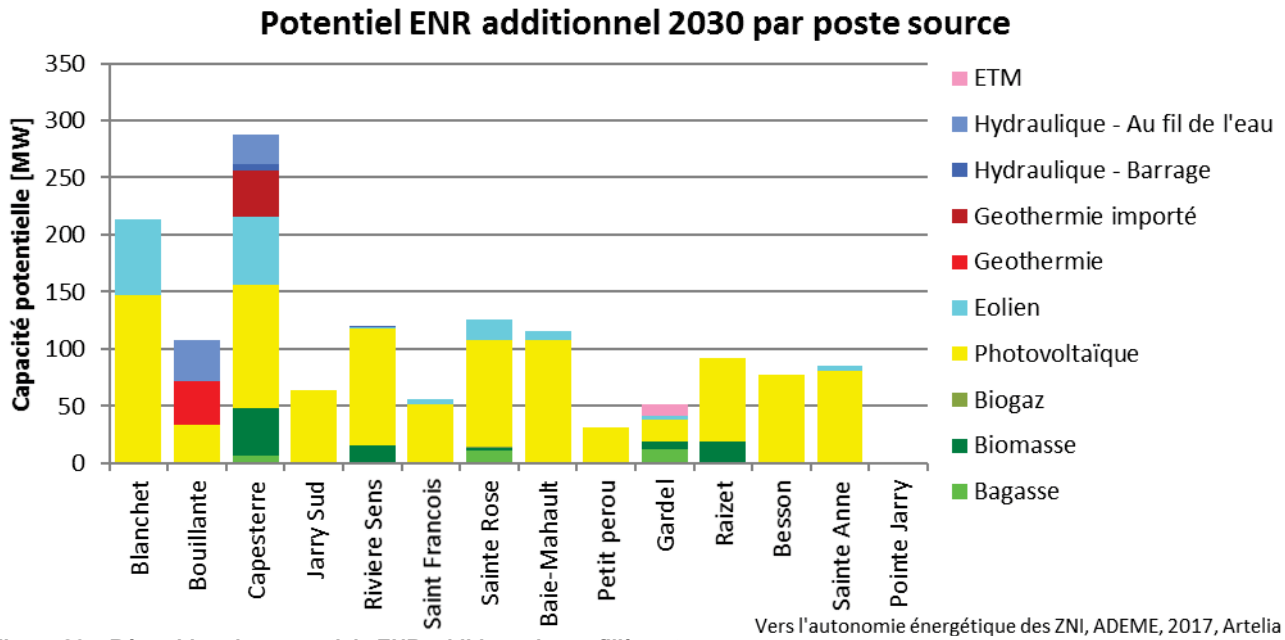


Figure 26 – Répartition des potentiels ENR additionnels par filière et par poste source

Poste source	Bagasse	Biomasse	Biogaz	Photovoltaïque	Eolien	Géothermie	Géothermie importé	Hydraulique - Barrage	Hydraulique - Au fil de l'eau
Blanchet	0,0	0,0	0,3	146,6	66,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Bouillante	0,0	0,0	0,0	33,9	0,0	37,8	0,0	0,0	36,0
Capesterre	6,9	41,6	0,0	107,0	60,1	0,0	40,0	6,6	25,0
Jarry Sud	0,0	0,0	0,0	63,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rivière Sens	0,0	15,0	0,0	102,8	0,7	0,0	0,0	1,5	0,0
Saint François	0,0	0,0	0,0	51,9	4,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Sainte Rose	10,7	2,7	0,8	93,3	18,5	0,0	0,0	0,0	0,0
Baie-Mahault	1,0	0,2	0,0	106,9	7,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Petit Perou	0,0	0,0	0,2	31,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Gardel	11,6	6,9	0,0	19,0	4,2	0,0	0,0	0,0	0,0
Raizet	0,0	18,6	0,0	73,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Besson	0,0	0,0	0,0	77,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sainte Anne	0,0	0,0	0,0	81,1	3,7	0,0	0,0	0,0	0,0
Pointe Jarry	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	**30,3**	**85,1**	**1,3**	**988,2**	**166,0**	**37,8**	**40,0**	**8,1**	**61,0**

Tableau 10 – Répartition des potentiels ENR additionnels par filière et par poste source [MW]

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.

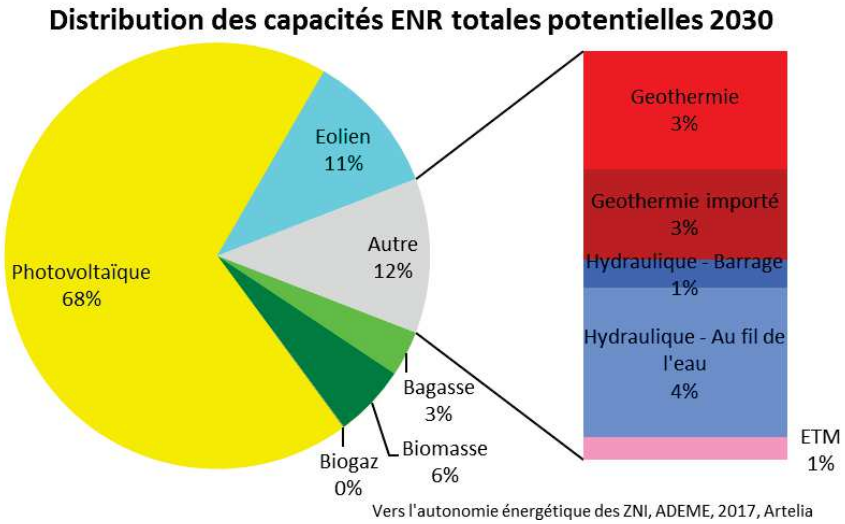


Figure 27 – Répartition des capacités ENR potentiellement disponibles à 2030 par filière (hors importations)

La distribution de ces ressources par poste source est illustrée par le graphique suivant :

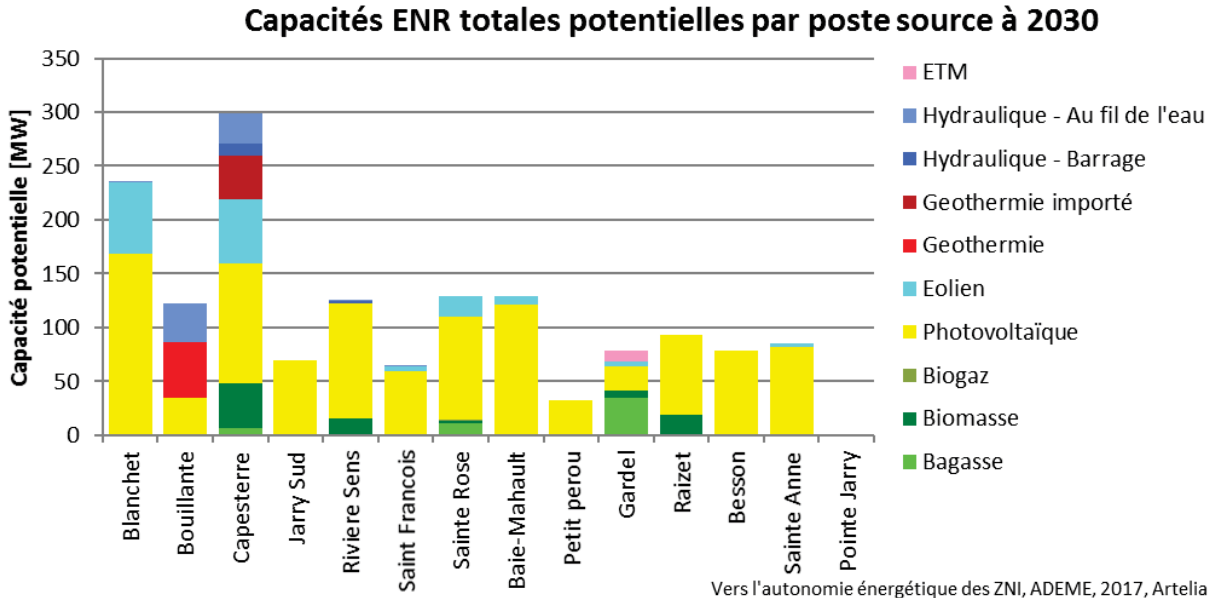


Figure 28 – Répartition des capacités ENR potentiellement disponibles à 2030 par poste source

6. Modélisation et optimisation du système électrique

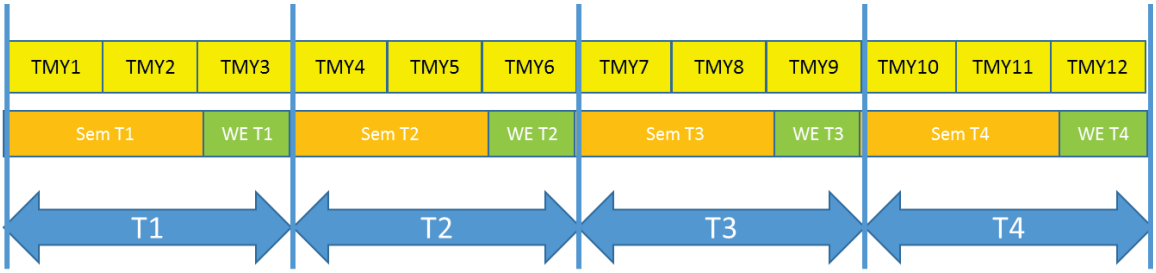
6.1. Données d'entrée

Le modèle présenté ci-après optimise un système électrique vérifiant à chaque pas de temps horaire un équilibre offre/demande (EOD) construit sur les données suivantes.

La demande est constituée de 8 journées types, 1 journée semaine et une journée week-end par trimestre, élaborées selon la méthode décrite au §4.3.

Outre les énergies renouvelables de stock (biomasse, hydro) la production variable est issue de chroniques météorologiques mensuelles construites selon la méthode Typical Meteorological Year (TMY) qui consiste à retenir, pour un mois entier donné, la chronique mesurée des valeurs horaires, du mois le plus proche du mois moyen calculé sur la période de temps pour laquelle les données historiques étaient disponibles, en général dix ans dans la mesure du possible.

Le schéma ci-après présente l'organisation des données en entrée du modèle.



6.2. Modèle d'optimisation du système électrique – ETEM

Le modèle ETEM est un programme open-source, qui fournit un cadre pour évaluer les impacts technico-économiques des politiques d'approvisionnement énergétique à moyen et long terme sur l'ensemble du système énergétique d'une région, et notamment sur le secteur électrique, dans un contexte de transition énergétique, de pénétration des technologies intelligentes, de changement climatique, etc. En particulier, les idées des décideurs sur le développement futur du système énergétique, comme les objectifs politiques (p. exemple: sécurité énergétique accrue, développement rural, protection de l'environnement), les options technologiques, les prévisions sur la disponibilité ou la pénurie de ressources peuvent être représentées dans des scénarios quantitatifs évalués par un modèle ETEM.

ETEM fournit également un cadre de modélisation adapté à la prise en compte de l'incertitude et du risque dans la définition de politiques énergétiques. Il a été déjà développé et utilisé dans plusieurs projets de recherche-action financés par les programmes Français GICC-ADEME (ETEM-AR région Midi-Pyrénées), Suisse OFEN-CH (TOU Pricing), Européen FP7 (Ermitage et Planets), etc.
ETEM, comme illustré sur la figure ci-dessous, est un modèle multi-énergies et multi-sectoriel qui permet de représenter un système énergétique régional de manière détaillé au plan technologique et de simuler son évolution sur les prochaines décennies en s'appuyant sur une optimisation inter-temporelle, i.e., minimisation du système énergétique pour satisfaire les demandes de services énergétiques.

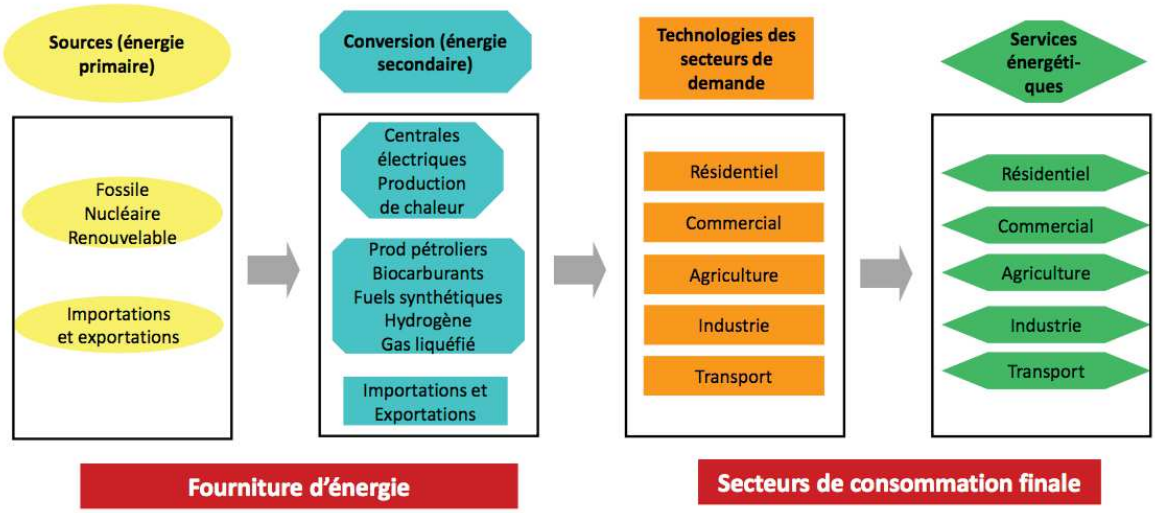


Figure 29 – Système énergique de référence

Cette partie présente le modèle d'optimisation d'un système électrique – ETEM-GR – tel que décliné pour la présente étude afin de déterminer le système électrique optimum pour chaque scénario.

6.2.1. **Méthodologie de l'optimisation du modèle ETEM-GR**

ETEM est un acronyme pour les mots-clés : Energie / Technologie / Environnement / Modélisation. GR réfère au réseau électrique (Grid) et à la focalisation sur les renouvelables. L'outil ETEM-GR est utilisé pour calculer sur une période donnée (ici 2015-2030) l'évolution optimale du parc de production, pour un certain nombre de critères (économiques, environnementaux, etc.) et sous certaines contraintes (demande globale, EOD, gisements, etc.).

Le problème se décompose schématiquement en 2 temps :

1. Déterminer le parc, i.e. arbitrer sur les nouvelles capacités à installer
2. Déterminer la production par installation du parc à chaque pas de temps

L'objectif de la première étape est d'**optimiser le choix des investissements dans de nouvelles capacités de production de façon à minimiser le coût global actualisé** (investissement + charges) des installations mises en compétition, ici uniquement des ENR, en tenant compte des contraintes de potentiel et de disponibilité. Remarquons que ce **coût correspond au numérateur de la définition du LCOE** et qu'il varie en fonction de la quantité d'énergie produite par l'équipement considéré. Le calcul simplifié du LCOE pour une technologie donné est le suivant :

$$\frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

avec le paramètre n représentant la durée de vie de la technologie ; I_t, les dépenses d'investissement durant l'année t ; M_t, les coûts d'opération et de maintenance ; F_t, les dépenses de combustible, E_t, l'électricité produite par la technologie sur l'année t. Le paramètre r est le taux d'actualisation.

En d'autres termes, les équipements sont choisis sur la base d'un merit-oder sur les LCOE en l'absence de contraintes de disponibilité. En pratique, ces contraintes peuvent amener l'optimiseur à installer des technologies plus chères mais plus disponibles. **Il s'agit donc de minimiser le LCOE des nouveaux investissements à réaliser.** L'amortissement des équipements existants n'intervient donc pas dans cette étape, en revanche la capacité disponible grâce à ces équipements est bien prise en compte pour déterminer le besoin en capacité additionnelle.

L'objectif de la seconde étape est de **minimiser le coût variable encouru pour satisfaire la demande** à chaque pas de temps avec le parc déterminé à l'étape précédente. Pour cela une approche de « merit-order » est utilisée : la priorité est donnée aux équipements dont les coûts variables sont les plus faibles (ENR dans la majorité des cas). Pour cela, toutes les capacités installées sont mises en compétition à chaque pas de temps, ressources fossiles comprises. En revanche seule la part variable est utilisée.

Notons qu'en pratique ceci est très schématique car ces deux étapes sont liées : le LCOE (étape 1) dépend du nombre d'heure de fonctionnement de chaque installation (étape 2). Ces « 2 étapes » sont donc résolues simultanément par l'optimiseur sous la forme de contraintes associées aux variables de la fonction à minimiser qui porte sur le LCOE. On minimise donc le LCOE global sur la trajectoire 2015-2030.

Pour la production existante d'origine fossile, seuls les coûts variables sont pris en compte par l'optimiseur lors de la seconde étape. En effet, les charges fixes des équipements existants (amortissement notamment) qui doivent être payées quelle que soit l'évolution du parc ne peuvent constituer une variable d'ajustement et sont donc identiques pour tous les scénarios. Par ailleurs, forcer le modèle à utiliser une installation que l'optimisation aurait déclassée avant le terme de son amortissement aboutit à un scénario dont le coût global est supérieur à l'optimum, et peut conduire à l'impossibilité de satisfaire les contraintes ENR.

6.2.2. **ETEM-GR est un Modèle d'expansion de capacité**

Le modèle est dynamique. Etant donné une prévision de la demande d'électricité pour la région concernée et compte tenu des équipements de production, transport et distribution existants, on cherche un plan de développement et de production pouvant satisfaire au mieux la demande. A l'aide du modèle ETEM, on propose donc une évolution du système électrique jusqu'en 2030, qui minimise, sous contrainte, un coût total actualisé, composé des éléments suivants :

- **Coûts d'investissement** des différentes technologies installées, y compris le stockage
- **Coûts de renforcement du réseau** de transmission d'électricité
- **Coûts fixes de fonctionnement** (typiquement, coûts d'entretien proportionnels à la capacité installée des technologies de production)
- **Coûts variables de fonctionnement** (proportionnels aux niveaux de production des technologies de production) Coûts net d'import et export des ressources et formes d'énergie.

Pour éliminer les effets de fin de période, l'optimisation est faite sur l'horizon 2050 et des valeurs de récupération sont introduites pour les installations qui ne sont pas en fin de durée de vie. Les contraintes prises en compte dans le processus d'optimisation sont les suivantes

- **Contraintes « entrée/sortie »** des technologies : Les unités de production transforment des ressources et formes d'énergie avec un coefficient d'efficacité propre à chaque technologie. Les facteurs de disponibilité des différentes technologies varient suivant les saisons et les tranches horaires.
- **Contraintes de satisfaction de la demande** : On doit assurer l'équilibre offre / demande, à chaque pas de temps. La demande en électricité est distribuée sur les tranches horaires. Cette distribution peut être partiellement contrôlée par des actions de contrôle de la demande (demand-response).
- **Contraintes de transfert de capacités** : La capacité à installer sur une période résulte des capacités résiduelles – disponibles car déjà installées en année initiales - et des investissements passés réalisés sur une période correspondant à la durée de vie de l'équipement.
- **Contraintes d'utilisation des capacités** : L'utilisation des unités de production dépend des capacités installées et du facteur de disponibilité des installations. Les nouvelles technologies ont une date de première disponibilité.
- **Contraintes de réserves et de stockage** : Les besoins de réserve sont assurés dans ETEM-GR pour satisfaire la demande de pointe et pallier l'intermittence des éoliennes et du solaire. Le stockage est représenté dans les réservoirs hydroélectriques, dans les batteries et autres installations de stockage de courte durée.
- **Contraintes de flux de puissance** : Les demandes et les capacités de production sont affectées aux postes sources. Un modèle linéaire de flux de puissance permet alors de représenter l'utilisation des lignes du réseau de transmission, le respect des capacités limites de ces lignes et de simuler les flux transités dans le réseau pour chaque tranche horaire.
- **Contraintes de politiques énergétiques :** ETEM-GR prend en compte les objectifs de politiques énergétiques sous forme de contraintes, tel que, le taux d'ENR à atteindre à une date donnée, le niveau d'autonomie, etc.

Grâce à la prise en compte de l'ensemble de ces contraintes, l'optimiseur permet d'éventuels arbitrages entre l'investissement dans du stockage local versus le développement de capacité réseau pour acheminer l'électricité produite ailleurs. La programmation linéaire est utilisée pour réaliser l'optimisation sous contrainte. La mise en œuvre de la solution duale, apporte une information précieuse sur l'évolution des coûts marginaux de l'électricité.

La figure ci-dessous schématise l'utilisation du modèle ETEM-GR dans sa version la plus complète. L'utilisateur doit fournir en entrée une représentation fidèle du système énergétique initial, un scénario d'évolution des prix des énergies importées, un scénario d'évolution des demandes utiles à satisfaire ainsi qu'une base de données technologiques dans laquelle le modèle puise pour construire le parc

optimal. A partir de ces éléments et des objectifs à atteindre, ETEM fourni l'ensemble des informations indiquées dans la figure ci-dessous (colonne de droite). Dans la version utilisée pour la présente étude, ETEM ne calcule pas les puissances réactives. Celles-ci sont calculées dans le cadre de l'étude de stabilité avec un modèle plus précis.

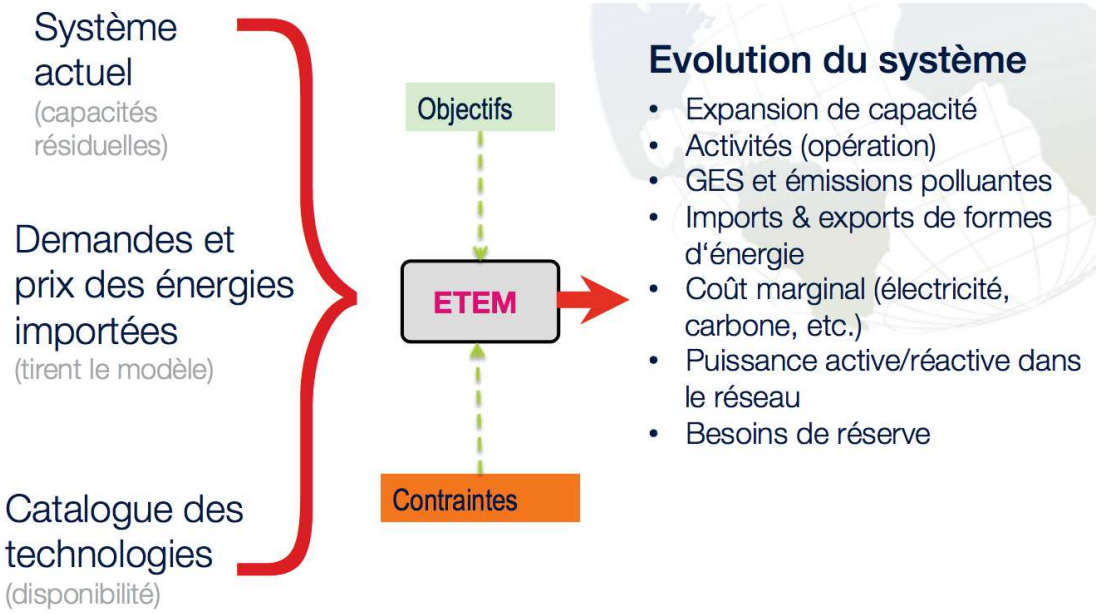


Figure 30 – Schéma d'utilisation du modèle ETEM

6.2.3. **Equilibre offre/demande et critère de défaillance**

Afin d'assurer la sécurité d'alimentation, le gestionnaire du système dimensionne les capacités de production en respectant un critère de défaillance de 3h par an. Ce critère fait, que sur une période de 10 ans, l'espérance d'une défaillance et en moyenne de trois heures par an. Une défaillance étant caractérisée par le fait qu'au moins un client ne peut être alimenté sous l'effet d'un déficit de production. Cette notion intègre donc les aléas de production mais exclue les aléas réseau, souvent prépondérants en zone insulaire. Le calcul formel de ce critère nécessite donc de simuler le système sur une série temporelle couvrant 10 ans de production et de demande en tenant compte des fortuits et contingences opérationnelles des moyens de production. Ce travail qui nécessite une connaissance fine du parc que seul possède le gestionnaire de réseau est hors du cadre de cette étude.

L'approche probabiliste mise en œuvre dans ETEM-GR assure sur les journées types, un équilibre offre/demande à chaque pas de temps pendant 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.

Pour cette étude, la plupart des données météo reposent sur des historiques de 10 ans et la demande sur les trois dernières années. Il serait donc hasardeux de vouloir comparer brutalement les deux notions car elles ne reposent pas sur le même univers probabiliste. Néanmoins, par souci de vérification, le dispatch horaire d'une année complète a été réalisé. Sous réserve de données suffisantes, ce calcul pourrait être lancé sur une période de 10 ans.

6.2.4. **Découpage temporel**

Le découpage temporel est effectué sur 4 échelles de temps :

- Période: avec un pas de temps de 5 ans (2015, 2020, 2025, 2030, 2035 et 2040). Afin d'éviter les effets de fin de période, il est préférable de prendre un horizon plus grand que 2030.
- Trimestre: avec 4 trimestres par an (T1, T2, T3 et T4).
- Journée type : avec journée type semaine et journée type week-end, soit un couple de journées type par semestre.
- Horaire : avec pas horaire (h1, h2, …, h24)

Le tableau suivant récapitule le découpage temporel retenu :

Durée des périodes	Année de référence	Nombre de périodes	Découpage	Nombre de pas de temps
5 ans	2015	8 (jusqu'à 2040)	4 trimestres Deux journées types (semaine et week-end)	pas de temps horaires (24)

Tableau 11 – Découpage temporelle

Le modèle ETEM est calibré pour l'année 2015.

6.2.5. **Maillage du territoire et modèle ETEM du réseau**

Le réseau électrique simulé dans le cadre de la présente étude est le réseau de transport d'électricité (HTB). Les caractéristiques des lignes électriques de ce réseau ont été transmises par EDF, à savoir : une carte du réseau, un schéma unifilaire du réseau HTB, ainsi que les caractéristiques des lignes électriques du réseau HTB : longueurs, résistance électrique des conducteurs (R), réactance série de la ligne (X), admittance shunt de la ligne (Y) et intensité maximale admissible en régime permanent (Imap).

Le Load Flow réalisé par ETEM est un calcul de flux de puissance selon un modèle équivalent linéaire en courant continu (DC). Seules les réactances longitudinales (X) et les capacités de transit des lignes (I_{map}) sont considérées dans le calcul. Il est donc possible d'obtenir des résultats différents avec la méthode de PowerFactory (non linéaire) qui est détaillée dans la suite de ce rapport.

L'ensemble des charges et injections électriques sur une portion du réseau de distribution sont agrégées arithmétiquement au point de raccordement de cette portion sur le réseau de transport, c'est-à-dire au poste source électrique.

De ce fait, une cartographie de l'emprise du réseau de distribution pour chaque poste source a été réalisée sur la base des données transmises par EDF. La carte ci-dessous illustre le SIG ainsi construit, faisant apparaître en particulier :

- Les postes sources HTB/HTA sur lesquels sont directement raccordés les moyens de production centralisés et les soutirages des réseaux de distribution ;
- Les lignes électriques du réseau HTB ;
- Les emprises des réseaux HTA associés à chaque poste source tenant compte du mode d'exploitation normal du réseau.

Les zones blanches ne sont pas couvertes par le réseau de distribution d'électricité.

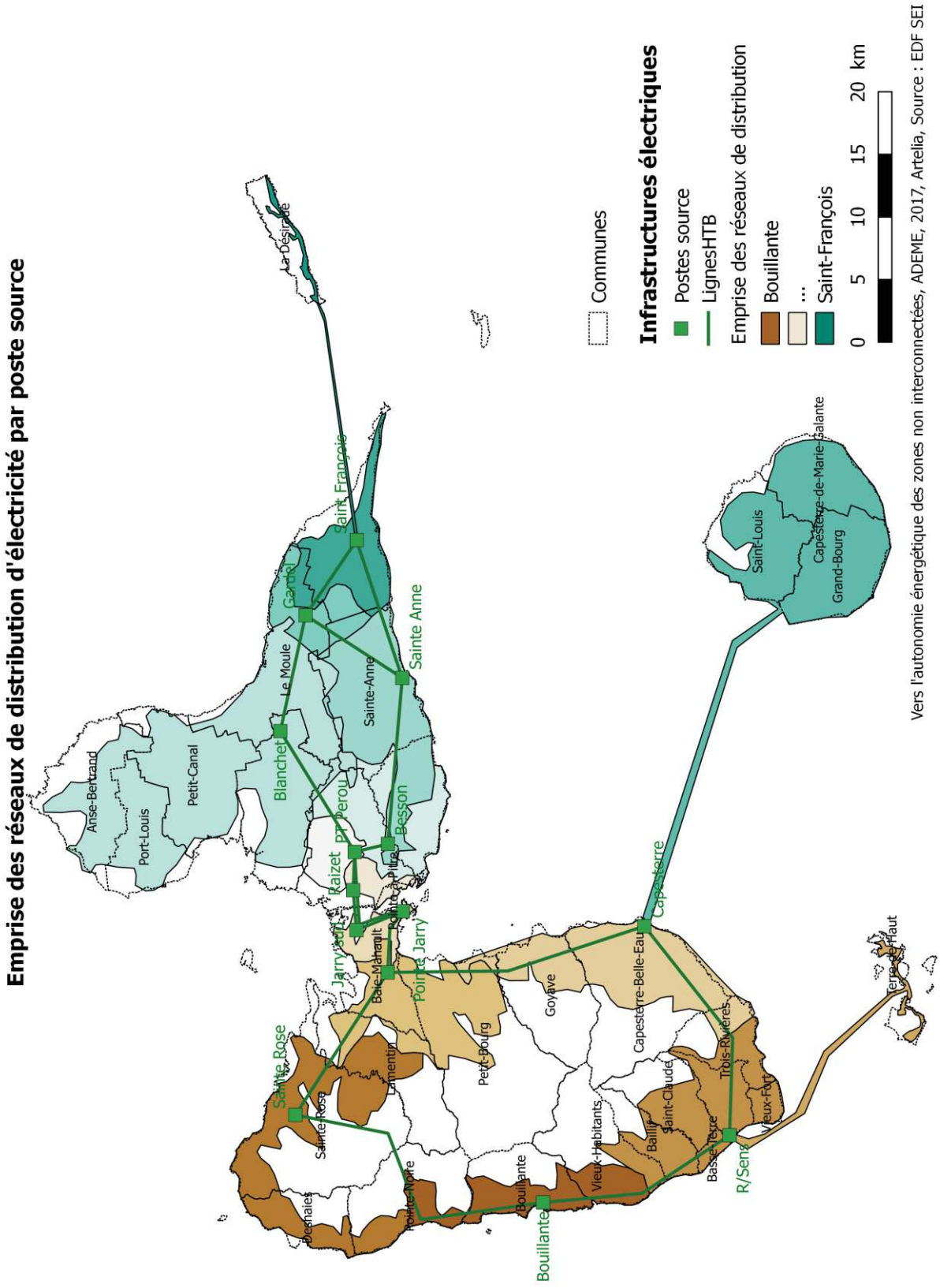


Figure 31 – Carte du réseau électrique modélisé sous ETEM et PowerFactory

6.2.6. **Base de données technologiques**

Dans sa version la plus complète, ETEM regroupe l'ensemble des technologies entrant dans la chaine de conversion d'énergie et permettant de satisfaire la demande énergétique du territoire selon la classification suivante :

- technologies d'extraction ;
- technologies de conversion (production d'électricité) ;
- technologies de production de chaleur à basse température ;
- technologies de production de froid ;
- technologies de cogénération ;
- technologies de transformation secondaire et de process ;
- technologies de transport de l'énergie ;
- technologies de demande (technologies d'usage) ;

Dans la présente étude, les technologies considérées sont celles intervenant dans la satisfaction de la demande électrique, données dans le tableau suivant.

Filière	Technologies
Photovoltaïque	Résidentiel : Toiture 2 pans Nord/Sud Résidentiel : Toiture 2 pans Est/Ouest Autres <2000m² : Toiture 2 pans Nord/Sud Autres <2000m² : Toiture 2 pans Est/Ouest Autres >2000m² : Toiture 2 pans Nord/Sud Autres >2000m² : Toiture 2 pans Est/Ouest Centrales au sol Ombrières sur parking Serres agricoles
Hydroélectrique	Adduction d'eau potable Réseau d'irrigation Réseau d'assainissement Cours d'eau – Barrage Cours d'eau – fil de l'eau STEP terrestre STEP marine
ETM	ETM offshore (Nord, Sud, Est et Ouest) ETM onshore (Nord, Sud, Est et Ouest)
Géothermie	Géothermie profonde (génération électrique)
Eolien	Eolien terrestre standard Eolien terrestre surtoilé Eolien offshore standard Eolien offshore surtoilé
Biomasse	Centrale thermique Bagasse/Charbon/Biomasse Centrale thermique – Paille de canne Centrale thermique – Déchet vert Centrale thermique – Bio déchet UVE incinérateur Petite centrale biomasse TAC bioéthanol Biogaz
Fossile	Centrale Charbon Centrale Fioul lourd, Gazole, Diesel

Tableau 12 – Base de données technologique

Chaque technologie est modélisée par l'ensemble des données suivantes :

- Matrice de facteurs de conversion entrée/sortie (efficacités)
- Facteur de disponibilité (facteur de charge)
- Capacité résiduelle installée
- Durée de vie en années.
- Année à laquelle une technologie future devient disponible.
- Coûts d'investissement [M€/MW].
- Coûts fixes de maintenance et d'opération [M€/(MW.an)].
- Coûts variables de maintenance et d'opération [M€/GWh].
- Potentiels d'installation maximum [MW]

6.2.7. **Décomposition de la demande en électricité**

Nous représentons dans ETEM les demandes en électricité pour les secteurs et usages suivants :

- Résidentiel – Climatisation
- Résidentiel – Eau chaude sanitaire
- Résidentiel – Cuisson
- Résidentiel – Eclairage
- Résidentiel – Appareils électriques
- Service – Climatisation
- Service – Eclairage
- Service – Appareils électriques
- Sucriers
- Autres industries
- Transport
- Agriculture

Pour chaque secteur/usage, la charge est estimée par période. Elle est ensuite repartie par:

- poste source
- trimestre (T1, T2, T3 et T4)
- journée type (jour semaine et jour week-end)
- tranche horaire (h1, h2, …, h24)
- part de la demande qui peut être déplacée et/ou effacée.

6.2.8. **Exemple de mise en œuvre**

Afin d'illustrer la mise en œuvre du modèle ETEM, nous considérons un réseau simple comportant 4 postes sources et 4 lignes de transmission tel que représenté dans la figure ci-dessous. Cette figure donne un exemple de résultats du modèle ETEM pour une timeslice donné (i.e., heure 15, jour de semaine, trimestre 1) concernant les flux de puissance sur les lignes de transmission ainsi que la production et la consommation aux quatre postes sources.

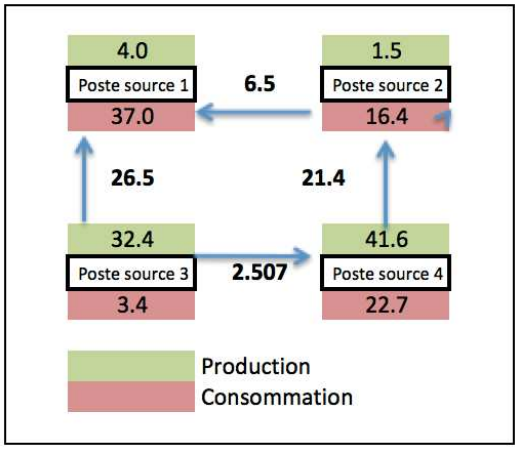


Figure 32 – Exemple de flux de puissance calculés par ETEM pour une timeslice donnée

La figure ci-après détaille pour la ligne de transmission reliant le poste source 1 au poste source 3 l'évolution horaire des flux de puissance pour les journées type correspondant aux quatre trimestres (T1, T2, T3 et T4).

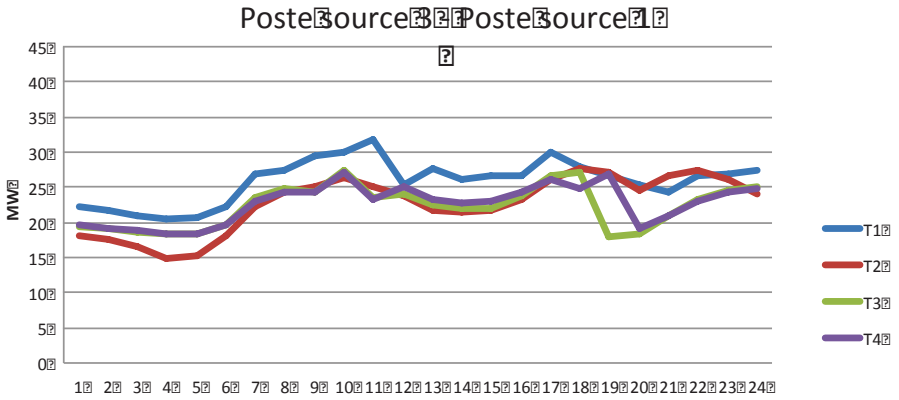


Figure 33 – Exemple de courbes de charge sur une ligne de transmission

Les deux figures suivantes illustrent l'évolution des puissances injectées et soutirées au poste source 3 au cours des quatre journées type. On peut aisément deviner que la production au poste source 3 est essentiellement d'origine solaire.

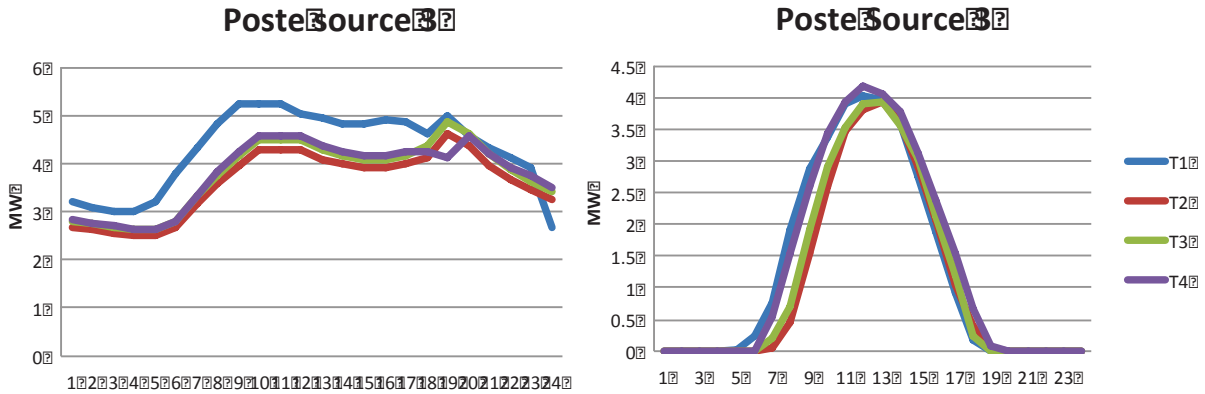


Figure 34 – Exemple de courbes de charge et de production sur le poste source 3

6.3. Modèle électrotechnique du système électrique – PowerFactory

L'objectif est d'abord de proposer une modélisation du système la plus réaliste possible au vu des données mise à disposition du Consultant et des objectifs du projet.
Le modèle élaboré permettra de tester le fonctionnement du système électrique optimisé en ajoutant certaines contraintes physiques liées aux règles de fonctionnement et à la stabilité dynamique des systèmes électriques. Il conviendra toutefois de garder à l'esprit que :

- 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 non négligeable ;
- Les résultats obtenus sont fortement dépendants des hypothèses de modélisation.

Néanmoins, ces simulations auront le mérite de démontrer que le système est réalisable (étude statique) et qu'il ne s'effondre pas à la première perturbation (analyse dynamique).

Les détails des modèles et les paramètres utilisés pour la modélisation du système électrique sont présentés en Annexe A4 « Modèle électrotechnique et résultats des études de stabilité du système ». Certains paramètres sont issus de la collecte de données (Données EDF), d'autres ont été choisis parmi des valeurs typiques ou à partir de l'expérience du Consultant sur des projets similaires.

6.3.1. Méthodologie des études statiques et dynamiques du système électrique

a. Méthodologie générale

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.

Pour un scénario prospectif donné, le diagramme suivant décrit la méthodologie générale des études de réseau :

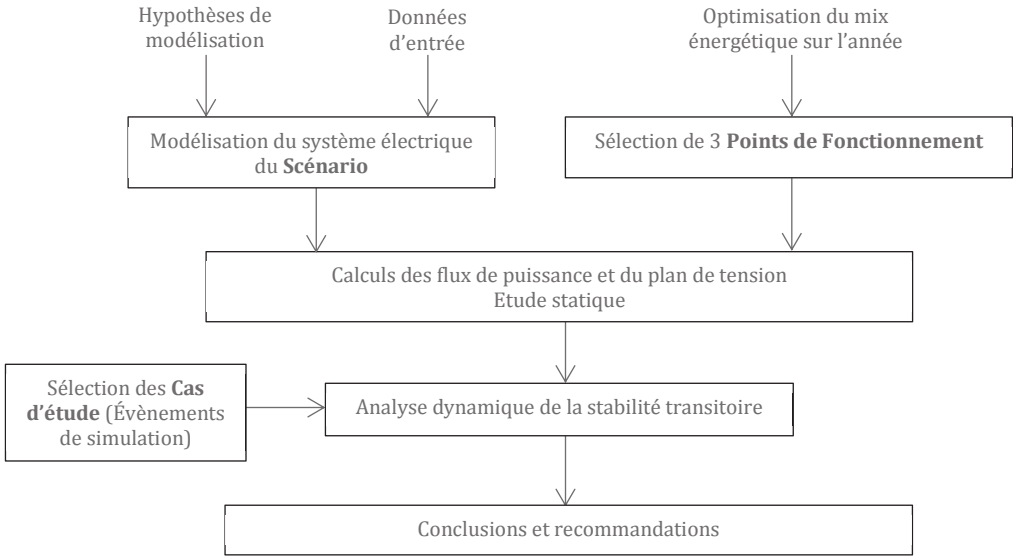


Figure 35 – Méthodologie des études de réseau

Les études statiques ont été conduites sur les cinq systèmes électriques issus des scénarios prospectifs. Pour des raisons de moyens et parce qu'il est le scénario le plus représentatif de l'objectif de l'étude, seul le scénario « Tous Feux Verts » a fait l'objet d'une analyse de stabilité dynamique.

Note :
La terminologie utilisée dans les études de réseau est indiquée ci-dessous :

- « Scénario » : Correspond aux 5 scénarios prospectifs de l'étude (Tous Feux Verts, Tendanciel, Avantage technologique, Avantage thermique et Autonomie) ;
- « Points de Fonctionnement » : Correspond aux 3 situations du mix énergétique étudiées dans les simulations statiques et dynamiques, pour chaque scénario prospectif (Taux de pénétration éolien et photovoltaïque maximal, Pointe de production, Taux de production décentralisée minimal).
- « Cas d'étude » : Correspond à un évènement de simulation étudié dans une simulation dynamique de stabilité transitoire (court-circuit, perte d'un groupe, perte de production photovoltaïque, etc.).

b. Méthodologie des études statiques

Les études statiques consistent à observer l'état du système électrique à un instant donné afin de vérifier que le mix énergétique à cet instant est bien conforme aux règles de fonctionnement du réseau de transport (« Grid Code »).

Ces études statiques sont constituées par le calcul des flux de puissances (ou Load Flow) et 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 points suivants sont particulièrement observés :

- Observations des éventuelles surcharges de lignes au regard du Courant Maximal Admissible en régime Permanent (Imap) ;
- Observation du plan de tension induit par les flux de puissance et des éventuels problèmes de surtension ou de sous-tension sur le réseau.

Sur la base des résultats des calculs précédents, les éventuels points faibles sont mis en évidence. Des recommandations de renforcement du réseau peuvent être faites (renforcement de la capacité des lignes de transport, équipements additionnels de compensation réactive, recommandations d'exploitation des centrales, spécifications des futures installations de productions décentralisées, etc.).
Les calculs de flux de puissance ont été réalisés sur 3 points de fonctionnement parmi les plus contraignants de l'année 2030.

c. Méthodologie des études dynamiques

Les études dynamiques consistent en une analyse de la stabilité transitoire du système. L'objectif est de vérifier la stabilité asymptotique des variables électromécaniques du système suite à des perturbations majeures (défaut puis élimination de l'élément en défaut).
Dans le cadre de cette étude, les évènements simulés consistent soit en un défaut de type court-circuit sur une ligne électrique, soit en la perte d'une unité de production.
La stabilité est observée au regard de plusieurs grandeurs fonctions du temps, en particulier :

- La tension ;
- La fréquence ;
- L'angle interne des alternateurs.

L'ensemble de ces variables doit rester dans les plages de valeurs admissibles définies par les référentiels techniques en vigueur. Ces domaines d'exploitation sont indiqués dans la suite de ce rapport.

6.3.2. Modélisation du système sous PowerFactory

a. Présentation de l'outil PowerFactory

La modélisation du système électrique a été réalisée à l'aide du logiciel PowerFactory 2017. PowerFactory, développé par la société DIgSILENT, bénéficie d'un retour d'expérience de plus de 25 ans. Il s'agit de l'un des outils de référence pour la simulation, l'analyse et la modélisation des réseaux électriques.

Le logiciel PowerFactory intègre également une bibliothèque de modèles classiques des différents types d'équipements et systèmes de régulations (IEEE). Dans le cadre de projets de planification des réseaux électriques, ces modèles peuvent être utilisés et adaptés aux besoins du projet tel que cela a été fait pour la présente étude.

La bibliothèque contient également des modèles standards de générateurs photovoltaïques, éoliens, et de systèmes de stockage d'énergie par batteries, etc. Cela en fait probablement l'un des outils les plus adaptés actuellement à ce type d'étude. Toutefois, il faut noter que le logiciel PowerFactory a été développé pour l'étude des systèmes traditionnels majoritairement construits autour de machines tournantes synchronisées au réseau. Il conviendra donc de rester prudent sur les conclusions issues des résultats obtenus dans le cadre d'un système à très fort taux de productions interfacées par des onduleurs.

b. Eléments de modélisation du système électrique

La modélisation du système inclut en particulier la modélisation des infrastructures électriques suivantes :

- Centrales de production et installations de production diffuse ;
- Charges (consommations) : Modèle 80% de charge résidentielle, 20% de Moteurs asynchrones ;
- Réseau électrique (Transformateurs, lignes 63 kV, etc.).

Contrairement à la modélisation ETEM, le modèle PowerFactory prend en compte tous les paramètres électriques des lignes, ce qui permet d'aller plus loin dans l'exploitation des résultats :

- Calcul des flux de puissances actives ;
- Calcul des flux de puissances réactives ;
- Calculs du plan de tension du réseau ;
- Estimation des besoins de compensation réactive ;
- Calcul des pertes en ligne ;
- Stabilité dynamique du système électrique ;
- Etc.

Le détail de la modélisation dynamique (régulations de tension/vitesse, turbines, modèles PV, éoliennes, Batteries, etc.) est indiqué en Annexe A4.

Quelques hypothèses fortes de modélisation sont cependant rappelées ci-dessous :

- Les systèmes photovoltaïques sont décomposés en deux grandes catégories :
    - PV Diffus : Agglomération des « petites » installations photovoltaïques décentralisées. Le réseau de distribution n'étant pas modélisé, le modèle est raccordé directement aux jeux de barres 63 kV et ne participe pas au réglage de tension locale ;
    - PV au Sol (départs dédiés) : Installations photovoltaïques de puissances importantes raccordées directement au réseau 63 kV par le biais de départs HTA dédiés. Ces installations participent au réglage de tension du réseau 63 kV ;

- Une importance particulière a été portée sur le temps de réponse des batteries en cas de variation de fréquence. Afin de garder des hypothèses conservatrices, un retard d'environ 60 ms a été ajouté à la boucle de régulation de fréquence à l'aide d'une fonction de transfert de retard pur ayant une constante de temps de 150 ms et le statisme est calé à 2%. Malgré ce paramétrage en deçà des possibilités de la technologie, la batterie délivre sa pleine puissance en moins de 3 secondes.

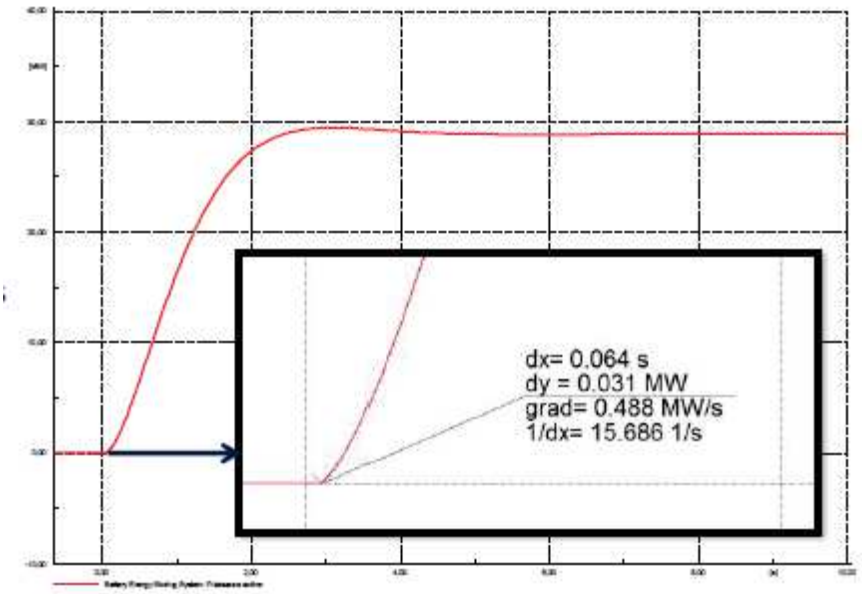


Figure 36 – Réponse de la batterie à une commande en échelon

- Les batteries 4h sont considérées centralisées et raccordées par des départs HTA dédiés aux postes sources. Cela signifie qu'elles apportent un soutien au réglage de la tension du réseau, en plus du soutien en fréquence ;
- Les installations éoliennes, comme le PV diffus, et leurs éventuelles batteries 2h associées sont supposées décentralisées et ne participent pas aux services système.

6.3.3. Référentiel technique

Les informations ci-après sont issues des Référentiels Techniques SEI REF 01, V3, 2008 et SEI REF 02, V4, 2010 relatifs au raccordement d'installations de production aux réseaux HTB, HTA et BT. Ces documents définissent les limites de tension et de fréquence admissibles pour différents régimes de fonctionnement du système (régimes normal, exceptionnels, etc.). Ces critères sont utilisés comme référence pour l'analyse des résultats de simulation détaillés dans la suite de ce document.

a. Plages de tension

Pour rappel, la tension électrique correspond à une différence de potentiel électrique entre deux points. Dans le cas d'un réseau électrique triphasé, on a coutume d'utiliser la tension entre deux phases « U », dont la valeur nominale est égale par exemple à 63 kV dans le cas de La Guadeloupe.

Les domaines de tension des régimes de fonctionnement normal, exceptionnel en tension basse et exceptionnel en tension haute sont indiqués dans le tableau ci-après :

	Domaine exceptionnel en tension basse			Domaine normal de tension			Domaine exceptionnel en tension haute		
U_n	U_{mini} limite	U_{mini} 5 min	U_{mini} 20 min	U_{mini}	U_{dim}	U_{maxi}	U_{maxi} 20 min	U_{maxi} 5 min	U_{maxi} limite
63 kV	53,5	55,0	57,0	58,0	66	69,0	70,0	72,0	72,5
90 kV	76,5	79,0	81,0	82,8	94	97,2	98,1	99,0	100

Source : EDF, Référentiel Technique SEI REF 01

Tableau 13 – Domaines de tensions admissibles

Les évolutions à venir en 2018 de la Documentation Technique de Référence d'EDF SEI ont été prises en compte dans la modélisation des installations raccordées via une interface à électronique de puissance. Ces détails de modélisation concernent notamment les seuils de déconnexion/connexion des onduleurs et sont indiqués en Annexe A4.

b. Plages de fréquence

Pour rappel, la fréquence électrique du réseau est définie comme l'inverse de la période de l'onde de tension en un point donné et, dans le cas d'une production majoritaire par alternateurs synchronisés, elle caractérise l'équilibre Production/Consommation du système électrique. En particulier, à un instant donné, une fréquence qui augmente caractérise généralement un surplus de production par rapport à la consommation, et inversement.

La fréquence nominale est de 50 Hz sur le réseau de La Guadeloupe. Des écarts de fréquence par rapport à cette valeur nominale peuvent être causés par des variations aléatoires de la consommation ou de la production intermittente en régime de fonctionnement normal.

En régime exceptionnel, un évènement soudain comme la perte d'une unité de production ou un creux de tension (court-circuit) conduisent à des variations très rapides de fréquence, voire à une instabilité du système si rien n'est fait.

Dans les ZNI, en régime de fonctionnement normal, la fréquence électrique du système doit se situer dans la plage]48 Hz ; 52 Hz].

Des régimes de fonctionnement du réseau dans des plages de fréquence plus hautes ou plus basses que la plage normale peuvent se produire pour des durées limitées :

- Inférieur à 46 Hz pendant quelques secondes, quelques fois par an (régime transitoire) ;
-]46 Hz ; 48 Hz] pendant quelques minutes 10 à 30 fois par an ;
- Supérieur à 52 Hz pendant quelques secondes, quelques fois par an (régime transitoire).

En pratique, le gestionnaire de réseau impose actuellement des taux limites de variation de puissance pour les producteurs dont la puissance installée est supérieure à 100 kVA. Ces taux limites vont être amenés à évoluer dans les mois à venir afin de contraindre davantage les producteurs à rester connectés au réseau en cas de fréquence basse.

Afin d'anticiper ces évolutions réglementaires en matière d'exigence en fréquence, il est supposé dans cette étude que tous les moyens de production restent connectés dans la plage de fréquence [46-52 Hz], y compris les installations de production photovoltaïques et éoliennes diffuses et quelles que soient leurs puissances installées. Autrement dit, il est considéré que ces installations seront toutes adaptées en conséquence à l'horizon 2030.

Note :
En pratique, en deçà des seuils de fréquence limites indiqués ci-dessus, le délestage de charge entre en action (en cas de sous-fréquence) afin de limiter l'écart de fréquence et d'assurer la stabilité du système. Il s'agit d'une procédure d'urgence qui n'est pas modélisée dans cette étude puisque les seuils de fréquence de délestage ne sont atteints dans aucune les simulations réalisées.

7. Elaboration des scénarios prospectifs

7.1. Définition des jeux de données pour chaque scénario

Un ensemble de cinq scénarios prospectifs, construits de façon à couvrir un large éventail du champ des possibles, a été étudié dans le cadre de l'étude. Un des objectifs est de quantifier l'effet des différentes contraintes existantes sur le développement des énergies renouvelables. Pour cela, les scénarios sont construits de façon à relâcher graduellement certaines d'entre elles. Toutefois, les contraintes dites rédhibitoires sont bien sûr conservées sur l'ensemble des scénarios. Ainsi, les scénarios optimistes restent dans le champ des possibles. Notons ici qu'une contrainte forte a été prise pour l'ensemble des scénarios, y compris le tendanciel : les nouvelles capacités de production doivent être renouvelables.

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 choix et contraintes actuels.

Ce scénario est complété par un scénario dit « **Avantage thermique** » dans le cadre duquel le contexte économique est favorable aux énergies conventionnelles accompagné de la mise en œuvre des actions de maitrise de la demande énergétique.

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

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

Enfin, le dernier scénario vise un objectif plus fort d'autonomie énergétique, dit « **Vers l'autonomie énergétique** », intégrant le basculement des véhicules particuliers et utilitaires légers vers des solutions alternatives aux énergies fossiles.

7.2. Contexte

7.2.1. Importations de ressources énergétiques

Plusieurs projets sur les Zones Non Interconnectées ont pour objectif d'importer des ressources énergétiques renouvelables d'autres pays, et en particulier des ressources biomasses. Bien qu'elles soient renouvelables, ces ressources importées n'améliorent pas l'autonomie énergétique du territoire. Nous faisons donc une distinction dans cette étude entre le taux d'énergie renouvelable et le taux d'autonomie énergétique du territoire.

Les importations de biomasse sont prévues en substitution du charbon dans des centrales bagasse-charbon actuelles. Le charbon étant lui-même importé, ces importations sont considérées comme pertinentes dans le cadre d'un objectif de développement des énergies renouvelables. Elles sont donc retenues pour les scénarios : « Tendanciel », « Avantage thermique » et « Avantage technologique ». Les importations de biomasse sont plafonnées par les consommations actuelles de charbon, et celles de bioéthanol par la consommation prévue de la centrale en construction.

En revanches, ces importations sont exclues des scénarios « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie énergétique ». Notons ici que cette exclusion a pour effet de réduire significativement les potentiels biomasse de ces scénarios.

7.2.1. **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 variations des prix des énergies conventionnelles selon les cours internationaux des énergies ont été établies sur la base des scénarios du World Energy Outlook (WEO 2016, AIE). Les coûts, donnés aux échéances 2015, 2020, 2030, 2040 sont normalisés par le coût 2015, donnant ainsi la chronique de l'indice des prix en référence 2015. Ces prix n'incluent ni la taxe carbone ni les taxes locales. Les cours du charbon suivent ceux de la moyenne de l'OECD.

Ces indices sont appliqués sur le prix de référence 2015, calculé à partir du prix maximum définis dans l'arrêté 2015 31 PREF/SGAR/PGAE du 30/22/2015, et pour le charbon à partir des données publiées par l'exploitant des centrales charbon (2013), augmentés de la taxe carbone. La figure suivante illustre les indices obtenus de 2015 à 2040.

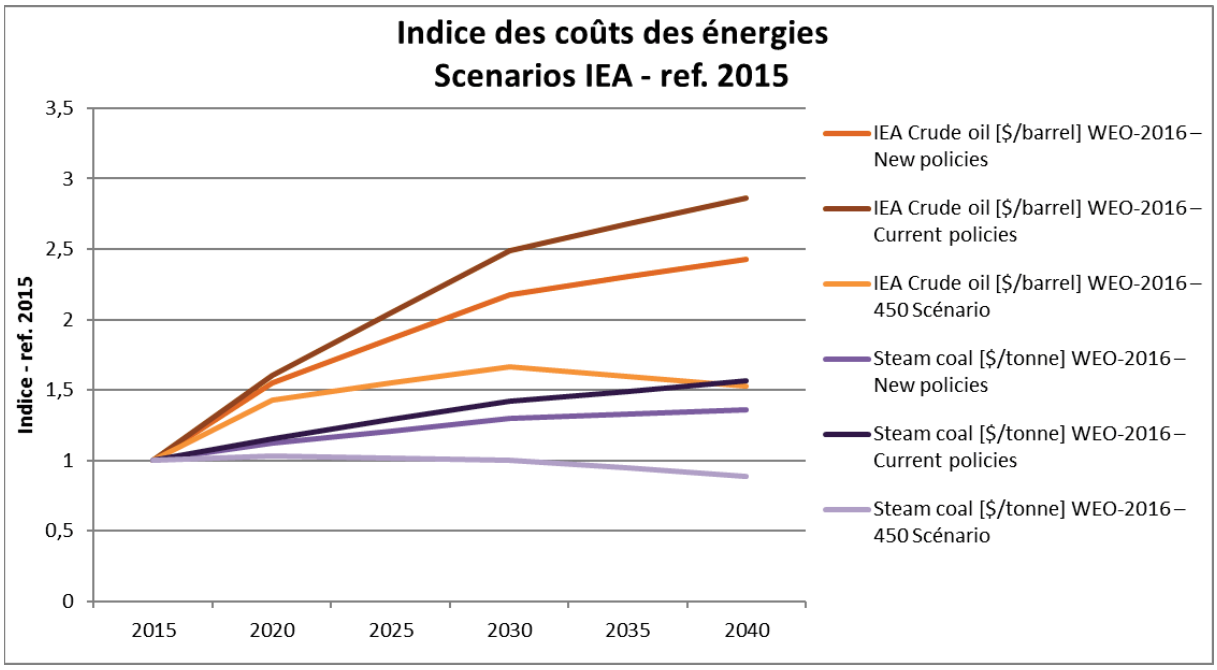


Figure 37 – Indices des prix des énergies conventionnelles de 2015 à 2040

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.

Toutefois, selon la direction de l'exploitant des centrales Bagasse-Charbon des ZNI françaises, la décision a été prise en 2013 de « (…) consolider nos positions outre-mer en développant un modèle bagasse/biomasse se substituant progressivement au modèle bagasse/charbon »[3], déclaration faisant référence aux projets Galion 2 (Martinique) et Marie-Galante (Guadeloupe) dans le cadre duquel, outre la volonté de valoriser les ressources biomasses locales, un complément (significatif) de biomasse est importé au lieu du charbon comme cela a été le cas jusqu'à ce jour. Cette stratégie a été confirmée pour La Réunion lors de l'élaboration de la PPE.

Une telle prise de décision stratégique de la part d'un industriel privé montre que l'industriel anticipe l'importation de biomasse comme une alternative compétitive avec le charbon, en tenant compte des effets de la taxe carbone.

[3] Albioma, lettre aux actionnaires, octobre 2013

En première approche, pour l'archipel de la Guadeloupe, nous avons donc retenu l'hypothèse suivante :
Les prix de la biomasse importée en €/kWhPCI seront égaux à ceux du charbon du scénario « Tous feux verts » en 2025 augmenté de la taxe carbone. Cette valeur est retenue pour tous les scénarios et prise constante sur la période 2015 – 2030.

Cette hypothèse est forte dans le sens où le prix final payé dépend aussi des taxes locales qui ont un impact sur les prix relatifs de la biomasse importée par rapport au charbon. Toutefois, le déploiement d'un scénario à forte pénétration d'énergie renouvelable – et donc induisant une réduction significative des importations d'énergie fossile – appellera nécessairement un ajustement des taxes locales sur les importations d'énergie, de leurs assiettes et de leurs montants. De ce fait l'ensemble du raisonnement est appliqué hors taxe locale.

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). Notons que la Loi de Finance 2018 fixe dorénavant une augmentation plus rapide de la taxe carbone.

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).

7.2.2. 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 gCO_2/kWh
- Charbon : 1323 gCO_2/kWh

7.2.3. Objectifs de développement des énergies renouvelables

Le modèle ETEM-GR propose une évolution du système énergétique, sur un horizon de planification fixé, qui est optimisée selon un critère économique en respectant un ensemble de contraintes concernant la satisfaction de la demande, la disponibilité des ressources, les capacités installées pour un ensemble de technologies existantes ou nouvelles, etc. Parmi ces contraintes, il est possible, mais pas obligatoire, de fixer un objectif de part des énergies renouvelables dans le mix électrique.

Un scénario pour lequel aucun objectif de pénétration des ENR n'est fixé permet d'anticiper le développement « spontané » des ENR – en supposant un développement des filières de production électrique optimum du point de vue économique – dans un contexte donné. 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 » dans ces contextes.

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

7.2.4. **Evolution de la demande**

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. En effet, les scénarios de la PPE s'appuyaient sur les projections démographiques de l'INSEE datant de 2010 qui prévoyaient une augmentation de la population pour atteindre 410 000 habitants en 2030. Dans le cadre de notre étude, compte tenu des évolutions démographiques récentes et après échange avec l'INSEE, nous avons pris l'hypothèse d'une population à 370 000 habitants en 2030.

Les scénarios « tendanciel » et « Avantage thermique » sont construits sur une hypothèse d'évolution tendancielle de la demande électrique, c'est-à-dire sans effort additionnel de maîtrise de la demande d'énergie. Ils reposent donc sur la trajectoire Référence MDE : la demande d'électricité atteint 1 970 GWh à l'horizon 2030 (+0,8%/an entre 2015 et 2030).

Avec la trajectoire MDE renforcée, utilisée pour les scénarios « Avantage technologique », « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie énergétique », pour lesquels nous nous plaçons dans un contexte plus volontariste sur la maîtrise de la demande d'énergie et plus optimiste sur la capacité de diffusion des technologies associées, la demande d'électricité reste stable entre 2015 et 2030 à 1 750 GWh, soit 11% de moins que la trajectoire Référence MDE.

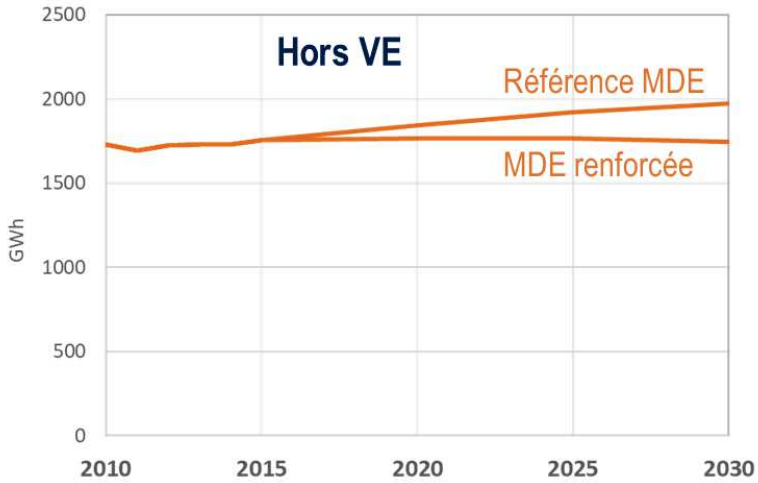


Figure 38 – Evolution de la demande d'électricité (hors véhicules électriques) par scénario

7.2.5. **Véhicules électriques**

Dans les scénarios « **Tendanciel** » et « **Avantage thermique** », 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** (véhicules personnels et VUL). Par ailleurs, dans ces deux scénarios, la part des véhicules électriques dont la charge est pilotable n'est que de 25%.

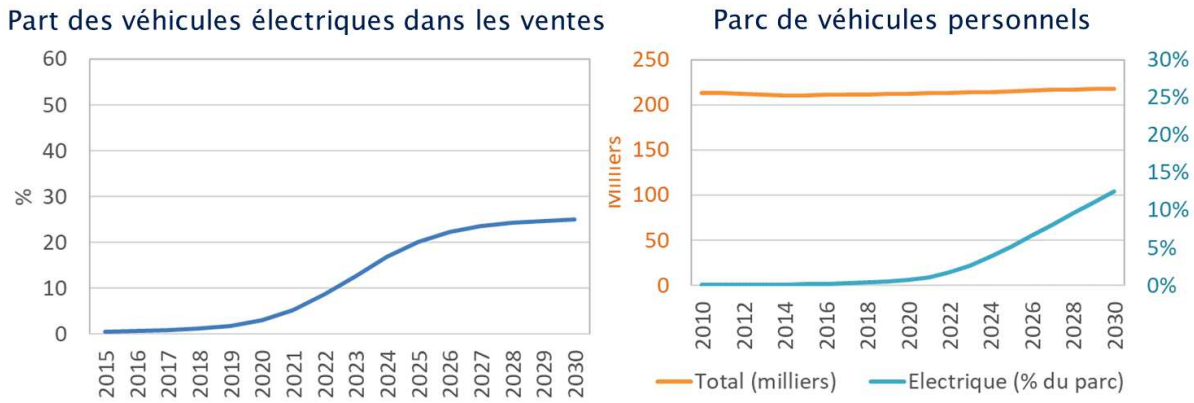


Figure 39 – Evolution des véhicules électriques dans les scénarios « Tendanciel » et « Avantage thermique »

Les scénarios « **Avantage technologique** » et « **Tous feux verts** » se distinguent des précédents par une pénétration plus importante des véhicules électriques (50% des ventes en 2030 soit **24,6% du parc** de véhicules personnels et de VUL à ce même horizon) et par une augmentation de la part des véhicules électriques dont la charge est pilotable (50%).

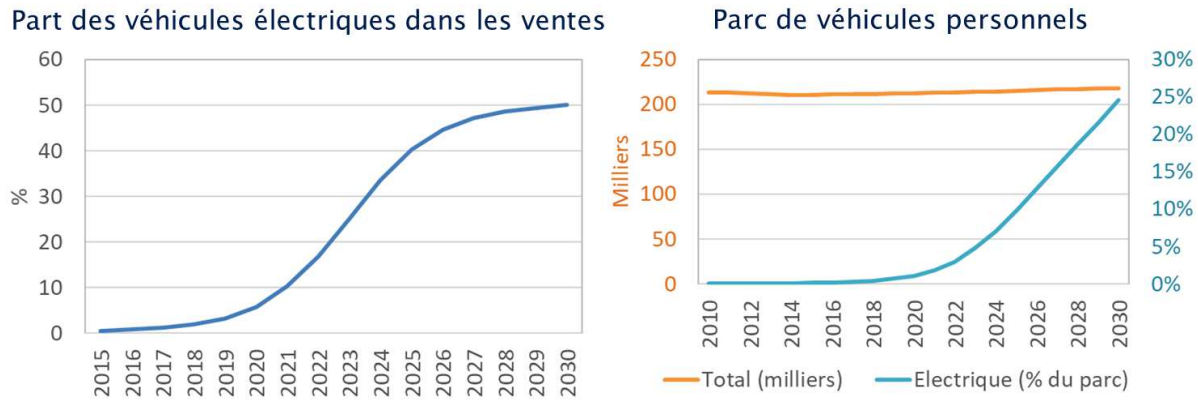


Figure 40 – Evolution des véhicules électriques dans les scénarios « Avantage technologique » et « Tous feux verts »

Enfin, dans le scénario « **Vers l'autonomie énergétique** », on considère que le parc de 2030 n'est composé que de véhicules électriques (véhicules personnels et VUL). Cette hypothèse « aux limites », peu réaliste à l'horizon 2030, est prise dans le but de tester la faisabilité de l'autonomie énergétique totale du territoire. Dans ce scénario, la part des véhicules électriques dont la charge est pilotable atteint 50%.

Les graphiques suivants montrent l'impact de ces hypothèses sur l'évolution de la demande d'électricité.

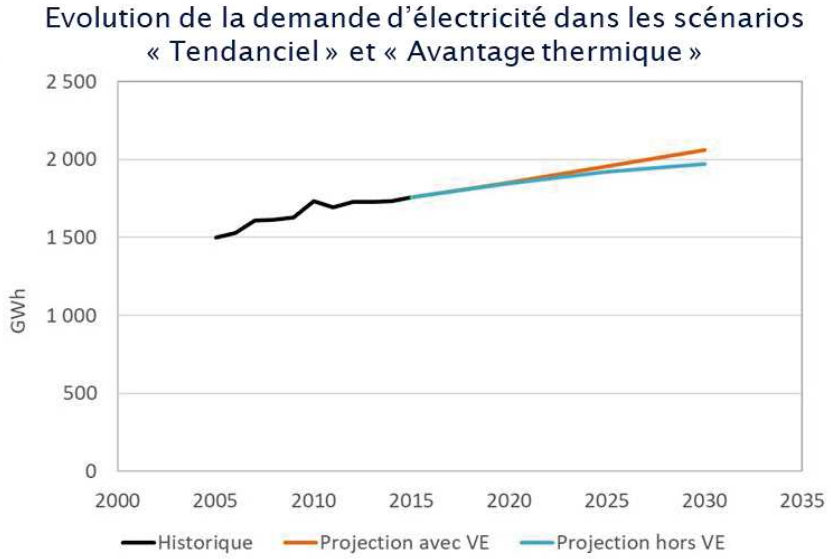


Figure 41 – Impact des véhicules électriques sur l'évolution de la demande d'électricité dans les scénarios « Tendanciel » et « Avantage thermique »

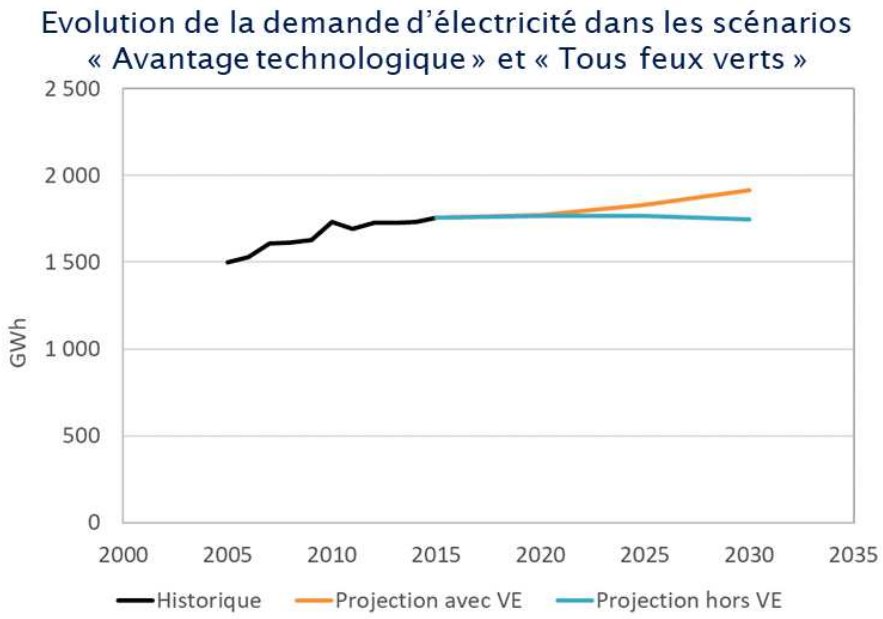


Figure 42 – Impact des véhicules électriques sur l'évolution de la demande d'électricité dans les scénarios « Avantage technologique » et « Tous feux verts »

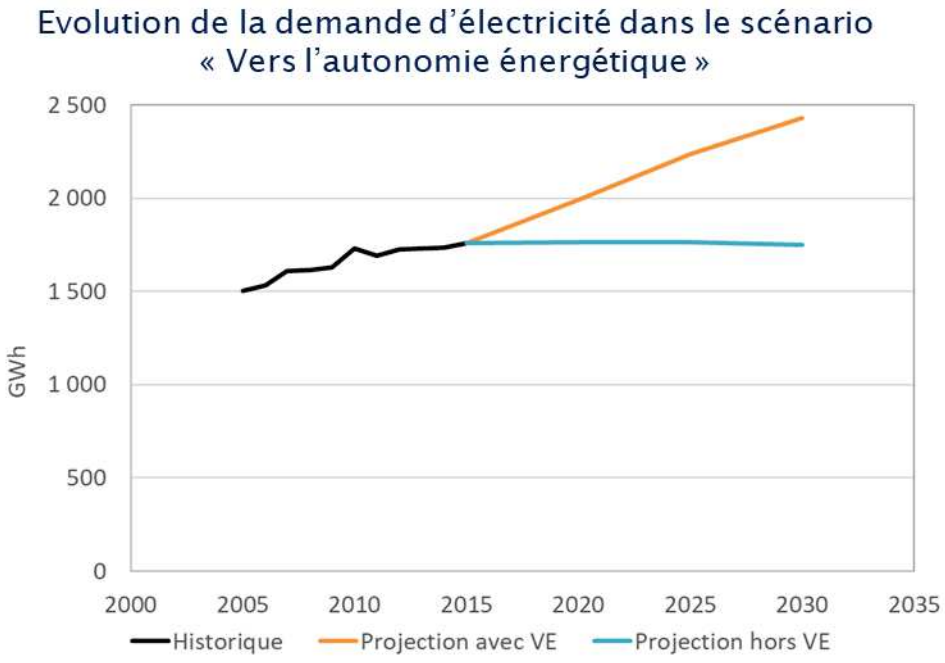


Figure 43 – Impact des véhicules électriques sur l'évolution de la demande d'électricité dans le scénario « Vers l'autonomie énergétique »

7.3. Potentiels ENR

Les potentiels maxima du territoire tels que présentés précédemment ont été évalués pour différents niveaux d'enjeux techniques, réglementaires et sociaux. Nous détaillons ici les choix retenus pour fixer ces potentiels en cohérence avec le contexte de chaque scénario.
Pour mémoire les valeurs et puissances indiquées ici et retenues comme données d'entrées des scénarios ne correspondent pas au mix électrique final, mais sont les potentiels maximums susceptibles d'être valorisés pour un scénario donné à partir desquels le modèle ETEM-GR établira le mix optimum.

7.3.1. Photovoltaïque

Le potentiel photovoltaïque a été établi à partir des cartographies des bâtiments et terrains (BD Topo) sur lesquels plusieurs hypothèses ont été prises pour estimer les surfaces de toiture et de terrain effectivement mobilisables par des systèmes photovoltaïques.
Un paramètre clef dans ces hypothèses est la part des toitures susceptibles d'être équipées. Deux hypothèses ont été prises ici : une hypothèse basse à 50% et une hypothèse haute à 80%.
L'hypothèse basse a été retenue pour les scénarios « Tendanciel » et « Avantage thermique ». L'hypothèse haute a été retenue pour les scénarios « Avantage technologique », « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie énergétique ».
Nous rappelons ici que ce taux ne s'applique que sur la part des surfaces de toitures pouvant être équipées. En particulier les surfaces de toiture non adaptées à une installation photovoltaïque, par exemple du fait d'une mauvaise orientation, d'ombrages, ou de conflits d'usage (notamment installations techniques et solaire thermique), ont été préalablement exclues des surfaces susceptibles d'être équipées.

7.3.2. Eolien

Le potentiel éolien terrestre a été établi sur la base du Schéma Régional Eolien : ces potentiels sont donc valides pour l'ensemble des scénarios.
Deux typologies de turbines éoliennes sont considérées : « standard » et « surtoilées ». Si de nombreuses turbines de cette seconde catégorie commencent à apparaître sur le marché, celles-ci doivent encore être adaptées au contexte cyclonique.
Les turbines surtoilées sont prises en compte à partir de 2030 pour le scénario « Avantage thermique », 2020 pour les scénarios « Avantage technologique », « Tous feux verts », et « Vers l'autonomie énergétique », et donc exclues pour le scénario « Tendanciel ».
En ce qui concerne l'éolien offshore, le contexte cyclonique impose des contraintes techniques fortes pour ces technologies. De ce fait, cette filière est exclue pour les scénarios « Tendanciel » et « Avantage thermique », mais elle est envisagée à partir de 2030 pour les scénarios « Avantage technologique », « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie énergétique ».

7.3.3. Hydraulique

En l'absence de d'élément sur les enjeux associés aux potentiels hydrauliques (potentiel mobilisable, mobilisable sous conditions strictes, et difficilement mobilisable), il a été retenu les choix suivants :
Le potentiel au fil de l'eau, cumulant une puissance potentielle faible sur l'ile, est considéré pour l'ensemble des scénarios.
Le potentiel barrage est en revanche considéré uniquement pour les scénarios « Tous feux verts », et « Vers l'autonomie énergétique ».

7.3.4. Biomasse – déchets

Les filières déchets font l'objet de plan de gestion des déchets limitant les marges de manœuvre pour les différents scénarios prospectifs.
Les déchets verts sont exclus de toute valorisation énergétique.
De plus, la part des surfaces de cultures de canne pour lesquelles une récolte de la paille de canne est envisageable est aussi sujette à discussion avec une hypothèse basse estimée à 50% et une hypothèse haute retenue à 100%. Dans tous les cas un retour au sol de 50% est pris en compte.

Les mêmes hypothèses basse et haute ont été retenues pour la part du potentiel canne fibre exploitable.
L'hypothèse basse a été retenue pour les scénarios « Tendanciel », « Avantage thermique », et « Avantage technologique », tandis que l'hypothèse haute a été retenue pour les scénarios « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie énergétique ».

7.3.5. Géothermie

Le potentiel de développement de l'installation existante est retenu à partir de 2025 pour les scénarios « Tendanciel » et « Avantage thermique », et pour 2020 pour les autres scénarios. (+7,8 MW).
Le potentiel en nouvelle installation est retenu pour 2030 pour les scénarios « Tendanciel » .t « Avantage thermique », et pour 2025 pour les autres scénarios (+30 MW).
Enfin, le potentiel en importation est retenu pour 2030 pour les scénarios « Avantage technologique », « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie énergétique ». Il est exclu des autres scénarios (+40 MW)..

7.3.6. ETM

Cette filière n'est pas encore à un niveau de maturité commercial pour les typologies de projet correspondantes à celles de La Guadeloupe, avec un projet démonstrateur en cours de développement au large de la Martinique mais abandonné à la date de rédaction du présent rapport.
Cette filière n'est donc considérée que pour les scénarios « Avantage technologique », « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie énergétique », à partir de 2025. Elle est en revanche exclue des scénarios « Tendanciel » et « Avantage thermique ».

7.4. Stockage d'énergie

Nous détaillons ici les hypothèses retenues pour modéliser les technologies de stockage d'électricité dans le modèle ETEM-GR. 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.

Seules les deux premières catégories sont prises en compte par le model ETEM-GR pour construire le parc optimal garantissant l'équilibre offre/demande (EOD) au pas horaire. Agissant sur des constantes de temps beaucoup plus courtes que le pas de temps horaire, les besoins de stockage inertiel sont évalués dans le cadre de l'étude dynamique du réseau, décrite plus loin dans ce rapport.

7.4.1. Stockage à moyen et long terme - hebdomadaire ou saisonnier - d'énergie,

Pour cette application, deux ensembles de technologies sont à disposition du modèle ETEM-GR : les sources d'énergies de stock (barrages hydroélectriques, biomasse) et les STEP terrestres ou marines. D'autres technologies[4], comme l'hydrogène, l'air comprimé, ou le gravitaire en mer pourraient être

[4] Nous citons ici deux technologies portées par au moins un développeur sur les territoires insulaires. La liste n'est évidemment pas exhaustive, d'autres technologies de stockage électrochimique existent, ainsi que le stockage hydrogène, la méthanation, et de nombreuses autres options sont aussi possibles. Chacune présente des avantages propres qui doivent être confrontés à la situation spécifique du territoire par rapport à la technologie retenue comme référente pour la présente étude. Ce travail est hors du cadre de la présente mission.

utilisées. Néanmoins, le faible retour d'expérience sur ces solutions émergentes incite à la prudence quant aux performances et aux coûts réels. C'est pourquoi elles n'ont pas été intégrées au modèle.

7.4.2. Réserve primaire et secondaire, à l'échelle de quelques minutes à quelques heures

Ces besoins sont pris en compte dans le cadre de l'optimisation du parc avec le model ETEM-GR par l'ajout d'une contrainte sur la réserve. Les résultats sont ensuite validés sur les trois points de fonctionnement étudiés dans le cadre de l'étude dynamique du système électrique avec le modèle PowerFactory.

Outres les batteries Li-Ion en plein essor actuellement, de nombreux autres systèmes de stockage pourraient être utilisés comme par exemple des micro-stations de pompage urbaines, ou des systèmes Red-Ox Flow (batteries à circulation). Pour certains d'entre eux, il n'y a pas ou peu de systèmes en opération. Le choix a donc été fait de retenir une seule technologie aujourd'hui prépondérante sur le marché et considérée comme « référente » pour la présente étude – le stockage électrochimique Li-Ion –, en adoptant une approche conservatrice. Nous n'affirmons pas qu'il s'agisse de la seule solution ou de la meilleure solution à développer, mais nous pourrons affirmer selon l'issue de l'étude qu'il existe au moins une solution technique permettant de résoudre certaines problématiques pour un coût donné. Si au terme de son développement une autre solution s'avère capable de répondre au même besoin pour un coût associé inférieur, cela ne sera que bénéfique par rapport aux conclusions de la présente étude.

Parmi les questions soulevées, notons :

- La faisabilité de l'utilisation des batteries installées pour le lissage des ENR variables ou la gestion des pics de la demande, à des fins de réserve primaire et secondaire, c'est-à-dire les services que pourraient fournir les batteries de stockage dans un système à très faible inertie intrinsèque.
- Les solutions à envisager pour répondre à l'éventuelle nécessité d'augmenter l'inertie du réseau.

Au même titre que pour l'ensemble des moyens déployés, l'impact environnemental des systèmes de stockage devra faire l'objet d'une attention particulière.

- **Lissage des ENR variables :**

En accord avec les modalités des derniers appels d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) pour le développement de la production photovoltaïque en ZNI, nous prenons l'hypothèse que les équipements de lissage des ENR variables sont installés sur les sites même des principales centrales de production d'énergie – centrale PV ou éolienne.

De ce fait, ces installations de stockage d'électricité bénéficient des équipements de conversion et de raccordement HTA de la centrale. Les coûts additionnels de conversion et de raccordement spécifiquement associés au stockage électrique sont donc divisés par 2 par rapport à une installation sur un site indépendant d'une centrale de production d'électricité. Cependant, en terme de dimensionnement du stockage, cette organisation ne permet pas de bénéficier du foisonnement spatio-temporel entre les différentes centrales.

La technologie retenue en référence pour établir les coûts pour cette fonction est la batterie Li-Ion. Les coûts ont été rapportés à une installation type unitaire 1MW – 2 MWh, c'est-à-dire une autonomie de 2 heures par MW installé. La taille des projets a un impact significatif sur leur coût. Les installations envisagées dans le cadre de cette étude sont des installations de grande taille, et donc à positionner plutôt sur le bas de la fourchette de coût des projets existants, par effet d'échelle.

Les coûts d'investissement ont été estimés à partir de l'hypothèse basse du rapport *Lazard's levelized cost of storage analysis, version 1.0, novembre 2015*, ajusté en déduisant 50% des coûts SCADA – pour tenir compte de la localisation sur une centrale de production d'énergie –, puis une augmentation de 10% à titre de marge, cumulée par une seconde augmentation de 20% pour tenir compte du

contexte Réunionnais. Ceci donne des coûts CAPEX de 1,14 €/W - soit 0,57 €/Wh pour une installation en 2015.
A titre de comparaison, selon le rapport, *Renew economy de la Deutsche Bank de mars 2015*, les coûts d'investissement des projets de stockage d'énergie étaient compris entre 0,617€/W et 2,3€/W.

La durée de vie des équipements de conversion et de raccordement, hors onduleur est estimée à 30 ans. Celle des cellules des batteries étant nettement inférieure, leur remplacement a été pris en compte dans le calcul des charges sous la forme d'un provisionnement. L'ensemble des charges sont prises dans les charges variables. Celles-ci ont été calculées sur la base de l'estimation du rapport Lazard, précédemment cité, augmentées du coût d'un remplacement de l'onduleur et des cellules de la batterie à 15 ans sur une durée de 30 ans, correspondant à une durée de vie des batteries de 5 500 cycles en régime C/2 à 100% de DOD à raison de deux cycles par jour à 50% DOD.

Les charges variables ainsi estimées sont de 0,014 €/kWh délivré, hors coût de l'énergie. Notons ici que ces charges ne correspondent pas aux charges totales d'une exploitation d'un tel équipement pour laquelle l'électricité stockée dans les batteries doit être achetée. Toutefois, nous ne faisons pas ici l'évaluation des coûts du point de vue de l'exploitant, qui aurait aussi en recette la vente de l'électricité stockée, mais du point de vue de la collectivité sur l'ensemble du système électrique. Enfin, les charges de gardiennage sont considérées couvertes par les gardiennages des centrales dans lesquelles les installations se trouvent.

La structure des coûts ainsi obtenue pour 2015 est la suivante :

Structure des coûts en 2015 – lissage des ENR variables	€/kWh
CAPEX	**571**
CAPEX – Volet DC	360
CAPEX – Volet AC	42
CAPEX – Autres	30
CAPEX – Contexte insulaire	80
CAPEX – Marge	48
OPEX	**14,5**
OPEX - O&M	7,2
OPEX - Provision sur le remplacement des cellules	6,3
OPEX - Provision sur le remplacement des onduleurs	1,0

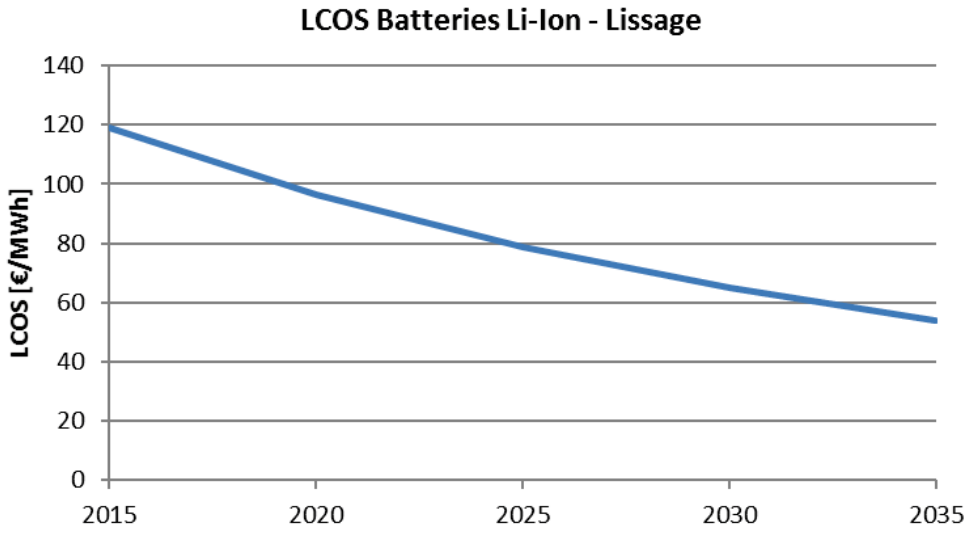
Tableau 14 : Décomposition des coûts du stockage pour lissage des ENR variables

La projection de ces coûts à 2030 a été calculée avec les hypothèses suivantes :

- Taux d'apprentissage : 22%
- Année de doublement de la puissance installée : 2020 (par rapport à 2015).

Bloomberg New Energy Finance a estimé le taux d'apprentissage en 2015 des systèmes de stockage électrochimique à 22%, et anticipe un doublement de la capacité de production d'ici 2021, confirmé par la dynamique des projets en cours de développement, que ce soit au niveau des fabricants (Gigafactory de Tesla, TERRA E en Allemagne), ou des projets (Queensland – 4GWh de batteries en Australie dont 20% mis en service en 2018, résultats des AO CRE en France,…).

A partir de la structure des coûts 2015 donnée précédemment et des hypothèses de projection de ces coûts à 2030, le LCOS obtenu varie de 119 €/MWh en 2015 à 65 €/MWh en 2030 comme illustré par le graphique suivant. Dans une approche conservative, il n'a pas été tenu compte de la probable augmentation de la durée de vie des batteries à l'horizon 2030, qui aurait pour conséquence une diminution du LCOS.



Vers l'autonomie des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2017. Source : Artelia d'après Lazard, Bloomberg

Figure 44 : Projection du LCOS des système de stockage pour lissage de la production ENR variable

Enfin, le rendement « grid to grid » de l'installation est fixé à 90% - rapport entre l'énergie injectée sur le réseau à la décharge et l'énergie soutirée pour la charge.

- **Gestion de l'aléa sur la demande électrique et de la pointe en particulier :**

Outre la réserve que peut fournir le parc de centrales à énergie de stock – telles que bagasse, biomasse, hydroélectrique, dont la puissance dépend de la nature des technologies dans laquelle l'optimiseur investi –, nous faisons l'hypothèse que les éventuels équipements additionnels de gestion de la pointe de la demande et des aléas sur la demande électrique sont installés au niveau des postes sources. Dans cette situation, la totalité des équipements de conversion et de raccordement sont nécessaires.
La technologie retenue en référence pour établir les coûts pour cette fonction est la batterie Li-Ion. Les coûts ont été rapportés à une installation type unitaire 1MW – 4 MWh.

De façon similaire au cas précédent, les coûts d'investissement ont été estimés à partir de l'hypothèse basse du rapport *Lazard's levelized cost of storage analysis, version 1.0, novembre 2015*, augmentée d'une marge de 10%, et cumulée par une seconde augmentation de 20% pour tenir compte du contexte insulaire. Ceci donne un coût de 2,44 €/W – soit 0,61 €/Wh pour une installation en 2015.

En considérant un nombre de 6 000 cycles des batteries en régime C/4 à 100% de DOD, nous estimons une durée de vie de 12 ans à raison de 2 cycles par jour à 70% DOD. Comment précédemment, nous prenons l'hypothèse d'une durée de vie du système dans son ensemble du double de celle des cellules, soit 24 ans avec un remplacement des cellules et des onduleurs sur la période, provisionné dans les charges.

Les charges variables sont alors estimées à 0,016 €/kWh à partir des éléments du rapport Lazard, précédemment cité. Celles-ci sont donc sensiblement supérieures au cas précédent du fait de la réduction de la durée de vie, et donc de la période d'amortissement.

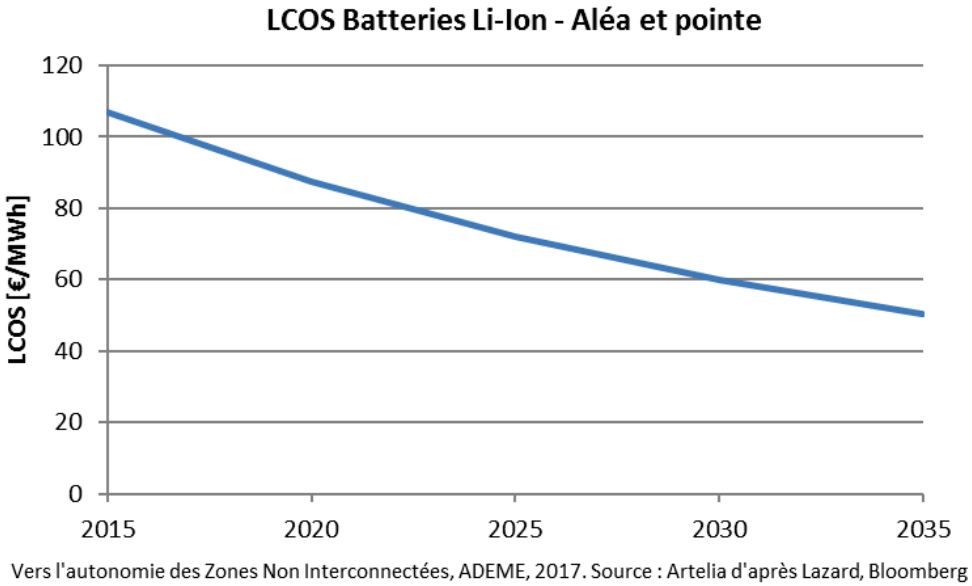
La structure des coûts ainsi obtenue pour 2015 est la suivante :

Structure des coûts en 2015 – aléas et pointe	€/kWh
CAPEX	**611**
CAPEX – Volet DC	360
CAPEX – Volet AC	42
CAPEX – Autres	60
CAPEX – Contexte insulaire (+20%)	93
CAPEX – Marge (+10%)	56
OPEX	**16,3**
OPEX - O&M	7,2
OPEX - Provision sur le remplacement des cellules	7,9
OPEX - Provision sur le remplacement des onduleurs	1,2

Tableau 15 : Décomposition des coûts du stockage pour couverture de l'aléa et de la pointe

La projection de ces coûts à 2030 a été calculée avec les mêmes hypothèses que le cas précédent : taux d'apprentissage de 22% et doublement de la puissance installée en 2020 par rapport à 2015.

Le LCOS correspondant à ces éléments varie de 107 €/MWh en 2015 à 60 €/MWh en 2030 comme illustré par le graphique suivant :



Vers l'autonomie des Zones Non Interconnectées, ADEME, 2017. Source : Artelia d'après Lazard, Bloomberg

Figure 45 : Projection du LCOS des système de stockage pour couverture de l'aléa et de la pointe

Enfin, le rendement *grid to grid* de l'installation est ici aussi fixé à 90% - rapport entre l'énergie injectée sur le réseau et l'énergie soutirée du réseau.

7.4.3. **Stockage sous forme d'énergie cinétique :**

La technologie de référence retenue pour répondre au besoin de stockage sous forme d'énergie cinétique est la roue à inertie, technologie portée par plusieurs acteurs dont certains sont français. Dans ce cas, seuls les volants synchronisés au réseau apporteraient de l'inertie intrinsèque. Les volants interfacés tels qu'on les conçoit aujourd'hui se comportent comme des batteries vis-à-vis du réseau. Avec les progrès effectués par la filière Lithium et bientôt l'arrivée d'une technologie Sodium très bien adaptée aux forts régimes, les volants d'inertie peinent aujourd'hui à trouver leur marché.

Selon la *Deutsche Bank, Renew economy, Mars 2015*, les coûts d'investissement de ces systèmes sont compris entre 1'950 et 2'200$/kW (soit 1'500 et 1'700€/kW) en 2014. Nous avons retenu l'hypothèse d'un investissement de 2'000$/kW pour la roue à inertie, auquel sont ajoutés les coûts SCADA, ainsi qu'une augmentation de 20% pour tenir compte du contexte réunionnais. En règle générale, ces systèmes doivent tenir leur puissance nominale pendant 30 minutes. Avec ces éléments, l'investissement unitaire est estimé à 2 €/W.

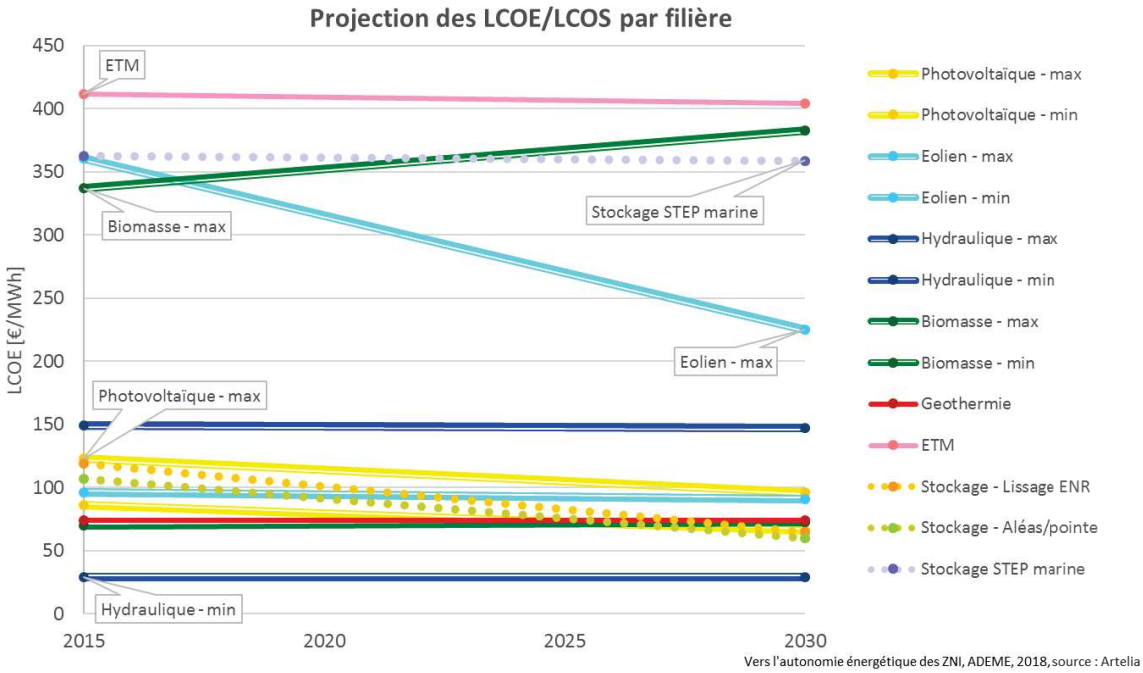
Les charges sont estimées à 10% de l'investissement sur une durée de vie de 30 ans. La projection des coûts à 2030 est délicate dans la mesure où ces systèmes sont très récents et cumulent une puissance installée au stade commercial négligeable : cette technologie en est donc au tout début de sa courbe d'apprentissage. La création récente de sociétés (Beacon Power, Amber Kinetics, Levisys) portant cette technologie nous permet d'anticiper un démarrage commercial de la technologie. Nous avons donc retenu des hypothèses pour la projection des coûts à 2030 correspondantes à celles des batteries électrochimiques il y a 5 ans, avec un taux d'apprentissage de 7% et un doublement de la puissance installée en 2020 par rapport à 2015.

Le LCOS correspondant à ces éléments varie de 202€/MWh en 2015 à 177€/MWh en 2030.

Enfin, le rendement *grid to grid* de l'installation est fixé à 86% - rapport entre l'énergie injectée sur le réseau et l'énergie soutirée du réseau.

7.5. Synthèse des projections de coût

Le graphique suivant illustre de façon synthétique les projections des coûts des technologies, calculées sur la base des conditions moyennes de fonctionnement sur le territoire.



Vers l'autonomie énergétique des ZNI, ADEME, 2018, source : Artelia

Figure 46 – Projection des LCOE et LCOS moyens sur le territoire selon les technologies

8. Résultats techniques des optimisations

Cette section décrit les résultats techniques détaillés de l'optimisation du système électrique de La Guadeloupe réalisée avec ETEM pour les 5 scénarios retenus : Tendanciel, Avantage Thermique, Avantage Technologique, Tous Feux Verts et Vers l'Autonomie Energétique. L'analyse économique de ces résultats est détaillée plus loin.

Pour chaque scénario, après avoir précisé les paramètres structurants, nous présentons dans un premier temps une fiche « résumé » du système électrique (mix de production, capacités installées, etc.) obtenu en 2030 ainsi que son évolution entre 2015 et 2030 par pas de 5 ans.

Ensuite, les évolutions du système électrique selon les différents scénarios sont comparées filière par filière.

Puis, nous comparons l'état du système électrique à 2030 avec une analyse plus fine des systèmes électriques obtenus par filière et par poste source.

Enfin, une analyse des simulations de « dispatch » de l'année 2030, effectuées dans le but de valider la faisabilité des systèmes proposés, est présentée en annexe, par journées type et sur une chronique annuelle au pas horaire.

Note :

Dans ce qui suit, nous distinguons, les capacités thermiques déjà présentes (moteurs diésel, centrales thermiques à flamme et TAC), des nouvelles capacités installées fonctionnant à partir de la ressource biomasse locale identifiée hors bagasse. Les premières sont appelées « Filière thermique », les secondes « Biomasse locale ».

Conformément à la PPE en vigueur, les résultats présentés ci-après tiennent compte de la conversion complète du parc thermique à flamme (charbon/bagasse) vers des unités 100% biomasse. Aussi, à l'horizon 2030, ces unités sont intégrées au titre des ENR dans les bilans de parc.
Toutefois, leur puissance maximale pour un fonctionnement 100% charbon et une fourniture exclusive d'électricité est corrigée à la baisse en fonction du PCI des biomasses brulées et de la fourniture de vapeur aux industries connexes.

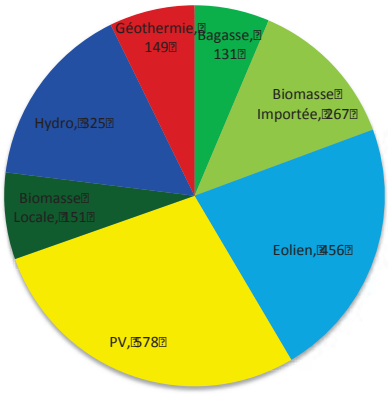
8.1. Scénario « Tendanciel »

Rappel des paramètres structurants

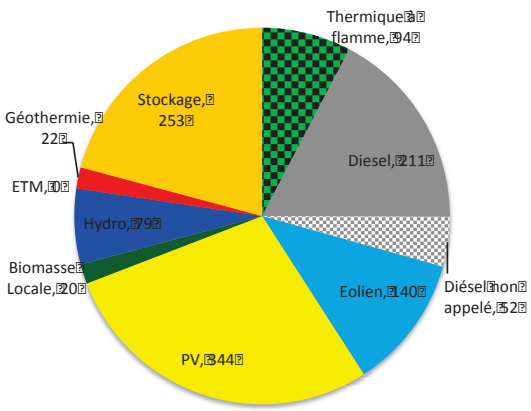
Eléments de contexte	
Objectif EnR	Calculé
Cours du pétrole	Current policies
Taxe carbone - 2030 [€/tonne CO2]	60
Evolution de la demande	MDE Standard
Parc de VE - dynamique de pénétration [% des ventes 2030]	25%
Parc de VE - part pilotable [% du parc]	25%
Potentiels ENR maximum additionnels à 2030	
Photovoltaïque [MW]	602
Eolien [MW]	116
Eolien surtoilé	Non
Eolien offshore	Non
Hydraulique [MW]	8
Hydraulique - sous condition strictes	Non
Hydraulique - difficilement mobilisable	Non
Hydraulique - STEP marine	Non
Biomasse [MW]	173
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]	50%
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]	0%
Biomasse - importations	Oui
Géothermie [MW]	37.8
Géothermie - année de disponibilité	2030
ETM - année de disponibilité	Non

Scénario « Tendanciel» Bilan 2030

Mix énergétique (GWh)



Parc Installé (MW)



Demande	1741 GWh
Dont VE	73 GWh
Taux ENR du MIX	100%
Dont ENR locales	87%
Dont ENR variables	50%
Parc ENR	664 MW
Dont ENR variables	497 MW
Stockage	253 MW
Dont stockage 2h	76 MW
Dont stockage 4h	177 M
Dont STEP	0 MW
Renforcement	8 MW

Figure 47 – Bilan 2030 - Scénario « Tendanciel »

Le fait que toute nouvelle demande soit satisfaite par des ENR, contribue à l'obtention d'un taux d'ENR élevé. Cependant la logique économique de l'optimisation place la production renouvelable avant les moyens thermiques les plus coûteux. De ce fait, le modèle n'utilise pratiquement plus les centrales diesel pour produire mais uniquement pour assurer les besoins de réserve. Cela explique la présence qu'une partie significative de la capacité diesel ne soit pas déclassée en 2030 malgré sa très faible production. Enfin, le charbon est remplacé par la biomasse importée.

Pour satisfaire l'équilibre offre/demande, d'importants investissements dans les moyens de stockage sont nécessaires pour pallier la variabilité des énergies renouvelables de flux. Ici, les renforcements de réseau restent très limités du fait d'une production distribuée sur l'ensemble des postes sources où se trouve la demande. Malgré une forte augmentation de la demande, le réseau de transport se trouve donc moins sollicité que dans le cas d'une production centralisée.

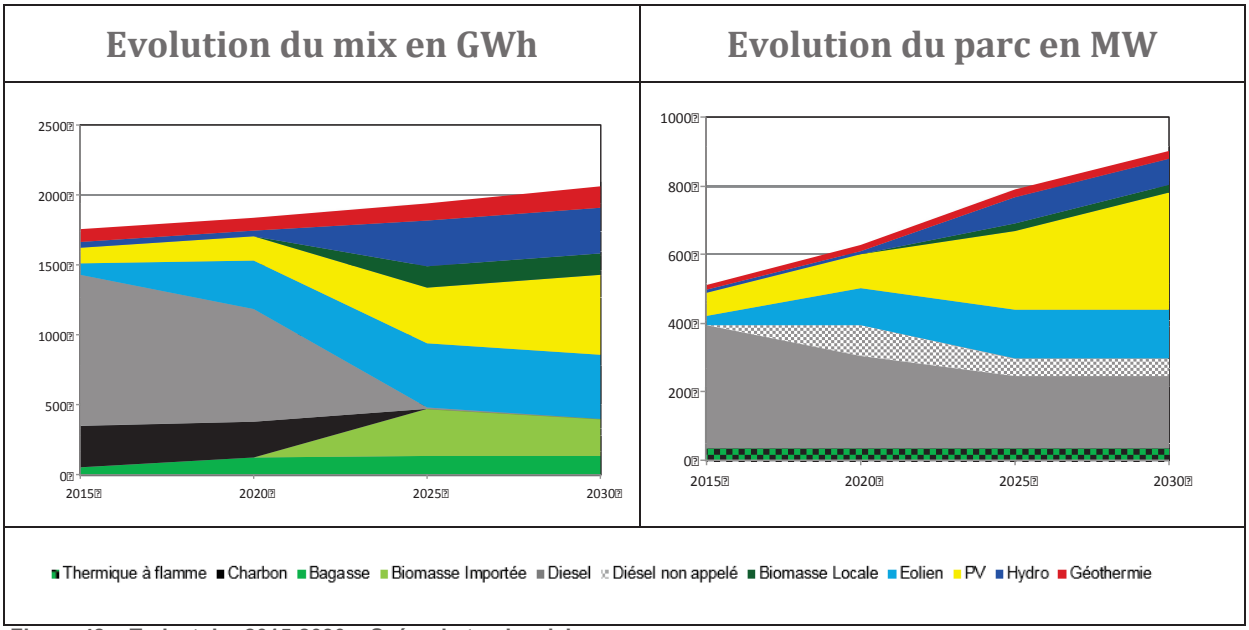


Figure 48 – Trajectoire 2015-2030 « Scénario tendanciel »

L'évolution du mix montre la disparition du diesel, la substitution du charbon par de la biomasse importée et la forte pénétration du solaire, de l'hydraulique, de l'éolien standard (non surtoilé), et dans une moindre mesure de la biomasse. Notons enfin que la capacité des centrales diesel est toujours présente mais n'est plus utilisée en production.

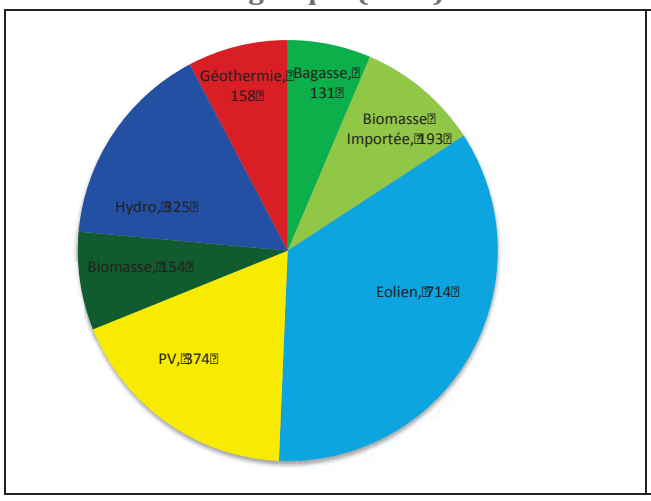
8.2. Scénario « Avantage Thermique »

Rappel des paramètres structurants

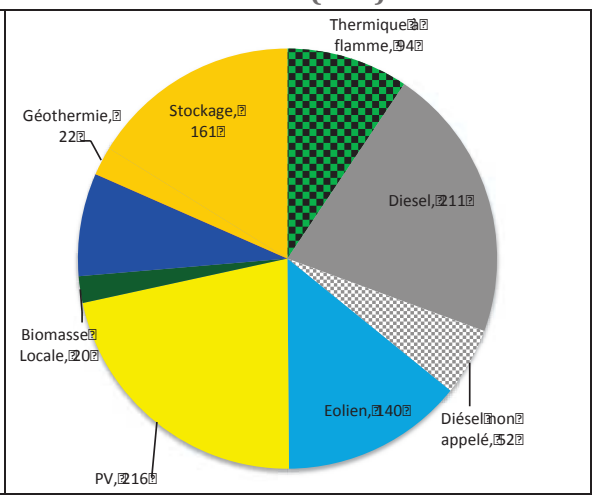
Eléments de contexte	
Objectif EnR	Calculé
Cours du pétrole	New policies
Taxe carbone - 2030 [€/tonne CO2]	40
Evolution de la demande	MDE Standard
Parc de VE - dynamique de pénétration [% des ventes 2030]	25%
Parc de VE - part pilotable [% du parc]	25%
Potentiels ENR maximum additionnels à 2030	
Photovoltaïque [MW]	602
Eolien [MW]	116
Eolien surtoilé	2030
Eolien offshore	non
Hydraulique [MW]	8
Hydraulique - sous condition strictes	Non
Hydraulique - difficilement mobilisable	Non
Hydraulique - STEP marine	2030
Biomasse [MW]	173
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]	50%
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]	0%
Biomasse - importations	Oui
Géothermie [MW]	37.8
Géothermie - année de disponibilité	2030
ETM - année de disponibilité	2025

Scénario « Avantage Thermique » Bilan 2030

Mix énergétique (GWh)



Parc Installé (MW)



Demande Dont VE	1741 GWh 73 GWh
Taux ENR du MIX Dont ENR locales Dont ENR variables	100% 91% 53%
Parc ENR Dont ENR variables	537 MW 369 MW
Stockage Dont stockage 2h Dont stockage 4h Dont STEP	161 MW 10 MW 151 MW 0 MW
Renforcement	27 MW

Figure 49 – Bilan 2030 - Scénario « Avantage thermique »

Dans ce scénario, les hypothèses de prix et de taxes favorables aux énergies fossiles s'opposent à celles concernant la disponibilité à 2030 des éoliennes surtoilées. Comme dans le scénario précédent, et malgré des hypothèses favorables, les groupes diésel sont utilisés principalement pour la réserve.
A 2030, la compétitivité de l'éolien surtoilé vient compresser la production thermique et solaire. On observe ainsi une réduction de l'utilisation des moyens thermique à flamme par rapport au scénario précédent, et une légère diminution de la biomasse importée. Le raccordement de la puissance éolienne supplémentaire conduit à une augmentation des besoins de renforcement qui restent cependant encore très limités. Le stockage diminue suite la réduction de la production solaire très intermittente.

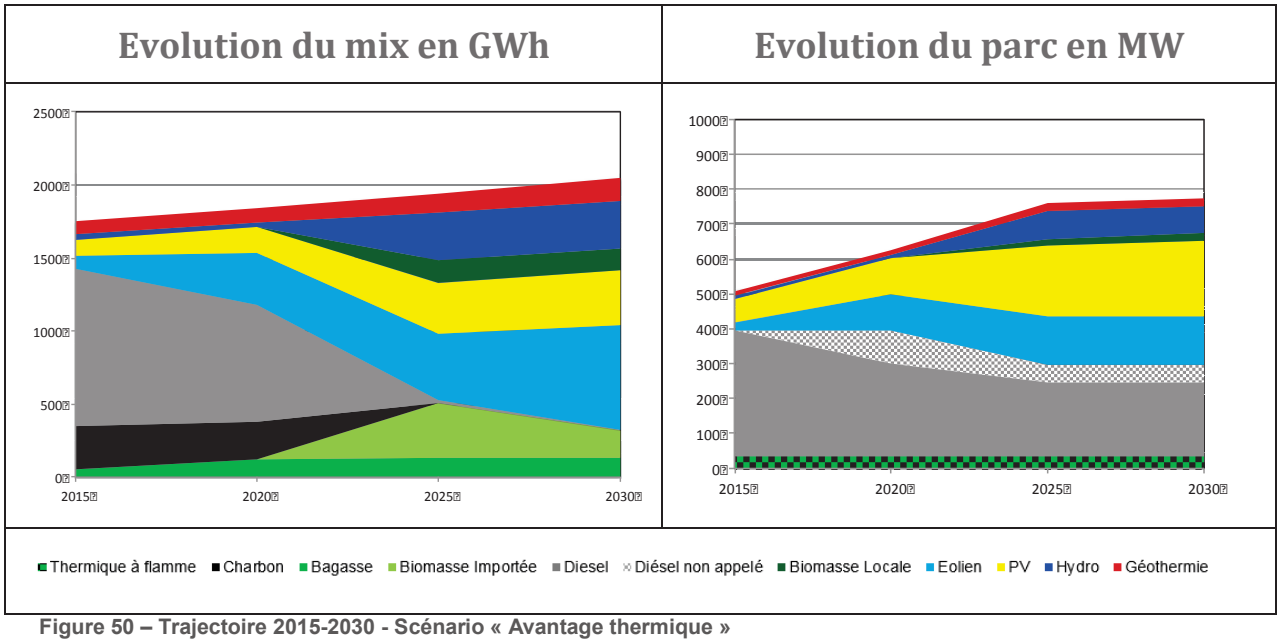


Figure 50 – Trajectoire 2015-2030 - Scénario « Avantage thermique »

Sur la période 2025-2030, la comparaison de l'incrément de puissance et de l'augmentation du productible éolien fait apparaître l'amélioration de la productivité de la filière. Au bilan, le mix de production indique une plus forte contribution de l'éolien due à l'utilisation des éoliennes surtoilées, plus attractives économiquement.

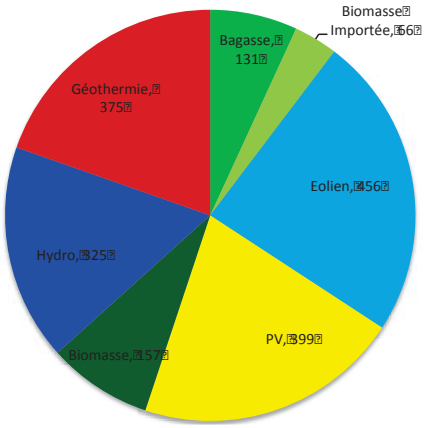
8.3. Scénario « Avantage Technologique »

Rappel des paramètres structurants

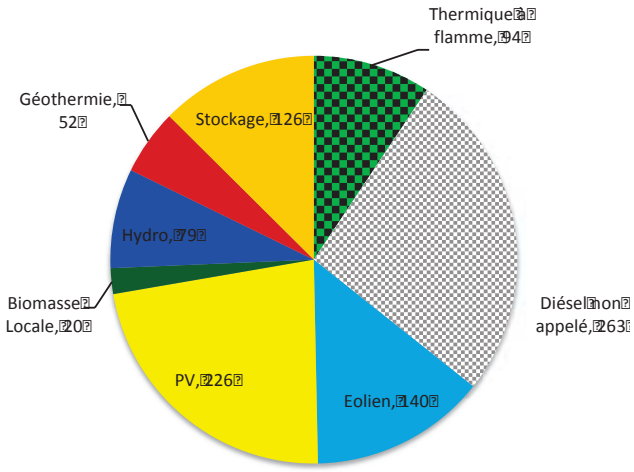
Elements de contexte	
Objectif EnR	Calculé
Cours du pétrole	New policies
Taxe carbone - 2030 [€/tonne CO2]	60
Evolution de la demande	MDE Renforcée
Parc de VE - dynamique de pénétration [% des ventes 2030]	50%
Parc de VE - part pilotable [% du parc]	50%
Potentiels ENR maximum additionnels à 2030	
Photovoltaïque [MW]	988
Eolien [MW]	166
Eolien surtoilé	2020
Eolien offshore	2030
Hydraulique [MW]	8
Hydraulique - sous condition strictes	Non
Hydraulique - difficilement mobilisable	Non
Hydraulique - STEP marine	2030
Biomasse [MW]	173
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]	50%
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]	0%
Biomasse - importations	Oui
Géothermie [MW]	77.8
Géothermie - année de disponibilité	2025
ETM - année de disponibilité	2025

Scénario « Avantage Technologique» Bilan 2030

Mix énergétique (GWh)



Parc Installé (MW)



Demande Dont VE	1566 GWh 144 GWh
Taux ENR du MIX Dont ENR locales Dont ENR variables	100% 97% 45%
Parc ENR Dont ENR variables	577 MW 379 MW
Stockage Dont stockage 2h Dont stockage 4h Dont STEP	126 MW 4 MW 122 MW 0 MW
Renforcement	0 MW

Figure 51 – Bilan 2030 - Scénario « Avantage technologique »

Outre une disponibilité plus précoce de certaines technologies, le scénario « Avantage technologique » se caractérise par deux composantes dont les effets se compensent. D'une part, une pénétration plus importante du véhicule électrique et de sa consommation associée. D'autre part, une meilleure maîtrise et un meilleur contrôle de la demande qui amène une réduction de la consommation globale et une amélioration de la flexibilité du système. Ces avantages conduisent à une légère augmentation du taux ENR (hors biomasse importée) par rapport au scénario Tendanciel. De plus, la flexibilité apportée par le pilotage de la charge des véhicules électriques et une grande part de production géothermique stable permettent une importante diminution des besoins de stockage (126 MW) ainsi qu'une suppression des renforcements des lignes électriques. Dans ce scénario, tous les groupes diesel sont déclassés en 2030. On note ici le moindre attrait des éoliennes surtoilées par rapport au scénario précédent, la demande étant plus faible pour ce scénario le recours à ces capacités additionnelles n'est pas nécessaire.

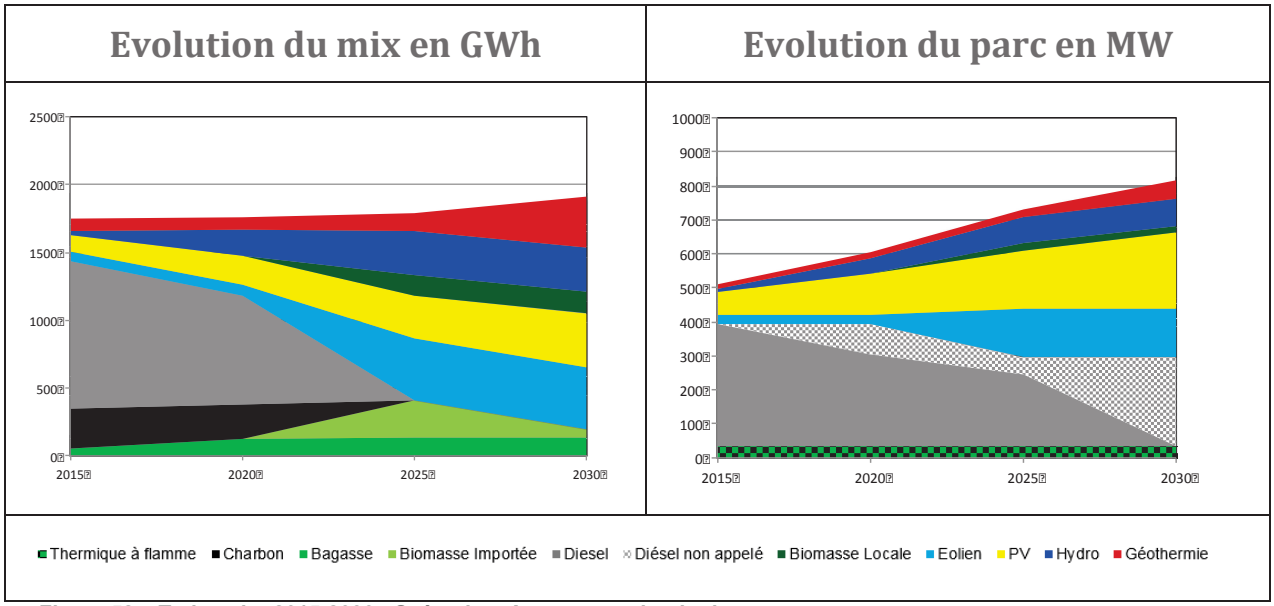


Figure 52 – Trajectoire 2015-2030 - Scénario « Avantage technologique »

8.4. Scénario « Tous Feux Verts »

Rappel des paramètres structurants

Elements de contexte	
Objectif EnR	100%
Cours du pétrole	Scenario 450
Taxe carbone - 2030 [€/tonne CO2]	100
Evolution de la demande	MDE Renforcée
Parc de VE - dynamique de pénétration [% des ventes 2030]	50%
Parc de VE - part pilotable [% du parc]	50%
Potentiels ENR maximum additionnels à 2030	
Photovoltaïque [MW]	988
Eolien [MW]	166
Eolien surtoilé	2020
Eolien offshore	2030
Hydraulique [MW]	69
Hydraulique - sous condition strictes	2020
Hydraulique - difficilement mobilisable	Non
Hydraulique - STEP marine	2030
Biomasse [MW]	117
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]	100%
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]	0%
Biomasse - importations	Non
Géothermie [MW]	77.8
Géothermie - année de disponibilité	2025
ETM - année de disponibilité	2025

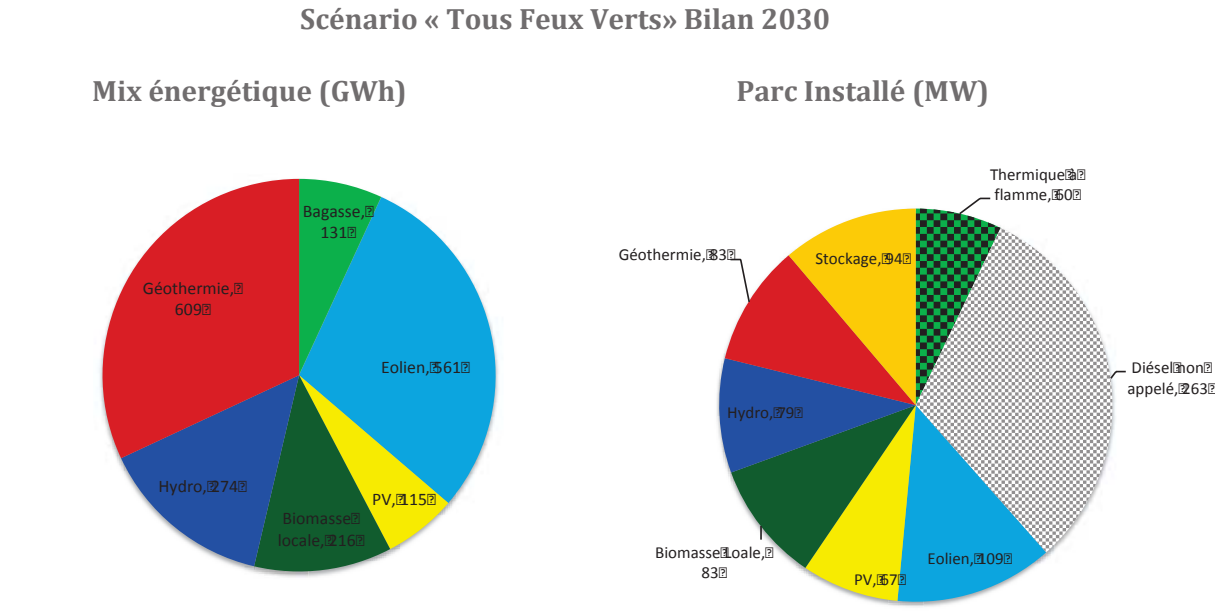


Figure 53 – Bilan 2030 - Scénario « Tous feux verts »

Demande Dont VE	1566 GWh 144 GWh
Taux ENR du MIX Dont ENR locales Dont ENR variables	100% 100% 35%
Parc ENR Dont ENR variables	481 MW 189 MW
Stockage Dont stockage 2h Dont stockage 4h Dont STEP	94 MW 66 MW 28 MW 0 MW
Renforcement	0 MW

Ce scénario impose les contraintes 100% ENR et imports de biomasse non autorisés. Dans ce contexte, le parc exploite au maximum la flexibilité introduite par le pilotage de la demande liée à la mobilité électrique, la disponibilité des éoliennes surtoilées ainsi que le potentiel géothermique (local et importation). Cela explique les plus faibles besoins en batteries (94 MW). On observe également une augmentation de la production biomasse (centrales paille de canne, fibre, bois, etc.) alors que la production à base de bagasse reste inchangée. La baisse de la production hydraulique s'explique par l'utilisation des barrages pour la réserve.

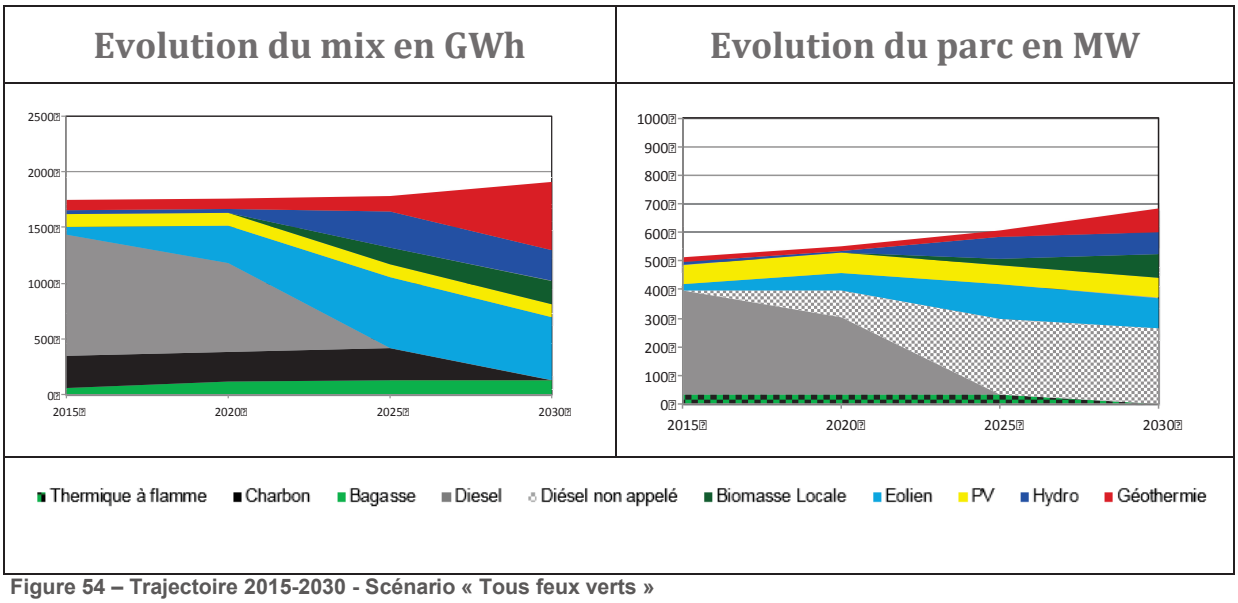


Figure 54 – Trajectoire 2015-2030 - Scénario « Tous feux verts »

Comme attendu, on note en 2030 la disparition des centrales thermique à flamme afin de satisfaire les contraintes 100% ENR et sur les imports de biomasse non autorisés.

8.5. Scénario « Vers l'Autonomie Energétique »

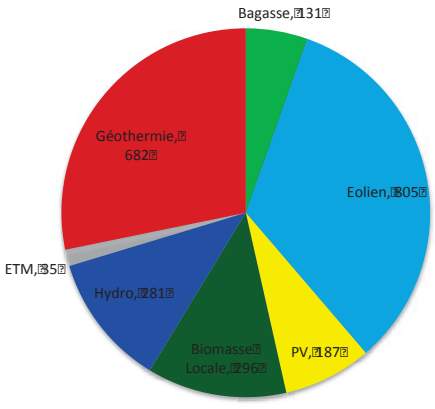
Rappel des paramètres structurants

Elements de contexte	
Objectif EnR	100%
Cours du pétrole	Scenario 450
Taxe carbone - 2030 [€/tonne CO2]	100
Evolution de la demande	MDE Renforcée
Parc de VE à 2030*	100%
Parc de VE - part pilotable [% du parc]	50%
Potentiels ENR maximum additionnels à 2030	
Photovoltaïque [MW]	988
Eolien [MW]	166
Eolien surtoilé	2020
Eolien offshore	2030
Hydraulique [MW]	69
Hydraulique - sous condition strictes	2020
Hydraulique - difficilement mobilisable	Non
Hydraulique - STEP marine	2030
Biomasse [MW]	117
Biomasse - Paille de canne [% surfaces récoltables]	100%
Biomasse - Déchets verts [% de la collecte]	0%
Biomasse - importations	Non
Géothermie [MW]	77.8
Géothermie - année de disponibilité	2025
ETM - année de disponibilité	2025

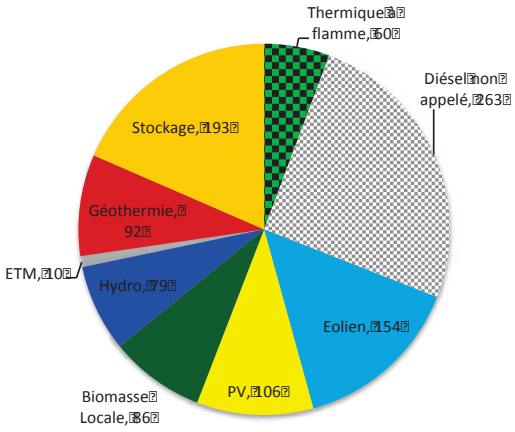
*Cette hypothèse peu probable est fixée ici dans le seul but de tester la capacité du territoire à atteindre l'autonomie énergétique.

Scénario « Vers l'Autonomie Energétique » Bilan 2030

Mix énergétique (GWh)



Parc Installé (MW)



Demande	2078 GWh
Dont VE	584 GWh
Taux ENR du MIX	100%
Dont ENR locales	100%
Dont ENR variables	41%
Parc ENR	587 MW
Dont ENR variables	283 MW
Stockage	193 MW
Dont stockage 2h	131 MW
Dont stockage 4h	62 MW
Dont STEP	0 MW
Renforcement	15.7 MW

Figure 55 – Bilan 2030 - Scénario « Autonomie énergétique »

Dans ce scénario aux limites, pour lequel la majeure partie des besoins énergétiques liés à la mobilité sont transférés sur le système électrique par le biais du véhicule électrique, la demande globale augmente de 32% par rapport au scénario précédent. Afin de satisfaire cette demande importante, ainsi que la contrainte 100% ENR, le parc exploite pratiquement tous les potentiels disponibles dans chacune des filières, en dehors du solaire qui entrainerait des coûts en batteries élevés. Cela conduit à une hausse sensible des besoins de renforcements (15.7 MW) et de stockage (193 MW) par rapport au scénario précédent.

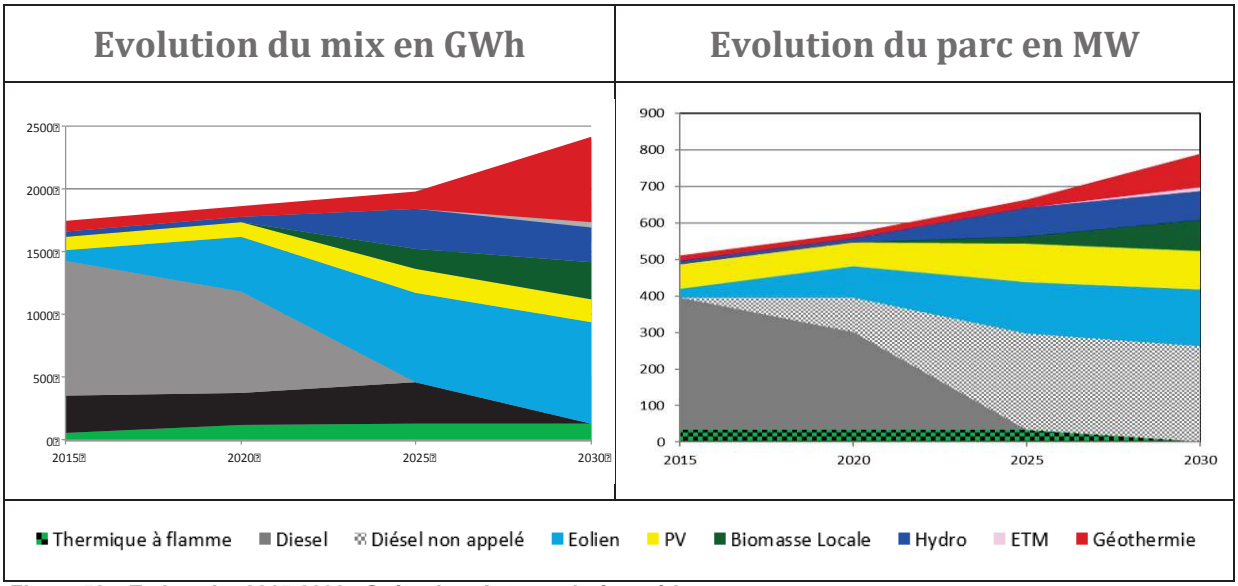


Figure 56 – Trajectoire 2015-2030 - Scénario « Autonomie énergétique »

8.6. Synthèse des résultats techniques d'optimisation

Les tableaux ci-après récapitulent l'ensemble des paramètres des scénarios ainsi que les résultats d'optimisation

	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 maximum additionnels 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

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

Tableau 16 – Synthèse du paramétrage des scénarios étudiés

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 17 – Principaux résultats des optimisations pour les cinq scénarios

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

Afin d'éviter une augmentation significative des besoins de stockage, et dans une moindre mesure, des renforcements réseau, dans les scénarios avec contrainte 100% ENR sans importation de biomasse, le système privilégie des productions plus stables et plus efficaces (éolien surtoilé et géothermie).

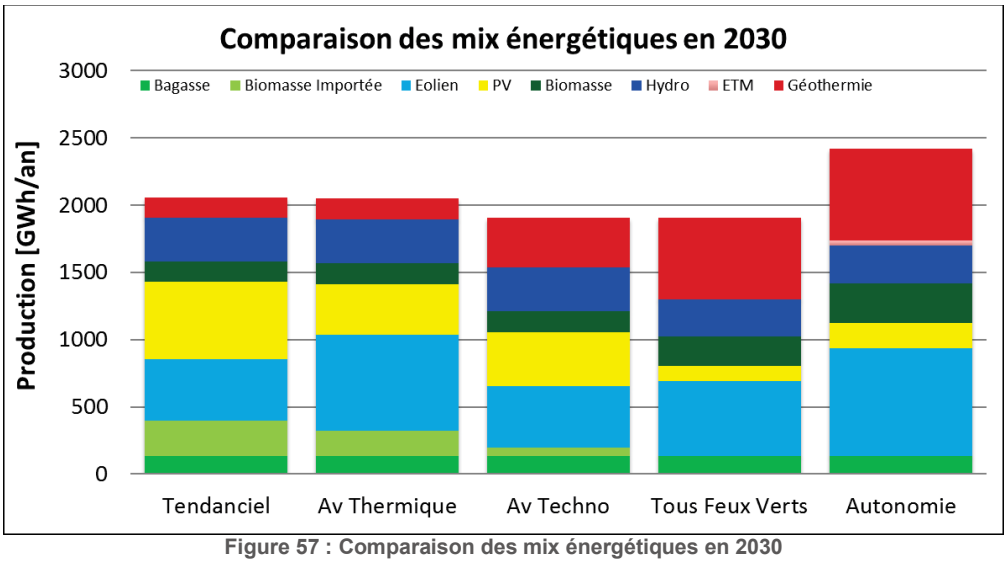


Figure 57 : Comparaison des mix énergétiques en 2030

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. Ayant accès à un potentiel géothermique supérieur, les scénario 100% privilégient ce moyen de production stable et contrôlable.

8.7. 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 les capacités installées par filière pour chacun des scénarios et indique entre parenthèses le taux de mobilisation du potentiel disponible pour la filière.

On observe les éléments suivants :

- 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).

Capacité ENR installée [MW] (% du potentiel)	Situation de référence 2015	Tendanciel	Avantage Thermique	Avantage Technologique	Tous Feux Verts	Vers l'autonomie énergétique
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 18 – Capacités ENR installées en 2030 selon les scénarios et taux d'exploitation des potentiels

Pour mémoire, les valeurs indiquées ci-dessus sont les capacités installées : elles incluent donc les capacités résiduelles à 2030 - c'est-à-dire le parc existant aujourd'hui encore en service à 2030 - et le parc additionnel mis en service entre 2015 et 2030. Ces valeurs peuvent donc être supérieures aux potentiels additionnels indiqués précédemment.

8.7.1. Filière photovoltaïque

Le graphique ci-dessous montre des évolutions contrastées de la filière photovoltaïque. Pour les scénarios sans objectif ENR, mais avec peu de potentiel géothermique, le photovoltaïque se développe jusqu'à 40% de son potentiel maximum pour le scénario « Tendanciel ». Pour les scénarios sans import de biomasse mais avec un bon potentiel géothermique, seul le scénario « Vers l'autonomie » appelle un peu plus de photovoltaïque pour satisfaire la demande. Dans le scénario « Tous feux verts » la filière reste quasiment stable.

Sur ce graphique ainsi que sur les suivants, la droite orange indique le potentiel exploitable maximal identifié sous les hypothèses retenues.

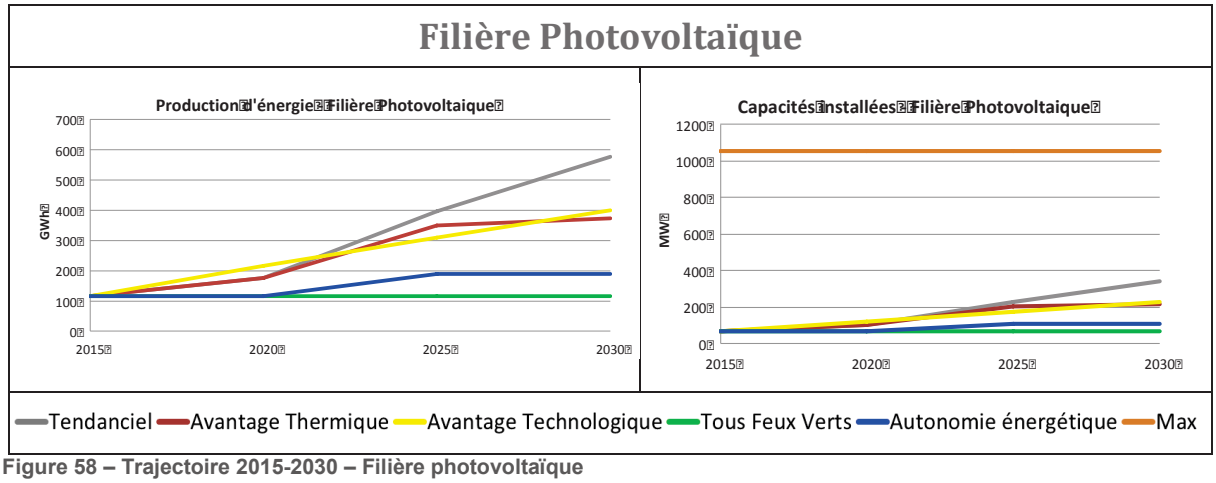


Figure 58 – Trajectoire 2015-2030 – Filière photovoltaïque

Les capacités d'installation photovoltaïques (MW) en 2030, détaillées par type et par scénario sont indiquées ci-dessous. Les installations résidentielles, qui sont les plus coûteuses, constituent la variable d'ajustement pour le scénario « Tendanciel ». Comme discuté ci-dessus, les capacités sont significativement réduites dans les scénarios 100% ENR afin d'éviter les coûts en batteries associées.

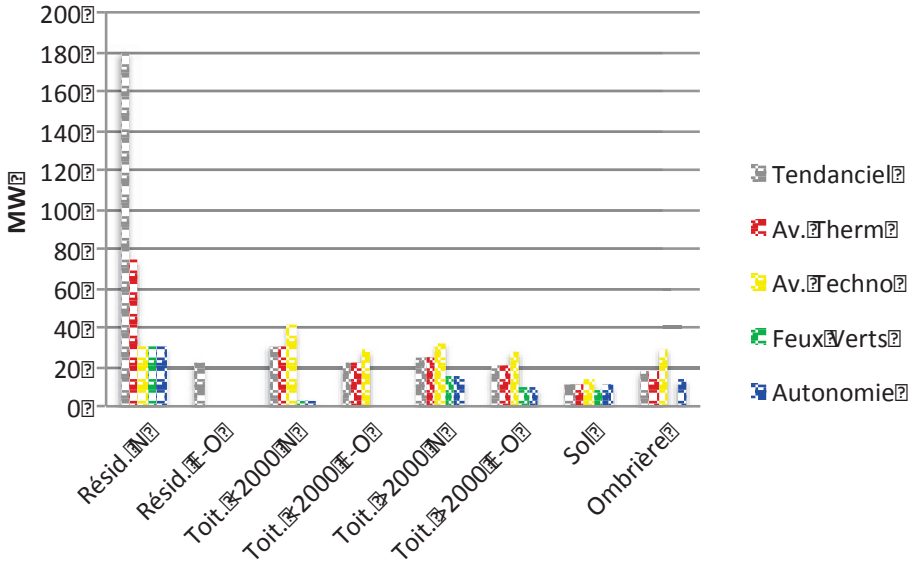


Figure 59 – Capacités installées à 2030 par typologie selon les scénarios – filière photovoltaïque

8.7.2. **Filière éolienne**

A l'exception du scénario « Tous Feux Verts » qui privilégie la géothermie importée, l'ensemble du potentiel terrestre est exploité. La marge restante étant liée le potentiel offshore qui est utilisée en partie dans le scénario « Vers l'autonomie énergétique ». La décroissance observée entre 2025 et 2030 sur le scénario « Tous feux verts » résulte du déclassement des premières centrales en fin de vie.

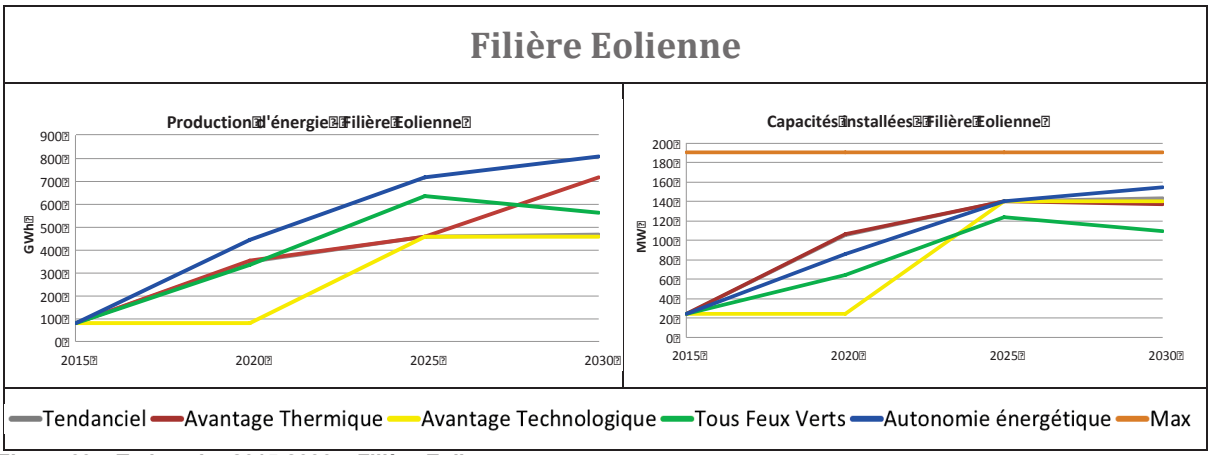


Figure 60 – Trajectoire 2015-2030 – Filière Eolienne

8.7.3. **Filière hydraulique**

Comme discuté auparavant, la capacité hydroélectrique est toujours exploitée au maximum des potentiels disponibles. La baisse de production pour les scénarios contraints à 100% d'une contribution à la réserve plus élevée afin de limiter les investissements en batteries.

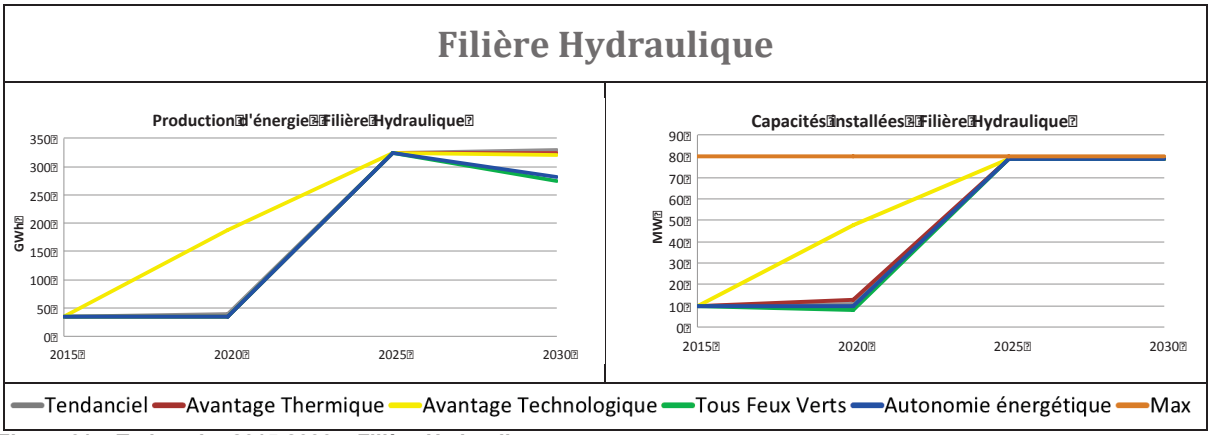


Figure 61 – Trajectoire 2015-2030 – Filière Hydraulique

Les capacités d'installation hydro (MW) en 2030, détaillées par type et par scénario sont indiquées ci-dessous. Tous les potentiels hydrauliques sont exploités quel que soit le scénario.

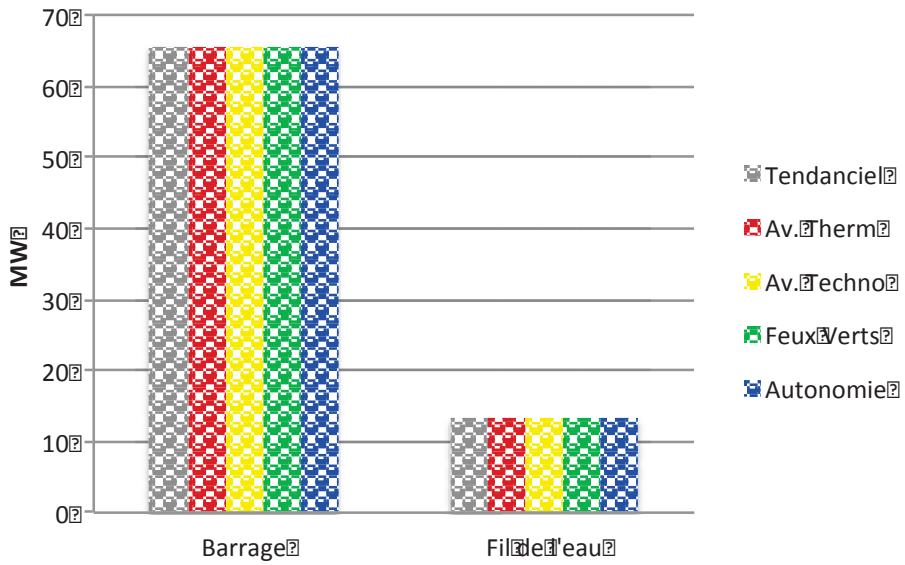


Figure 62 – Capacités installées à 2030 par typologie selon les scénarios – filière hydroélectricité

8.7.4. **Filière Biomasse Locale**

La situation est très semblable pour la filière Biomasse Locale (hors bagasse). Les potentiels sont exploités au maximum dans les 5 scénarios étudiés. La différence entre les capacités installées s'explique par les hypothèses retenues sur les potentiels disponibles selon les scénarios.

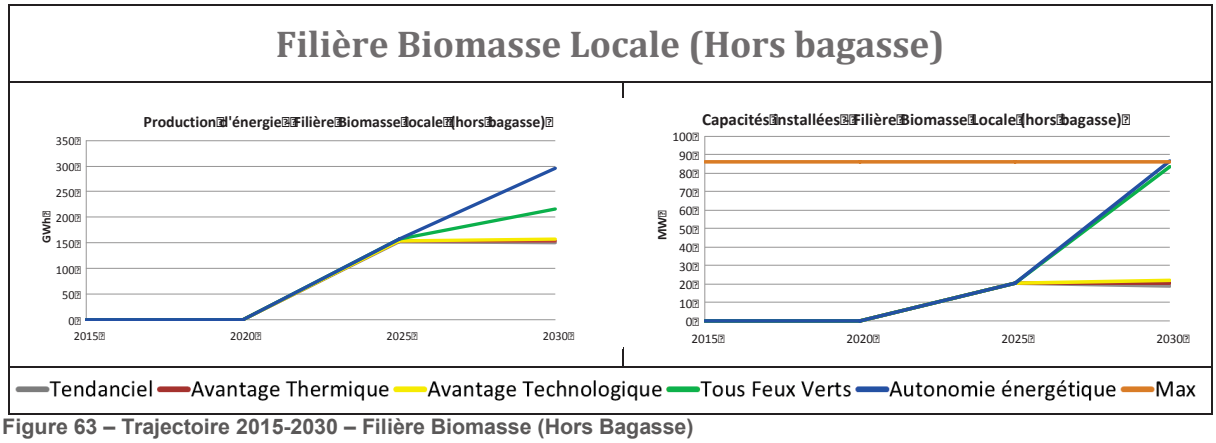


Figure 63 – Trajectoire 2015-2030 – Filière Biomasse (Hors Bagasse)

Les capacités d'installation utilisant de la biomasse locale (MW) en 2030, détaillées par type et par scénario sont indiquées ci-dessous. On observe ici aussi des capacités additionnelles pour les deux scénarios 100% ENR dans la canne fibre/bois, qui est une ressource biomasse dont le coût est le plus élevé.

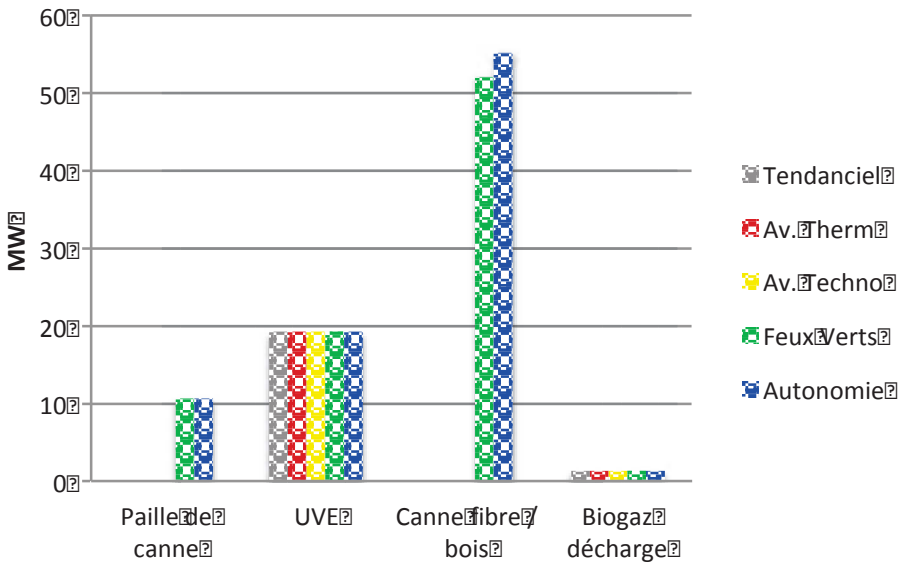


Figure 64 – Capacités installées à 2030 par typologie selon les scénarios – filière biomasse locale

8.7.5. Filière thermique

Dans le cas de la filière Thermique, comme aucun nouvel investissement n'est autorisé, nous présentons uniquement l'évolution de la production, en particulier, l'impact par les contraintes 100% ENR et imports interdits sur les scénarios 100%.

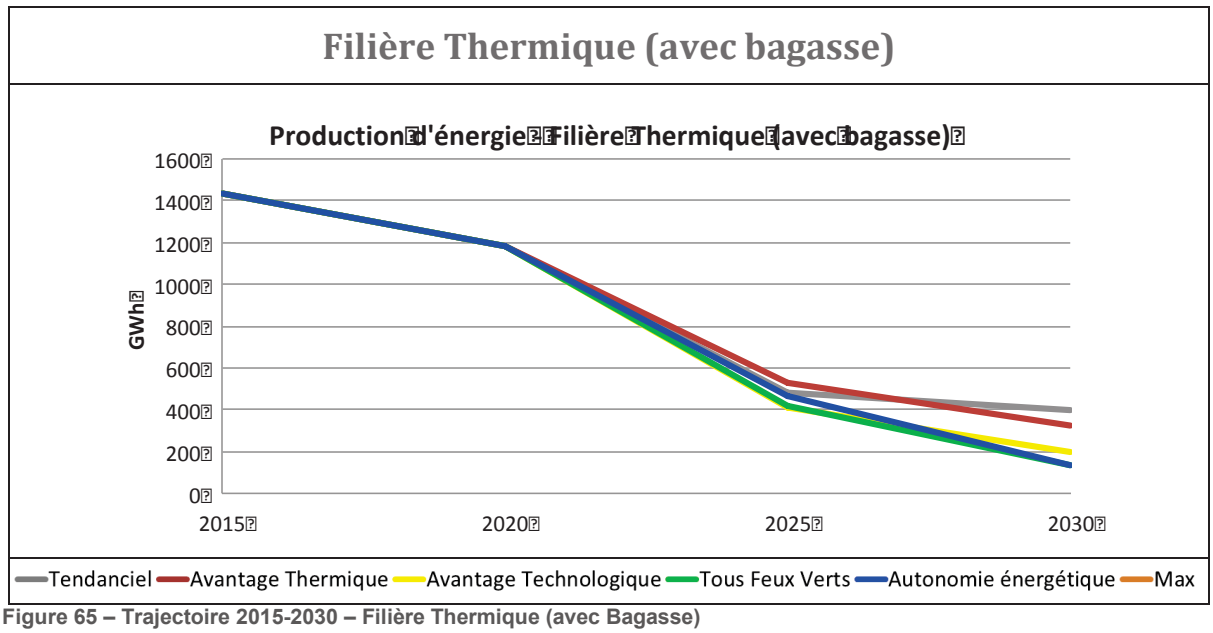


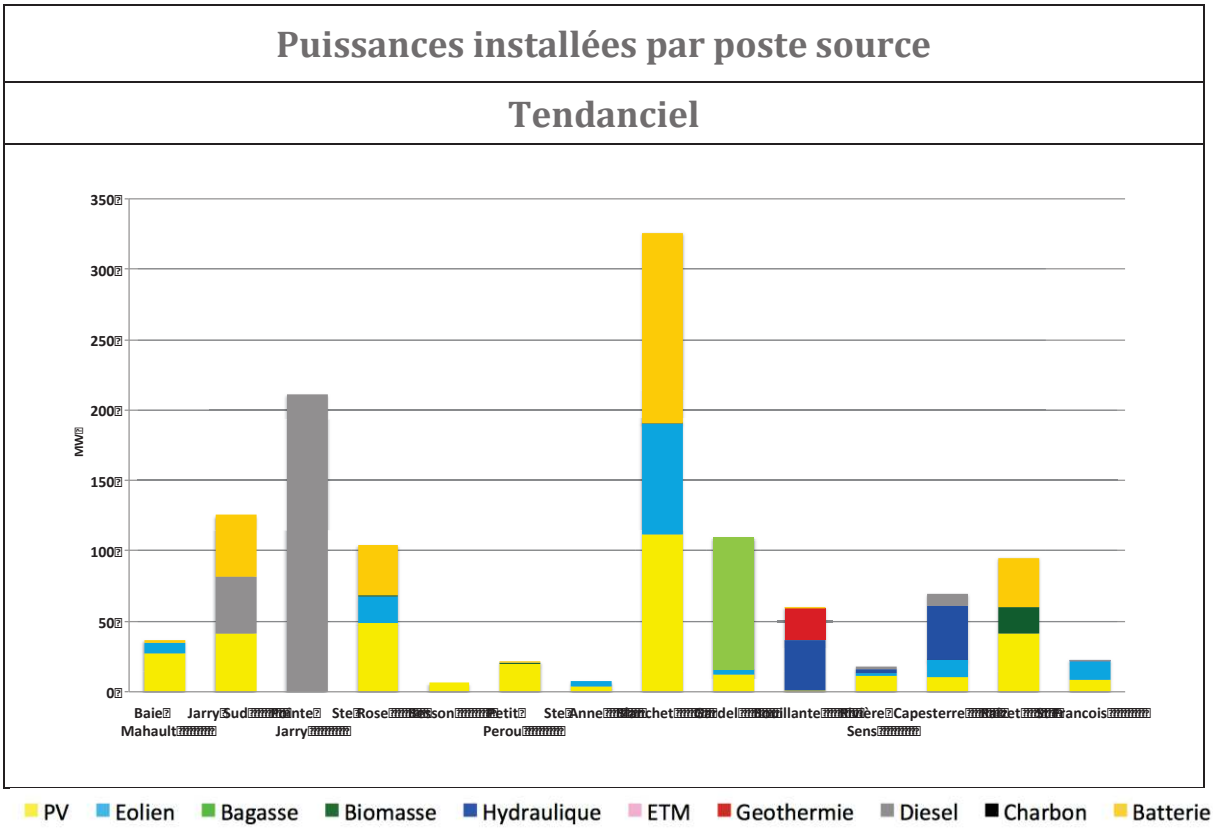
Figure 65 – Trajectoire 2015-2030 – Filière Thermique (avec Bagasse)

Les volumes produits sont fonction des appels et des plafonds de productible. Pour les scénarios sans import, la production est plafonnée par la quantité de bagasse et de biomasse locale disponible. Dans les autres scénarios, ce plafond est augmenté par les importations de biomasse à concurrence de l'équivalent PCI du charbon actuellement importé.

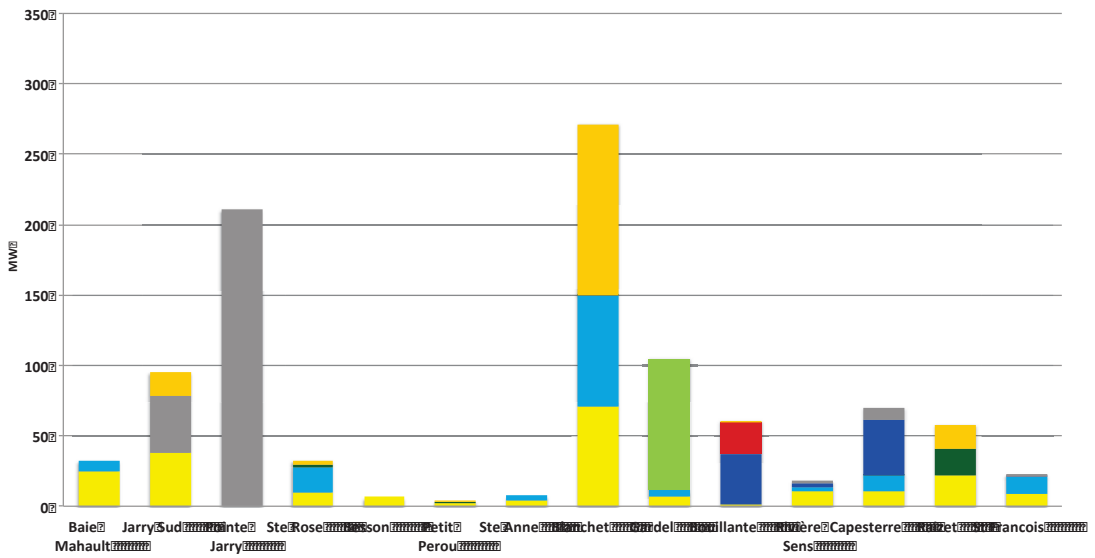
8.8. Analyse détaillée des systèmes électriques à 2030

Les graphiques suivants présentent pour chacun des scénarios, la répartition des puissances installées dans les différentes filières pour chaque poste source.

De manière générale, avec des moyens de production repartis sur l'ensemble du territoire et localisés à proximité de la demande, ces graphes explicitent les faibles besoins en renforcement de réseau mentionnés précédemment.

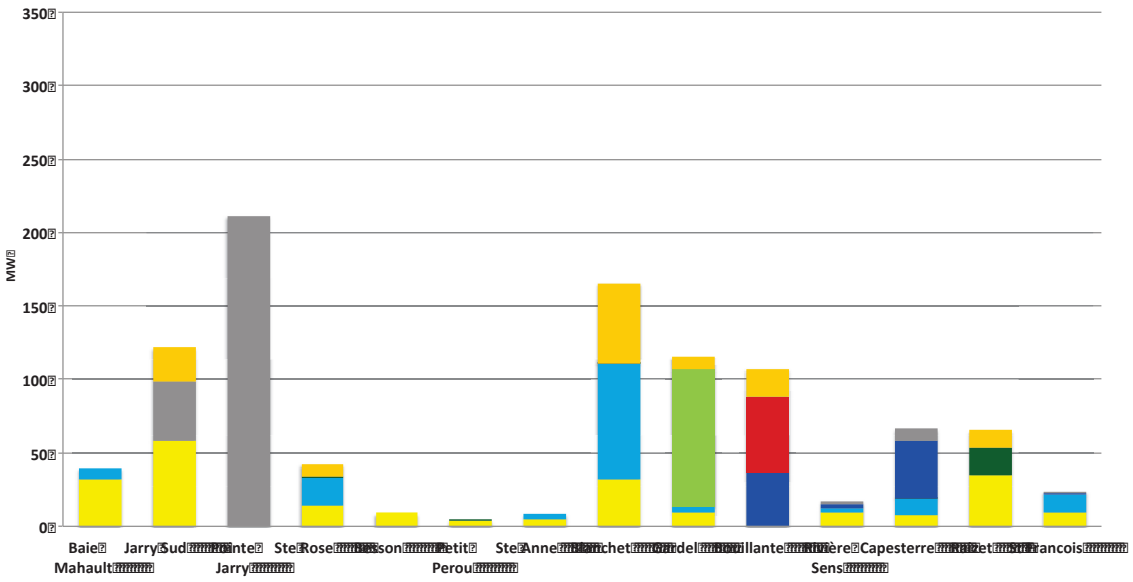


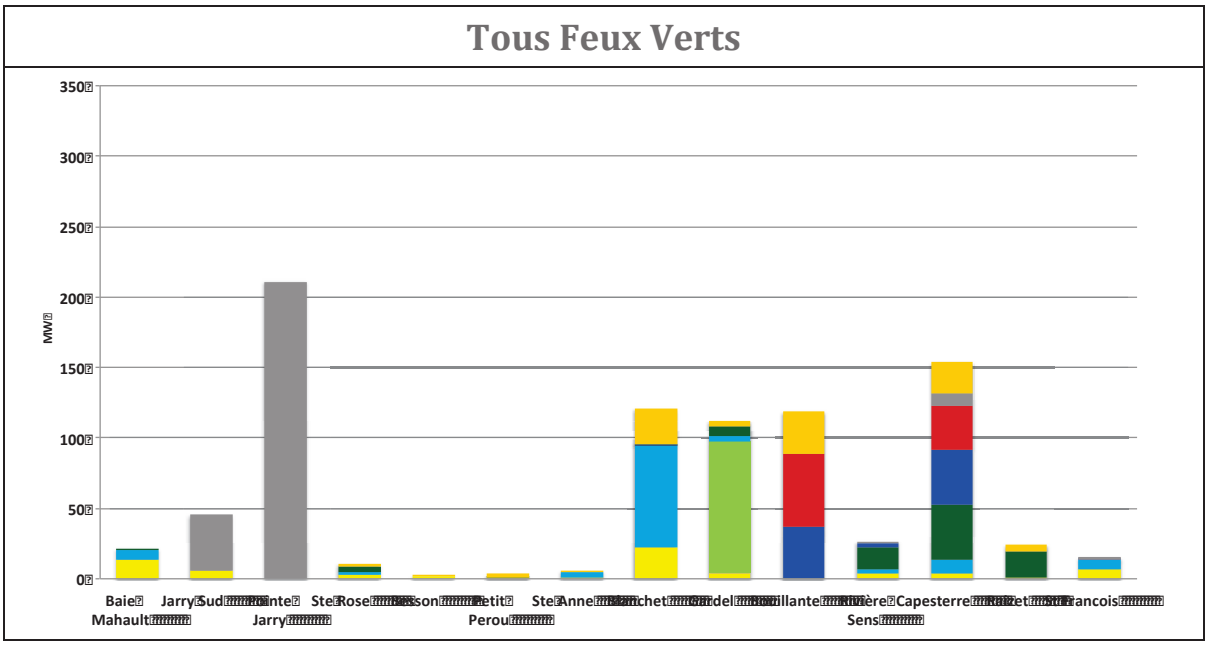
Avantage Thermique



PV Eolien Bagasse Biomasse Hydraulique ETM Geothermie Diesel Charbon Batterie

Avantage technologique





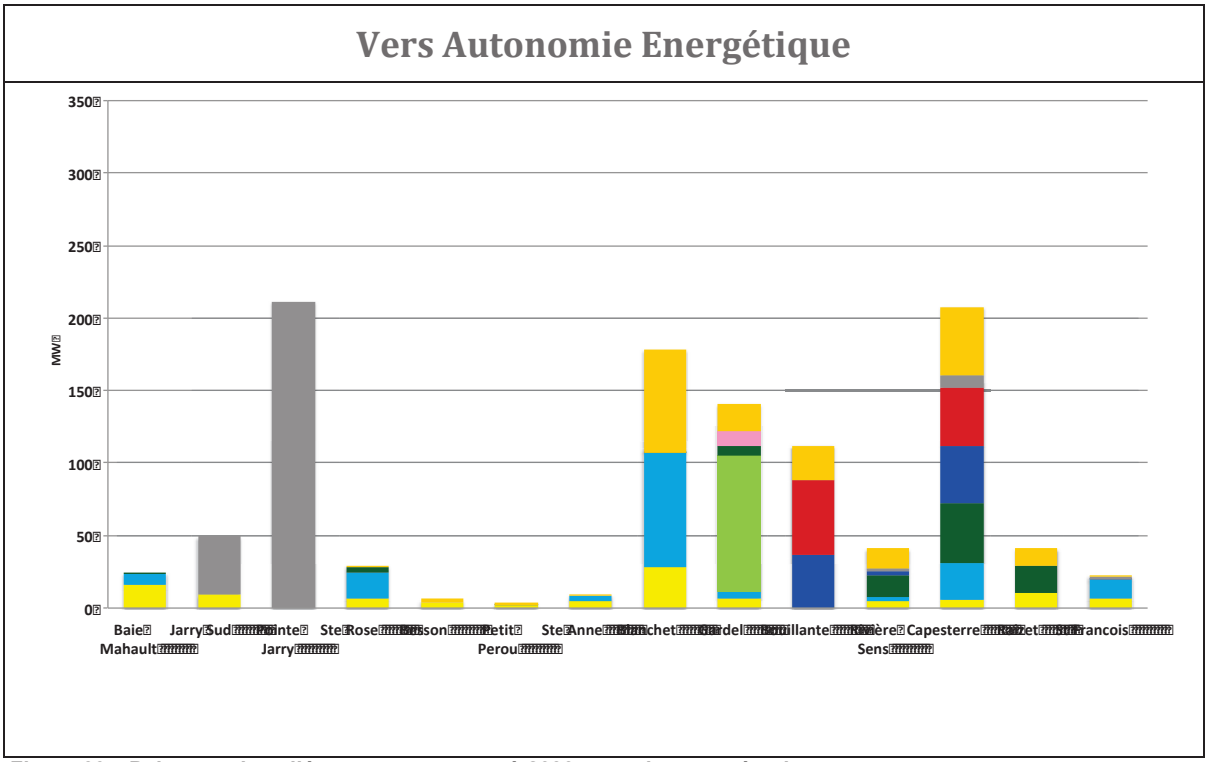


Figure 66 – Puissance installée par poste source à 2030 pour chaque scénario

8.9. Validation du plan de production en 2030

Afin de valider l'existence d'un plan de production permettant de satisfaire la demande à 2030 pour chaque scénario, le fonctionnement du système obtenu par optimisation sur les journées type est simulé au pas horaire, sur une année complète, pour une chronique de demandes et de conditions météo représentatives (8760 points de fonctionnement).

Les chroniques horaires de l'année simulée ont été construite selon la méthodologie « Typical Meteorological Year » (TMY). Cette méthodologie a pour objectif de construire une chronique annuelle représentative d'une année la plus plausible/typique/normale. Elle consiste à retenir, pour un mois entier donné, la chronique mesurée des valeurs horaires du mois le plus proche du mois moyen calculé sur la période de temps pour laquelle les données historiques étaient disponibles, en général dix ans dans la mesure du possible[5]. Ce ne sont donc pas des moyennes sur un historique, mais bien des chroniques horaires de valeurs réelles mesurées pour un mois donné, mois le plus proche du mois moyen sur la période. L'analyse de ces fichiers pour une station météo donnée reste donc valable.

A défaut de données mesurées à 2030, la chronique de demande est construite par concaténation sur une année de la demande des journées type.

Les graphiques représentant la répartition des moyens de production sur les journées type sont présentés en annexe pour chaque scénario sous la forme de quatre graphiques – un par trimestre.

8.9.1. Dispatch horaire sur chronique annuelle – Scénario « Tous Feux Verts »

Nous reprenons ici pour le scénario « Tous Feux Verts », une vision d'ensemble des différents points de fonctionnement obtenus lors de la simulation pour les deux indicateurs suivants :

- En abscisse : Le niveau de charge [MW] donnant la puissance totale injectée dans le réseau électrique (la charge des moyens de stockage est comptabilisée ici dans la demande et s'ajoute donc aux pertes réseau dans la demande électrique finale).
- En ordonnée : Le taux de pénétration des ENR variables dans le mix [%]

[5] La méthodologie d'élaboration d'une année Typical Meteorological Year est décrite dans les publications suivantes :
S. Wilcox and W. Marion 2008. "Users Manual for TMY3 Data Sets", Renewable Energy, no.May, p. 51.
Kalorigou. A. S., 2003. "Generation of typical meteorological year (TMY-2) for Nicosia, Cyprus", Renewable Energy, Vol. 28, pp: 2317-2334.
Hall I. J., R. R. Prairie, H. E. Anderson, and E. C. Boes, 1978. "Generation of typical meteorological years for 26 SOLMET stations", Sandia Laboratories Report SAND 78-1601, Albuquerque, NM.

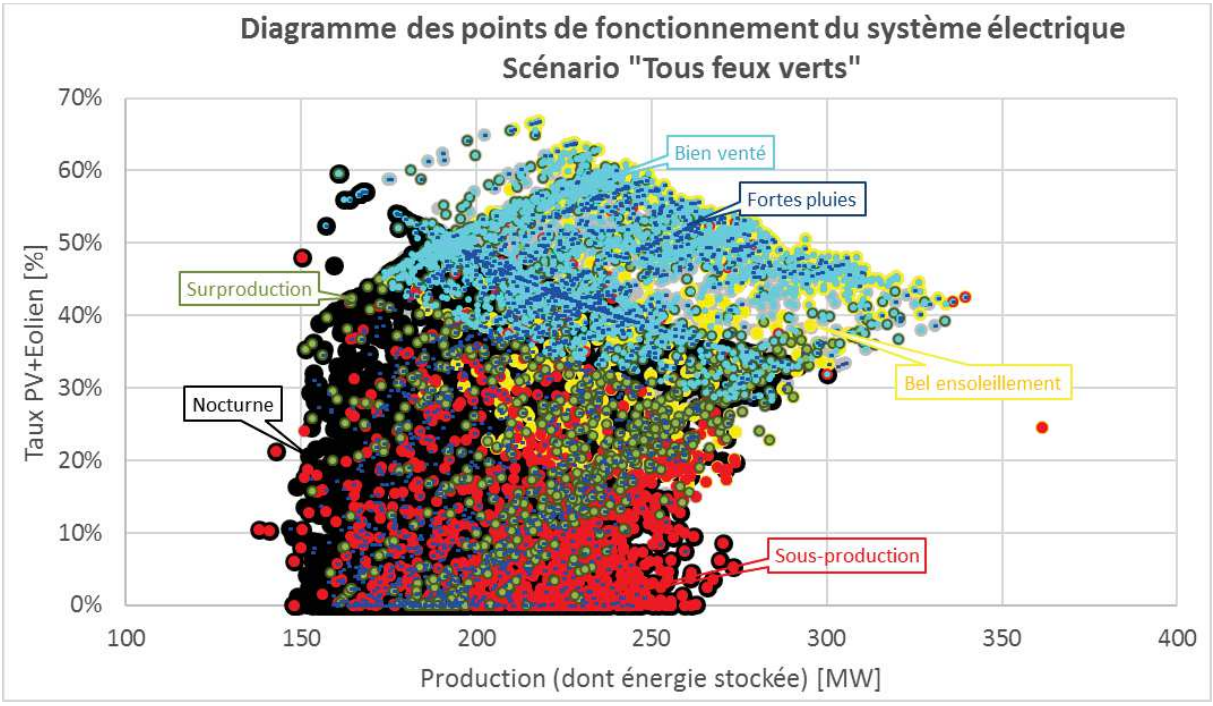


Figure 67 – Diagramme des points de fonctionnement du système électrique 100% ENR en 2030

Contrairement aux diagrammes obtenus pour d'autres ZNI, les différents modes de fonctionnement sont nettement plus superposés pour la Guadeloupe. Ceci s'explique par le fait que les moyens de production en base et ainsi que l'éolien prennent une place nettement plus importante dans le mix de production que pour d'autres territoires, s'appuyant plus fortement sur le photovoltaïque.

Différents modes de fonctionnement du système peuvent être mis en évidence sur ce diagramme :

- **Périodes nocturnes** : cumulant 4 687 heures, caractérisées par une absence de production photovoltaïque, sont représentées en noir sur la partie basse du diagramme. Toutefois, la présence d'un parc éolien significatif permet d'attendre des taux de production PV+Eolien importants sur cette période (jusqu'à 60% de la puissance produite).
- **Périodes de sous production** : cumulant 1 309 heures, caractérisées par une production inférieure à la demande et pour lesquelles l'équilibre offre-demande est donc assuré par le stockage, représentées en rouge sur la partie basse du diagramme. Le taux PV+Eolien atteint un maximum de 61% de la puissance produite sur cette période.
- **Périodes bien ventées** : cumulant 3 953 heures, caractérisées par une production éolienne supérieure à 80 % de la puissance éolienne installée, représentées en bleu clair. Ces périodes sont diffuses sur l'ensemble de la plage de puissance produite, et couvrent les moments ou la part de la production éolienne + PV est la plus importante, avec l'atteinte du maximum à 67% de la puissance produite.
- **Périodes de fortes pluies** : cumulant 2 038 heures en intégrant la durée d'évacuation de ces flux dans les cours d'eau, caractérisées par une puissance hydroélectrique au fil de l'eau supérieure à 80 % de la puissance installée, représentées en bleu foncé. Ces périodes sont diffuses sur l'ensemble du diagramme.
- **Périodes de bon ensoleillement** : cumulant 1 007 heures, caractérisées par une puissance photovoltaïque supérieure à 80 % de la puissance PV installée, représentées en jaune. Ces périodes coïncident souvent avec les périodes de surproduction, et couvrent les moments ou la part de la production éolienne + PV est la plus importante, avec l'atteinte du maximum à 67% de la puissance produite.
- **Périodes de surproduction** : cumulant 1 285 heures, caractérisées par une puissance de stockage nette à l'échelle du territoire, représentées en vert. Ces périodes coïncident sans surprise avec les périodes de forte production solaire, éolienne et/ou hydroélectrique. Notons qu'elles se retrouvent aussi en nocturne lorsque la demande électrique est faible sur le territoire.

8.9.2. **Monotone de production – scénario « Tous Feux Verts »**

Nous reprenons ici le monotone par filière, obtenu à partir du dispatch horaire par agrégation sur l'ensemble des postes sources des puissances injectées pour chaque filière. Les monotones présentés ici sont normalisés par rapport à la puissance installée de la filière.

Une valeur positive correspond à une injection sur le réseau électrique tandis qu'une valeur négative correspond à un soutirage. Ce dernier cas est utilisé pour le stockage, représenté par deux courbes : l'une positive pour les injections d'électricité sur le réseau lors de la décharge du stockage, l'autre négative pour les soutirages d'électricité lors de la charge du stockage.

La filière géothermie est exploitée en base, suivies par les petites installations biomasse assurant une base à hauteur de 30% de leur puissance mais produisant à 100% de la capacité installée sur plus de 6 000 heures cumulées sur l'année.

L'éolien, bien que variable, couvre une part significative de la base avec une puissance injectée supérieure à 50% de la capacité installée durant plus de 5 000 heures cumulées de l'année et proche de 100% de la capacité installée durant 3 000 heures cumulées.

Les installations de biomasse font apparaître deux périodes de fonctionnement distinctes : une base sur un peu moins de 30% de la puissance installée, correspondant à l'utilisation de la bagasse une partie de l'année et des autres ressources de biomasse l'autre partie de l'année, et un fonctionnement en semi-base pour les 70% restantes de la capacité installée.

La filière hydraulique a un fonctionnement proche d'une base sur 2 000 heures cumulées. En revanche, au-delà, les monotones décroissent linéairement pour les barrages jusqu'à 6 500 heures – montrant la contribution de ces installations à l'équilibre offre-demande – et très rapidement pour les filières au fil de l'eau et micro/pico hydroélectricité.

Les installations photovoltaïques diffuses comme celles au sol contribuent à la production d'énergie du territoire sur 4 000 heures cumulées de l'année avec un profil caractéristique d'une ressource variable : la production ne dépasse 60% de la capacité installée qu'un peu plus de 2 000 heures cumulées dans l'année.

Enfin, le stockage est exploité en injection durant environ 1 300 heures cumulées dans l'année. Notons le pic d'injection caractéristique d'une utilisation du stockage pour couvrir les aléas et la pointe avec une puissance injectée dépassant les 50% de la capacité installée sur seulement quelques heures dans l'année (~50 heures).

La charge du stockage, est réalisée avec un profil et un nombre d'heures équivalent à la décharge.

Rappelons que cet exercice ne fournit qu'une validation partielle de la faisabilité d'un plan de production. En effet, en pratique, les conditions météorologiques et de demandes ne sont pas connues à l'avance – l'optimisation a ici été effectuée par trimestre – et la gestion de la production doit être effectuée dans un environnement incertain à l'aide de stratégies et de politiques de couverture des risques.

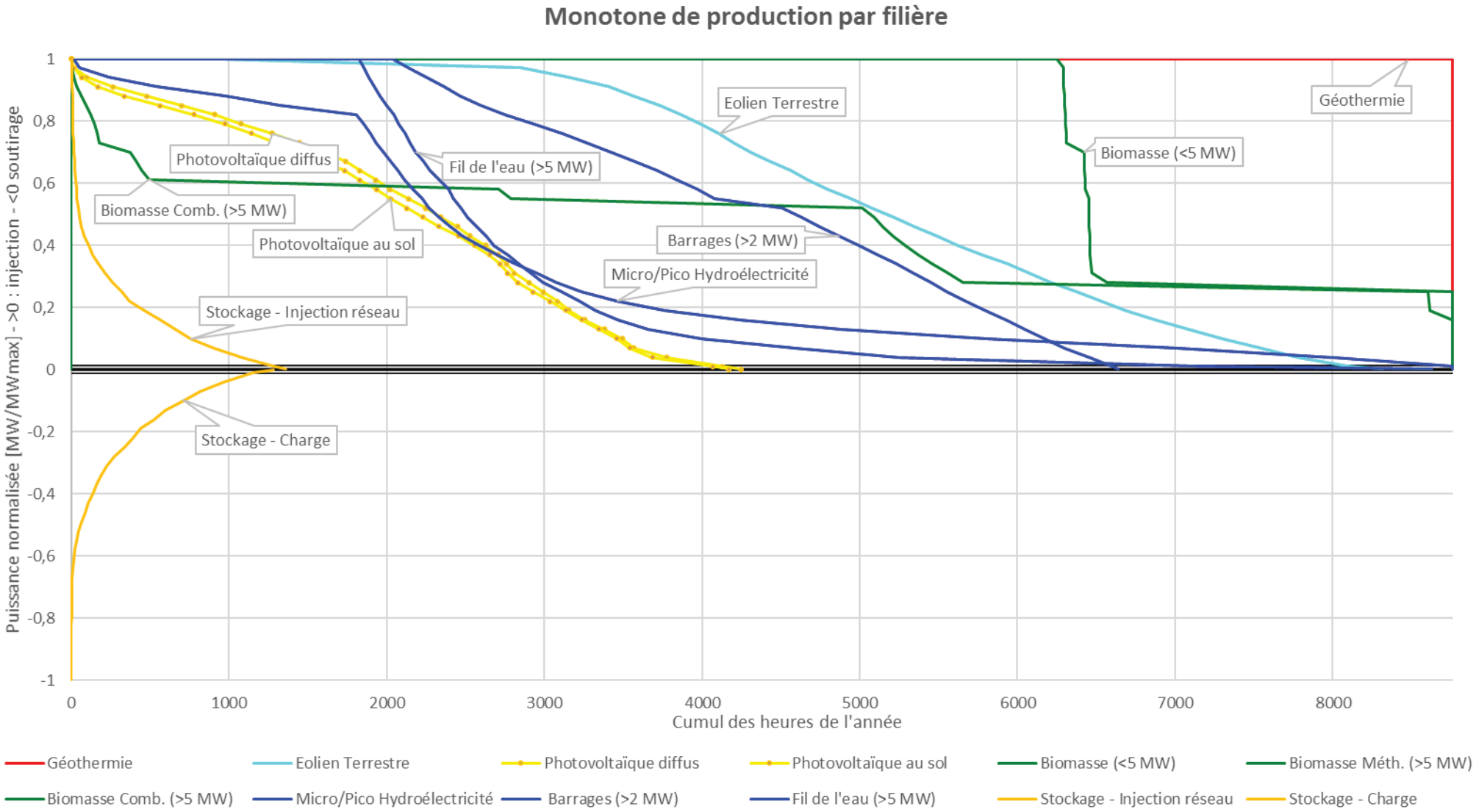


Figure 68 – Monotones de production par filière

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

Nous rappelons ici les facteurs d'émission de production d'électricité à partir de combustibles fossiles mentionnés en 7.2.2 :

- Fioul, diesel : 627 gCO_2/kWh
- Charbon : 1323 gCO_2/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 et de ce fait, à des émissions directes nulles à 2030 quel que soit le scénario. Néanmoins, ce point méritant une attention particulière en zones insulaires pour lesquelles l'importation a un effet notable, nous présentons également en points tillés sur les graphes, une estimation des émissions dues à l'importation. En accord avec le projet de directive relatif aux critères de durabilité de la biomasse, le facteur d'émission considéré ici est de 30% des émissions du charbon remplacé par la biomasse importée. Notons également que 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.

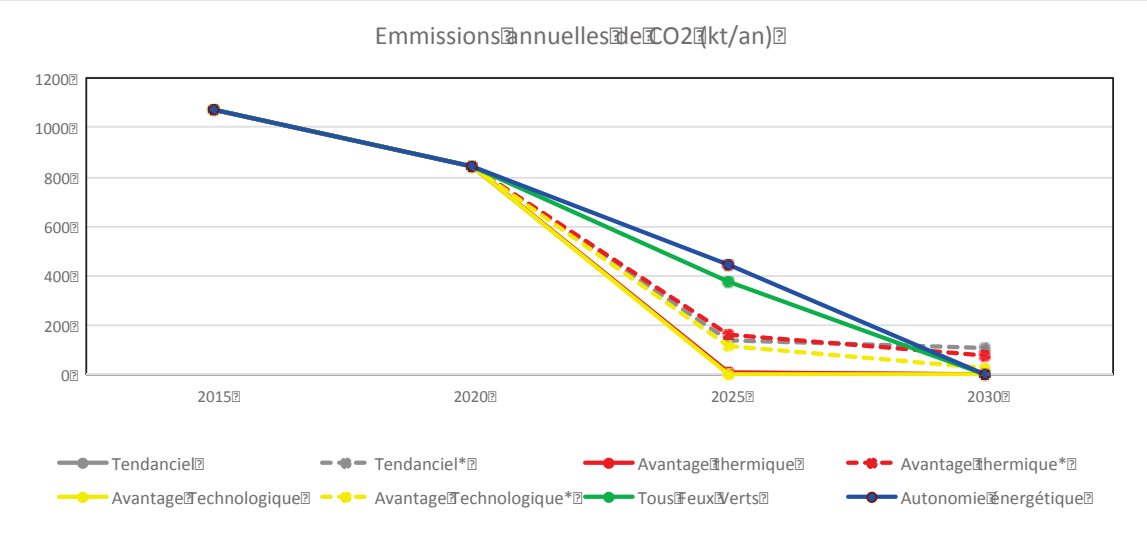


Figure 69 – Evolutions prospectives des émissions annuelles de CO2
*Les courbes en pointillés tiennent compte des émissions liées à l'importation de biomasse

Quel que soit le scénario, la substitution des ressources fossiles de production d'électricité par des ressources renouvelables induit une importante baisse des émissions directes.

Compte tenu de l'évolution du parc thermique, la majeure partie de la réduction des émissions a lieu sur la période 2020-2025 au cours de laquelle, les moteurs diésel sont de moins en moins sollicités et les groupes thermiques à flamme remplacent leur consommation de charbon par de la biomasse importée. 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.

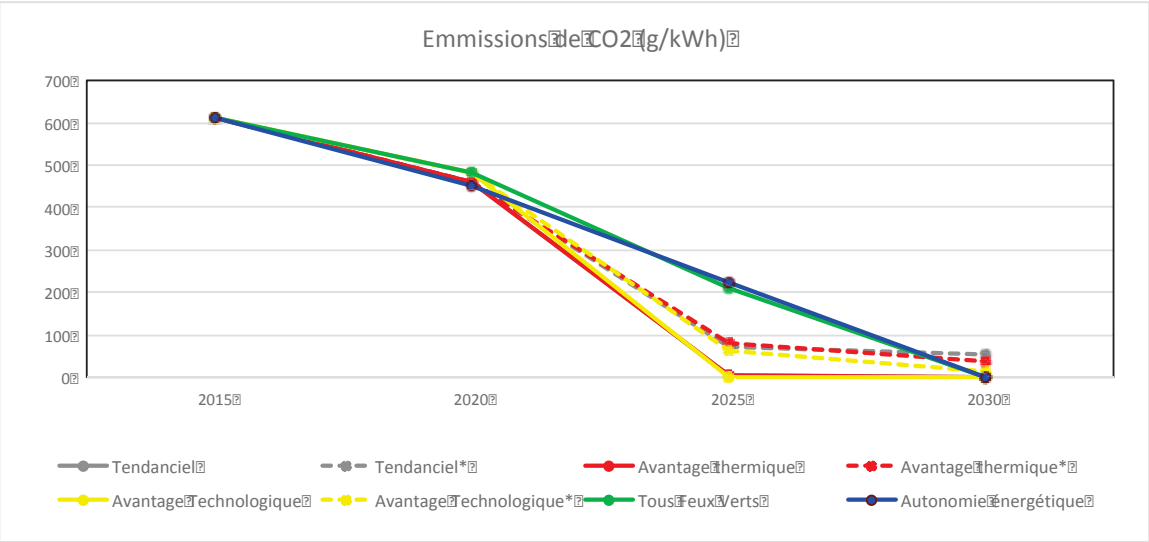


Figure 70 – Evolutions prospectives du contenu en CO2 du kWh
*Les courbes en pointillés tiennent compte des émissions liées à l'importation de biomasse

Comme indiqué précédemment, l'ensemble des scénarios aboutissent à des émissions directes nulles en 2030. Par rapport aux scénarios contraints, les scénarios avec importation de biomasse permettent une baisse plus rapide des émissions et présentent un bilan global plus favorable sur la période de transition. On notera également que la prise en compte des émissions d'importation de biomasse selon les hypothèses retenues, n'engendre pas de hausse significative du bilan et permet toujours une très forte décarbonation du mix électrique.

La prise en compte des émissions liées à l'importation de biomasse conduit aux estimations suivantes à 2030 :

- 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 »

9. Etudes statiques et dynamiques du bon fonctionnement des systèmes électriques

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. Les problématiques suivantes y sont notamment traitées:

- ✓ Dans le cas d'un système avec une inertie intermédiaire combinant des moyens de réglage classiques (machines tournantes) et électrochimiques interfacés (batteries + onduleurs), des scénarios plus contraignants que ceux étudiés ici pourraient apparaître. En effet, les moyens de réglage classiques ont un temps de réponse bien plus long que celui des systèmes électroniques ce qui peut engendrer des problèmes de régulation.
- ✓ Bien qu'au sommet de l'état de l'art, les outils de modélisation utilisés ont été développés sur la base d'équations destinées à des systèmes composés principalement de machines tournantes synchronisées au réseau. L'intégration massive d'interfaces à électronique de puissance devra faire l'objet d'une validation auprès des éditeurs de logiciels.

Par ailleurs, 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 rappeler l'importance des hypothèses de modélisation dans la formulation des résultats. Toute modification de ces hypothèses, pourrait remettre en cause les résultats obtenus

Les principaux résultats et conclusions générales sont présentés ici. La totalité des courbes de résultats, les hypothèses considérées ainsi que les données d'entrée de chaque point de fonctionnement étudié sont présentés en Annexe A4.

9.1. Choix des points de fonctionnement

Dans cette partie nous rappelons les hypothèses prises pour la simulation des points de fonctionnement retenus.

Les points de fonctionnement du système sont issus de l'optimisation du système par ETEM dont les résultats ont permis de générer les puissances injectées par chaque type de production et leur distribution spatiale au pas horaire sur toute l'année 2030.

Pour l'analyse statique, trois points de fonctionnement parmi les plus contraignants au regard des limites de fonctionnement du système ont été retenus.

9.1.1. Agrégation des productions diffuses

Les moyens de production diffus ont été agrégés et regroupent parfois plusieurs filières dont les productions respectives ont été agglomérées pour la modélisation du système, notamment :

- « Eolien » : Eolien Onshore et Offshore ;
- « PV Sol » : Grandes installations photovoltaïques raccordées par départs dédiés ;
- « PV Diffus » : Autres installations photovoltaïques ;
- « Biomasse >5MW » : Productions thermiques issues de la biomasse (toutes filières confondues) de puissances installées supérieures à 5 MW ;
- « Biomasse <5MW » : Petites installations thermiques décentralisées de puissances installées inférieures à 5 MW ;
- « Petit Hydro » : Petites installations hydroélectriques de puissances installées inférieures à 2 MW (Barrages) ou à 5 MW (Fil de l'eau).

La demande globale a été désagrégée par poste source. A chaque poste source, la « Demande nette » correspond à la demande rattachée au poste à laquelle sont retranchées les productions décentralisées thermiques (« Biomasse < 5 MW ») et hydroélectriques (« Petit Hydro »). En revanche, les autres moyens de production diffus ont été modélisés.

9.1.2. **Définition des points de fonctionnement**

Les 3 points de fonctionnement retenus pour les études statiques ont été définis comme suit :

- **Point de fonctionnement N°1 : Taux de production décentralisée minimal en 2030**

  Le taux de production décentralisée inclut les productions éoliennes onshore et offshore (« Eolien »), la production photovoltaïque diffuse (« PV Diffus »), la production hydroélectrique décentralisée (« Petit Hydro ») et la production thermique décentralisée (« Biomasse <5 MW »).
  Ce point de fonctionnement a été choisi car il constitue l'un des plus contraignants pour les calculs de flux de puissance dans la mesure où le réseau 63 kV est théoriquement très chargé dans cette situation. Il s'agit typiquement d'un moment de consommation moyenne avec une forte proportion de production thermique et hydroélectrique.

- **Point de fonctionnement N°2 : Pointe annuelle de charge sur l'année 2030**

  Ce deuxième point de fonctionnement correspond à la pointe de demande, et donc à la pointe de puissance injectée, sur l'année 2030 (tranche horaire en journée entre 12h00 et 13h00). Il coïncide également avec la pointe de production (production stockée inclue). Il correspond à une très forte production décentralisée avec une production importante des batteries.

- **Point de fonctionnement N°3 : Taux de pénétration des productions éolienne et photovoltaïque maximum sur l'année 2030**

  Ce troisième point de fonctionnement correspond à un cas où l'inertie électromécanique du réseau est la plus faible, ce qui constitue un cas contraignant afin d'analyser la stabilité transitoire du système électrique. Les simulations dynamiques seront donc réalisées à partir de ce point de fonctionnement.
  Il s'agit typiquement d'un point à faible charge et forte production PV et éolienne (tranche horaire en journée entre 12h00 et 13h00). Le taux de production PV et éolienne atteint 66,8 % de la production totale.

Pour le scénario « Tous Feux Verts », la figure suivante indique la position des 3 points de fonctionnement retenus dans le diagramme indiquant le taux de pénétration des productions éolienne et photovoltaïque en fonction de la production totale, au sens où la production stockée n'est pas décomptée de la production, en revanche les injections sur le réseau depuis les moyens de stockage sont bien inclus.

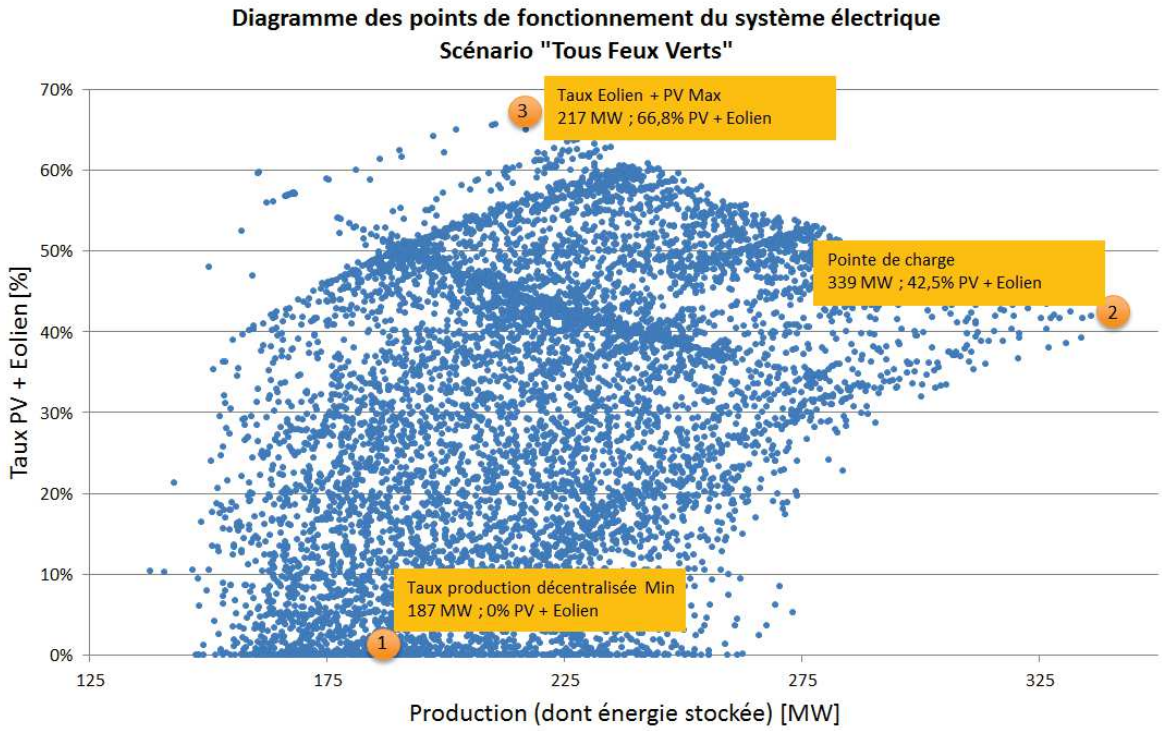


Figure 71 – Diagramme des points de fonctionnement du système– Scénario Tous Feux Verts

La position des 3 points sur ce diagramme confirme qu'il s'agit de trois situations bien particulières. En lien avec le même diagramme indiquant les situations des différentes zones de fonctionnement (Figure 61), nous remarquons que les 3 points testés sont représentatifs des 3 situations suivantes :

- Point de fonctionnement 1 : Situation de sous-production ;
- Point de fonctionnement 2 : Situation de surproduction ;
- Point de fonctionnement 3 : Situation de très fort ensoleillement avec un vent favorable aux éoliennes.

9.2. Etudes statiques et détail des renforcements du réseau

9.2.1. Pertes réseau

Les valeurs de pertes sont indiquées dans le tableau suivant. Seules les pertes en ligne de type Pertes Joule sur le réseau 63 kV sont calculées.

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

Les pertes réseau calculées 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. Il n'y a donc pas de problème particulier.
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.

9.2.2. **Renforcements du réseau existant**

ETEM n'a pas identifié de renforcement du réseau à faire en amont de la modélisation PowerFactory. Le renforcement indiqué ci-après est donc issu de l'analyse sous PowerFactory.

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

9.2.3. **Plan de tension**

Les études statiques sous PowerFactory ont permis de déterminer à chaque point de fonctionnement l'état du plan de tension sur réseau. Cette contrainte n'est pas considérée par l'étude ETEM mais revêt une grande importance dans la conception et l'exploitation des réseaux électriques. Le plan de tension peut également demander des renforcements du réseau s'il ne respecte pas les limites définies dans les référentiels techniques EDF.

Habituellement, le réglage de la tension est assuré par les alternateurs par injection ou absorption de puissance réactive sur le réseau. Dans les scénarios de forte production décentralisée, le maintien de la tension ne peut pas être assuré par les centrales classiques, celles-ci étant généralement déconnectées à ces heures. De plus, le PV diffus et les éoliennes sont raccordés au réseau de distribution et ne régulent donc pas directement la tension sur le réseau de transport.

Le maintien de la tension est donc essentiellement assuré par les parcs de batteries, centralisés et raccordés aux postes sources par des départs HTA dédiés, qui permettent la fourniture et/ou l'absorption de réactif à tout instant de la journée.
Il n'a pas été nécessaire de recourir à l'ajout de compensation réactive locale (condensateurs), bien que cela puisse être une solution alternative si les batteries ne suffisent pas.
On observe sur certains points de fonctionnement que le plan de tension est relativement bas notamment dans les zones où peu de batteries ont été installées et dans des points de fonctionnement contraignants où la consommation est importante (réseau chargé donc chutes de tension plus grandes le long des lignes) et/ou la production est essentiellement décentralisée (peu de moyens de réglage de la tension au niveau HTB).

Notons que ces résultats dépendent beaucoup des hypothèses prises concernant les parcs de batteries (raccordement centralisé, cos phi de 0,9, puissances installées relativement importantes, etc.). Sous ces hypothèses, comme le montrent les résultats des simulations statiques en Annexe B3, le plan de tension est maintenu dans les plages de valeurs admissibles dans la plupart des cas.

9.3. Analyse de la stabilité du système électrique optimisé

Les études de stabilité dynamique ont été réalisées à partir du point de fonctionnement N° 3 « Taux des productions photovoltaïque et éolienne maximal sur l'année 2030 ». Il s'agit en effet 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.

Les résultats des 3 cas d'études suivants sont présentés sur les courbes en Annexe A4 :

- **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).
-

9.3.1. **Cas n°1 : Stabilité sur creux de tension**

Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions du réseau sont présentées ci-dessous :

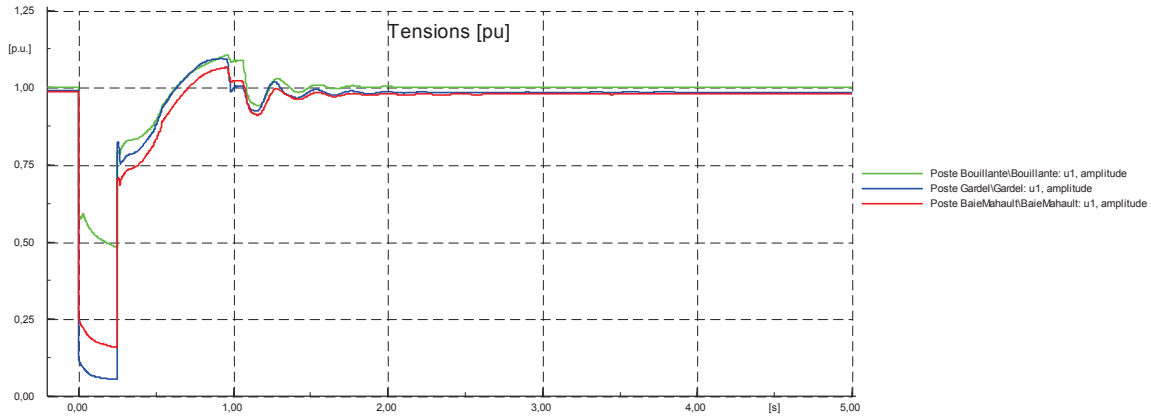


Figure 72 – Evolution des tensions suite à un court-circuit

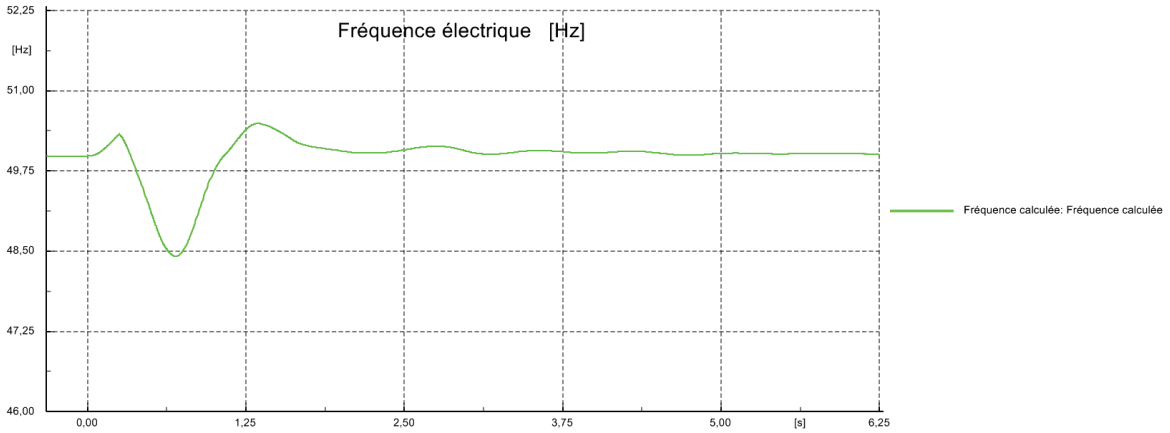


Figure 73 – Evolution de la fréquence calculée à partir de la vitesse des groupes suite à un court-circuit

Sur ce point de fonctionnement N°3, les machines tournantes synchrones représentent seulement 33% de la puissance injectée, l'inertie mécanique du système (masses des alternateurs en rotation) est donc faible. Malgré cela la chute de fréquence reste inférieure à 30 mHz. On observe également une stabilisation rapide des grandeurs observées en moins de 3 secondes après l'élimination du défaut (usuellement plusieurs secondes voire dizaines de secondes). Ce comportement est principalement permis par la grande réactivité des interfaces à base d'électronique de puissance et la faible inertie du système.

Durant la durée du défaut (250 ms), la tension sur l'ensemble du réseau chute. Le soutien dynamique de la tension est essentiellement assuré par :

- les centrales classiques (alternateurs) : Capsterre (hydro), Raizet (Biomasse) et Bouillante (géothermie) ;
- le PV centralisé au sol et les batteries de stockages, raccordées en HTB ou sur des départs HTA dédiés, dont l'injection de courant réactif pendant et après le défaut permet de maintenir la tension ;
- Les éoliennes raccordées au poste de Blanchet qui ont été considérées comme une production centralisée au vu de l'importance de la puissance installée. Elles participent donc également au maintien de la tension par injection de courant réactif et ne se déconnectent pas lors du creux de tension. Conserver cette puissance raccordée hors départ direct conduirait à une instabilité.

La puissance de court-circuit (Icc<1500A) au niveau du défaut est toutefois très faible comparée aux valeurs normées CEI. Cela confirme que de très forts taux de pénétration de productions interfacées par onduleurs peuvent poser des problèmes liés à la détection des défauts et donc à leur bonne élimination. En plus d'imposer des contraintes strictes de fonctionnement aux installations diffuses, dans un tel contexte, il serait probablement nécessaire de modifier voire de repenser complétement les plans de protections des réseaux.

9.3.2. **Cas n°2 et 3 : Stabilité sur perte de production soudaine**

Les courbes d'évolution de la fréquence et des tensions du réseau sont présentées ci-dessous pour le Cas n°2 (Perte de Bouillante Géothermie 44,2 MW). Les résultats et commentaires sur le Cas n°3 (Perte de production PV diffuse au poste de Blanchet – 15 MW) sont similaires.

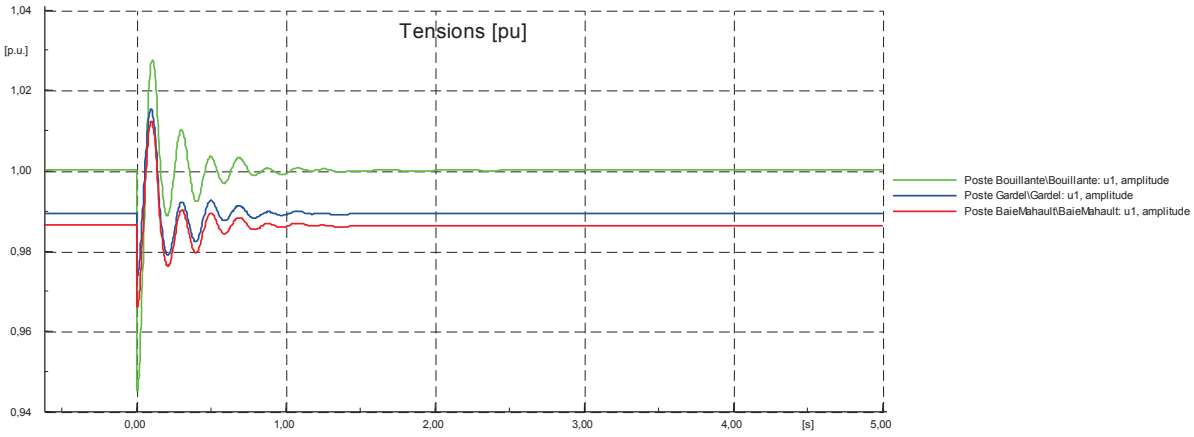


Figure 74 – Evolution des tensions suite la perte du groupe Bouillante Géothermie

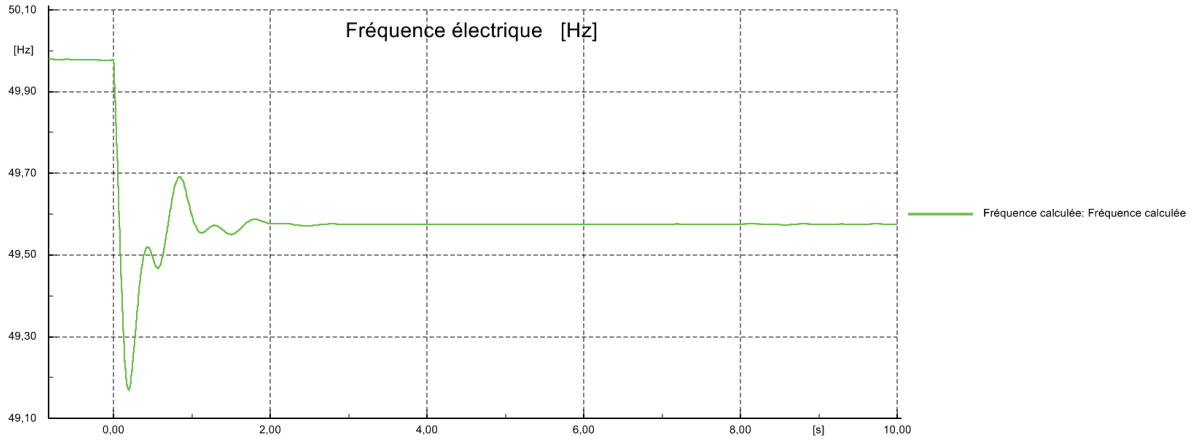


Figure 75 – Evolution de la fréquence calculée à partir de la vitesse des groupes suite à un court-circuit suite à la perte du groupe Bouillante Géothermie

Les différentes grandeurs observées reviennent très rapidement à la stabilité en moins de deux secondes après le déclenchement du groupe.

La réserve de puissance permettant de compenser la perte du groupe géothermique est principalement fournie par les batteries dont le temps de réponse est d'ordre de 500 ms sur cette simulation, ce qui permet de compenser très rapidement la perte de production. Toutefois, il est important de noter que la chute de la fréquence semble très rapide au moment du déclenchement du groupe, ceci à cause de la très faible inertie du système électrique.
Les performances de régulation de la fréquence par les batteries sont donc fondamentales pour le maintien de la stabilité du système.

La grande puissance installée de batteries et les hypothèses de paramètres considérées permettent de conserver un faible écart statique après stabilisation de la fréquence (de l'ordre de 400 mHz). Dans un tel système, la fréquence reste donc dans la plage [48-52 Hz] qui correspond à la plage de fonctionnement normal du système dans tous les cas étudiés. Les seuils de délestages ne sont donc pas franchis dans les cas étudiés, minimisant ainsi l'énergie non distribuée.

9.3.3. **Bilan et recommandations**

Dans le contexte d'un mix énergétique 100 % renouvelable sur l'archipel de la Guadeloupe, les conclusions et recommandations suivantes sont formulées suite aux études de stabilité dynamique :

- En l'état actuel des équipements de protection HTA présents dans les postes sources, en cas de creux de tension et pour garantir la sécurité du réseau, il est souhaitable que les moyens de production décentralisés arrêtent l'injection de courant. En effet, l'injection de courant pendant un court-circuit sur une ligne de distribution pourrait aveugler les protections HTA au niveau du départ. Cela ne pose a priori pas de problème particulier pour les moyens de production raccordés sur un départ HTA dédié du poste source.

  Cette contrainte a bien été prise en compte dans le cas du réseau de la Guadeloupe en tenant compte des seuils de tension de déconnexion et de reconnexion des installations décentralisées, tels que formulés dans la documentation de Référence d'EDF SEI. Dans le cas d'un système électrique avec une grande part d'installations décentralisées qui peut se déconnecter, il est nécessaire de s'assurer que la puissance de l'ensemble des moyens de production coupés puisse être compensée par la réserve. Sur le point de fonctionnement étudié dans le scénario 100% ENR élaboré ici, la production déconnectée est bien compensée par la réserve de puissance des batteries et les seuils de délestage ne sont pas atteints.

  Toutefois, les simulations réalisées ont montré qu'au-delà d'un certain taux de production déconnectée, des problèmes de stabilité peuvent apparaitre. C'est le cas du système de la Guadeloupe en 2030 où le taux de puissance éolienne injectée dans le mix de production est très important, si bien que la déconnexion des éoliennes lors des creux de tension met en péril l'équilibre du réseau.

- Les installations de stockage centralisées ont été dimensionnées pour assurer l'équilibre offre-demande. D'un point de vue électrotechnique, il est nécessaire que ces installations puissent aussi participer au réglage de tension locale du réseau 63 kV. D'un point de vue économique, à l'échelle de la collectivité cela permet de ne pas démultiplier les équipements et de réduire les coûts. A l'échelle de l'exploitant, cela est aussi bénéfique car la valeur ajoutée de son installation est améliorée. Notons ici que de tels parcs de stockage électrochimique dédiés à ces fonctions (équilibre offre-demande, lissage ENR variable, réglage de tension) existent aujourd'hui, fonctionnent correctement et sont économiquement compétitifs.

- Les simulations montrent des variations très rapides de la fréquence dues à la très faible inertie du système. Néanmoins, le système modélisé reste stable car l'équilibre puissance-fréquence est presque uniquement assuré par les batteries dont les temps de réponses sont également très rapides. Ces résultats favorables ont été obtenus sous des hypothèses conservatrices par rapport aux caractéristiques des équipements disponibles aujourd'hui (onduleurs et batteries).

- L'analyse visait à vérifier la capacité du système à rester stable dans un scénario de très faible inertie du système électrique. Avec les réserves énoncées introduction de ce chapitre et pour les scénarios étudiés ici, cette condition semble réalisable.

10. 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.

10.1. Définition et calcul des coûts

10.1.1. Coût total sur la période 2015 – 2030

Le **coût total sur une période de temps** donnée est défini comme la somme de l'ensemble des coûts sur cette même période : amortissements du capital, rémunération des capitaux, coûts échoués, charges fixes et variables.

Le coût total est ici calculé pour la collectivité, de ce fait il n'inclue pas les impôts et taxes qui sont des revenus pour celle-ci. Cependant, afin de permettre une comparaison avec les coûts totaux réels, nous indiquons en pointillé sur les graphiques une estimation du surcout induit par les impôts, taxes et marges.

Les coûts totaux ont été calculés pour les périodes suivantes :

- Cumul sur 2015 – 2030
- Année 2015, 2020, 2025, 2030.

Deux variantes de cet indicateur économique respectivement appelés ici **coût total actualisé**, et **coût total non actualisé** sont possibles selon la prise en compte, ou non, d'un taux d'actualisation sur les dépenses futures.

10.1.2. Coût complet moyen de production

Le **coût complet moyen de production** est calculé pour une année selon la formule suivante :

$$CoutCompletMoyen_{année} = \frac{CoutTotalNonActualise_{année}}{Production_{année}}$$

Nous avons choisi ici de ne pas actualiser le coût complet moyen de production.

Cet indicateur économique représente donc le coût moyen de l'énergie produite sur l'année considérée..

10.1.3. Coûts marginaux

A un instant donné, un moyen de production d'électricité est dit marginal lorsque sa part variable des coûts d'exploitation est la plus faible parmi l'ensemble des moyens de production encore disponibles. Lorsque le principe de mérit-order est appliqué pour choisir les technologies participant au mix de production à chaque instant, le coût marginal correspond généralement aux technologies mobilisées en dernier recours pour satisfaire une pointe de demande.

Le **coût marginal** sur un pas de temps donné 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.

Dans le cadre de l'optimisation du système électrique, réalisée par l'outil ETEM-GR et décrite précédemment, ce coût marginal est obtenu pour chaque poste source. Il peut être différent selon les postes sources lorsqu'une partie du réseau électrique est saturé.

Le **coût marginal maximum** sur le pas de temps considéré est la valeur maximale des coûts marginaux par poste source. Le coût marginal maximum sur une année complète est la valeur maximale des coûts marginaux systèmes sur l'ensemble des pas de temps de l'année.

Le **coût marginal minimum** sur le pas de temps considéré est la valeur minimale des coûts marginaux par poste source. Le coût marginal minimum sur une année complète est la valeur minimale des coûts marginaux minimum sur l'ensemble des pas de temps de l'année.

Une valeur nulle du coût marginal minimum signifie qu'il y a au moins un pas de temps de l'année pendant lequel la totalité de la production d'énergie a été assurée par des technologies dont la part variable des coûts d'exploitation est nulle, c'est-à-dire de type photovoltaïque, éolien, hydroélectrique.

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.

10.1.4. Levelized Cost of Energy (LCOE)

a. LCOE d'une installation

Le **LCOE d'une installation** correspond au coût complet moyen actualisé de l'énergie produite sur la durée de vie de l'installation défini comme le rapport entre la somme des coûts annuels actualisés sur la somme des productions annuelles actualisées sur la période de calcul, calculé selon la formule suivante pour une durée de vie de n années:

$$LCOE_{installation} = \frac{Somme\ des\ coûts\ actualisés\ de\ l'année 1\ à\ n}{Somme\ des\ productions\ actualisées\ de\ l'année 1\ à\ n} = \frac{\sum_{k=1}^{n} \frac{Coûts_k}{(1+\alpha)^k}}{\sum_{k=1}^{n} \frac{Production_k}{(1+\alpha)^k}}$$

Avec :

- α Taux d'actualisation réel
- $Coûts_k$ Coûts en année k :
  Investissement ou amortissement, charges fixes, charges variables, coûts échoués
- $Production_k$ Production d'énergie en année k

Bien que les scénarios aient été établis sur la période 2015 – 2030, calculer le LCOE sur cette seule période conduirait à une surévaluation dans la mesure où les investissements réalisés sur la période 2020 – 2030 ont une durée de vie supérieure à 15 ans, qui dépasse donc l'année 2030. De ce fait, afin de calculer un LCOE représentatif des trajectoires issues des scénarios, nous calculons sa valeur sur une période allant de 2015 à la fin de vie des équipements, en supposant le parc, les charges de fonctionnement et les productions figés à partir de 2030.

Les coûts sont calculés à partir de l'année de référence 2015 :

- Tous les coûts sont actualisés par rapport à l'année 2015.
- Les dépenses réalisées avant l'année 2015 ne sont pas prises en compte, à l'exception des coûts d'investissement qui sont intégrés :
  - sous la forme d'un amortissement annuel de l'année 2015 à la fin de vie de l'installation.
  - par la prise en compte de la rémunération des capitaux immobilisés jusqu'au déclassement des équipements de la centrale.

Ce calcul est réalisé pour une technologie et un poste source donné.

Les systèmes de stockage tels que les batteries sont considérés au même titre que des solutions de production et sont donc bien comptabilisés dans les bilans. Notons ici qu'il existe des centrales photovoltaïques avec stockage dans le parc existant. Ces centrales sont spécifiquement identifiées en tant que technologie, toutefois, les coûts associés ne concernent que la partie photovoltaïque de ces installations. Le stockage est comptabilisé séparément.

b. LCOE d'une technologie

Le LCOE d'une technologie à l'échelle du territoire est obtenue par l'application de la formule précédente sur l'ensemble des postes sources pour la technologie considérée, comme détaillée par la formule ci-après.

$$LCOE_{Technologie} = \frac{\sum_{PS} \sum_{k=1}^{n} \frac{Coûts_k}{(1+\alpha)^k}}{\sum_{PS} \sum_{k=1}^{n} \frac{Production_k}{(1+\alpha)^k}}$$

c. LCOE moyen du parc

Le LCOE moyen du parc, à l'échelle du territoire et de l'ensemble des technologies de production, est obtenue par l'application de la formule précédente sur l'ensemble des installations : somme respective des coûts et des productions de l'ensemble des technologies et postes sources, selon la formule ci-après.

$$LCOE_{moyen\ parc} = \frac{\sum_{Technologies} \sum_{PS} \sum_{k=1}^{n} \frac{Coûts_k}{(1+\alpha)^k}}{\sum_{Technologies} \sum_{PS} \sum_{k=1}^{n} \frac{Production_k}{(1+\alpha)^k}}$$

d. LCOE avec renforcement réseaux

En l'absence d'étude spécifique à chaque ligne, une incertitude significative peut être associée aux coûts de renforcement des réseaux, nous avons donc choisi de distinguer les LCOE production présentés précédemment de celui plus complet intégrant les coûts de renforcement des réseaux. L'indicateur est alors appelé « LCOE avec renforcement réseaux ».

Le LCOE avec renforcement réseaux est simplement calculé en ajoutant les coûts de renforcement de réseau à l'ensemble des coûts.

e. Distribution cumulée du $LCOE_{moyen\ parc}$ par filière et production d'énergie associée

L'analyse de l'impact de chaque technologie sur le LCOE moyen parc est proposée sous la forme d'une distribution cumulée du $LCOE_{moyen\ parc}$ par filière et de la production d'énergie correspondante.

Pour cela les technologies sont triées par ordre croissant de $LCOE_{Technologie}$. La distribution cumulée est obtenue de façon à ce que pour la $n^{ème}$ technologie, le $LCOE_{moyen\ parc,n}$ et la quantité d'électricité produite soient calculés pour les n premières technologies de la liste.

Ainsi, en commençant par les technologies dont le $LCOE_{Technologie}$ est le plus faible jusqu'à celles dont il est le plus élevé, l'impact de chaque technologie sur le LCOE global du territoire peut être quantifié et comparé à la contribution de la technologie au mix électrique du territoire.

Cela permet notamment de relativiser le coût parfois important de certaines technologies lorsque celles-ci ont une faible contribution au mix énergétique du territoire.

a. $LCOE_{médian}$

Le LCOE médian est défini comme le $LCOE_{Technologie}$ de la technologie pour laquelle la production cumulée de toutes les technologies dont le $LCOE_{Technologie}$ est inférieur $LCOE_{médian}$ représente 50 % de la production de l'ensemble du parc de production.

En d'autres termes, la moitié de la production d'électricité est obtenue à un $LCOE_{Technologie}$ inférieur au $LCOE_{médian}$, et la moitié de la production d'électricité est obtenue à un $LCOE_{Technologie}$ supérieur au $LCOE_{médian}$.

10.1.5. Coûts échoués

Les coûts échoués résultent du déclassement d'un équipement de production avant la fin de sa durée d'amortissement. Ils sont égaux au montant du capital immobilisé et restant à amortir à la date du déclassement.

Imputer la totalité de ses coûts sur la seule année du déclassement, se traduirait par une forte augmentation du « Coût complet de production » sur cette même année, et semble par ailleurs peu conforme aux pratiques financières classiques.

Ainsi, afin de rester au plus près de la situation actuelle, nous considérons ici que les coûts échoués sont répartis de façon identique à l'amortissement initialement programmé et tenons compte de la rémunération du capital immobilisé, au taux fixé par la Commission de Régulation l'Energie.

10.2. Résultats et analyse économique

Ce chapitre détaille les résultats de l'analyse économique de chaque scénario, sont présentés :

- Un tableau récapitulatif des différents indicateurs économiques.
- La décomposition des coûts complets de l'énergie en 2030 par technologie.
- La décomposition des coûts totaux actualisés sur la période 2015 – 2030 par technologie.
- La décomposition des coûts totaux actualisés sur la durée de vie des équipements par technologie.

Nous notons ici que 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.
- La répartition des coûts totaux montre une contribution notable des filières fossiles. Ceci s'explique par les coûts à payer (amortissement, charges, prix des énergies fossiles, coûts échoués) sur la période 2015 – 2030.
- 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).

Le tableau ci-après résume les indicateurs économiques obtenus:

	Tend.	Av. Th.	Av. Tec.	TFV	Auto.	
Année 2030						
Couts complet de production[6]	**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						
Couts totaux actualisés	3 845	3 662	3 704	3 521	3 809	M€, ref. 2015
Couts 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 actualisée	17 955	17 728	17 261	17 253	18 079	GWh, ref. 2015
Energie produite non actualisée	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
Couts totaux actualisés	4 106	3 842	3 659	3 599	4 318	M€, ref. 2015
Energie produite actualisée	25 931	23 937	24 911	25 339	28 640	GWh, ref. 2015
LCOE moyen installations neuves	98	96	92	102	119	€/MWh
LCOE avec renforcements HTB	**158**	**161**	**147**	**142**	**151**	**€/MWh**
LCOE médian	86	108	83	106	106	€/MWh

Tableau 21 – Récapitulatif des indicateurs économiques de chaque scénario

[6] 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 +30%).

10.2.1. Scénario « Tendanciel »

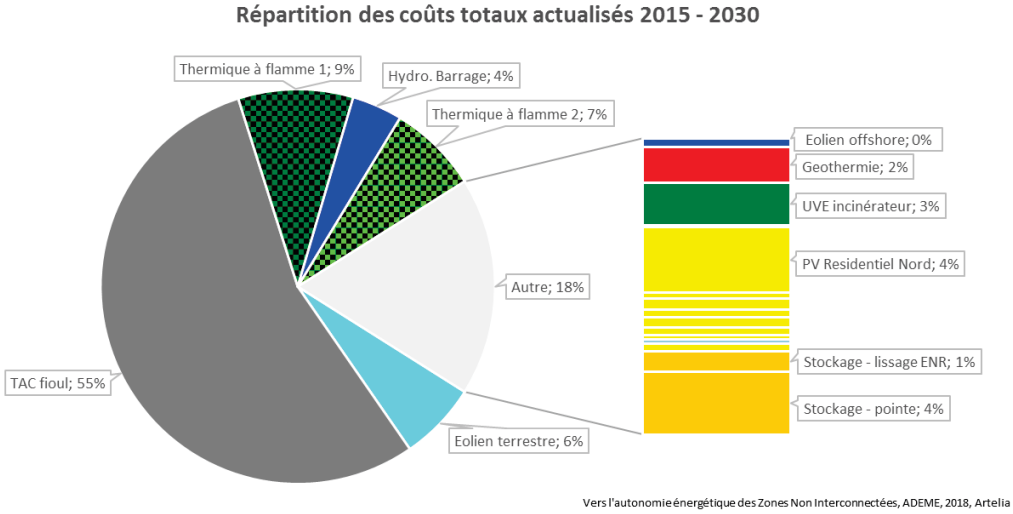


Figure 76 – Décomposition des coûts totaux 2015 – 2030 par filière – scénario « Tendanciel »

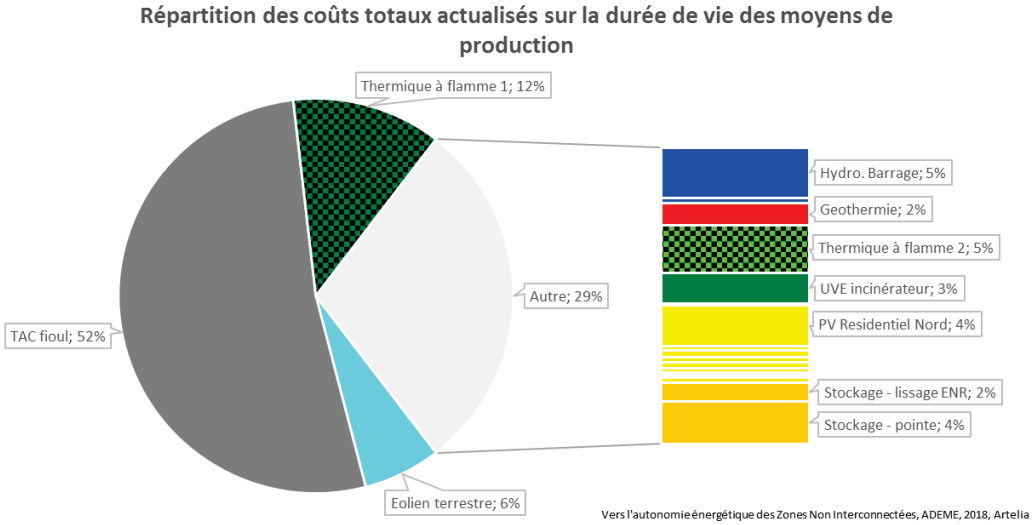


Figure 77 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario « Tendanciel »

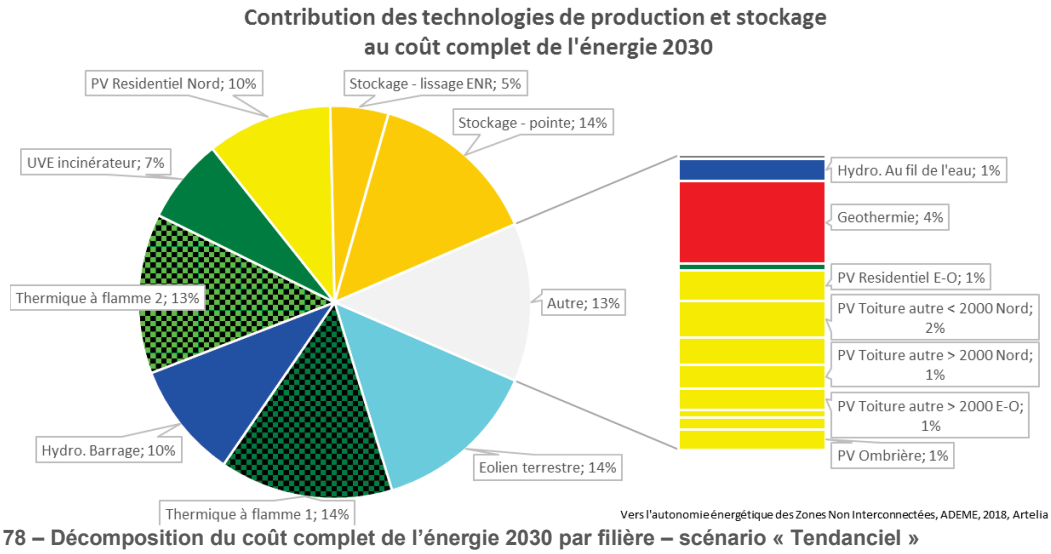


Figure 78 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2030 par filière – scénario « Tendanciel »

10.2.2. Scénario « Avantage thermique »

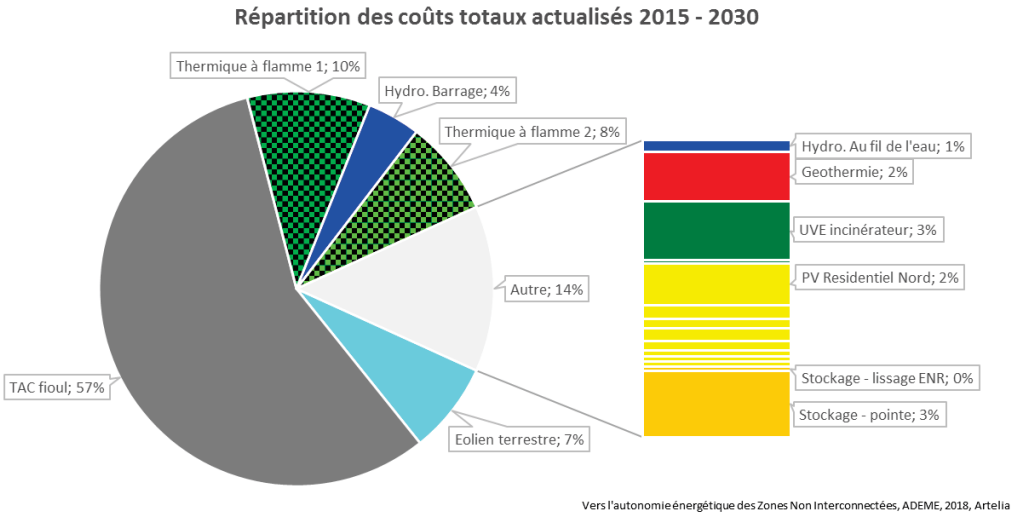


Figure 79 – Décomposition des coûts totaux 2015 – 2030 par filière – scénario « Avantage thermique »

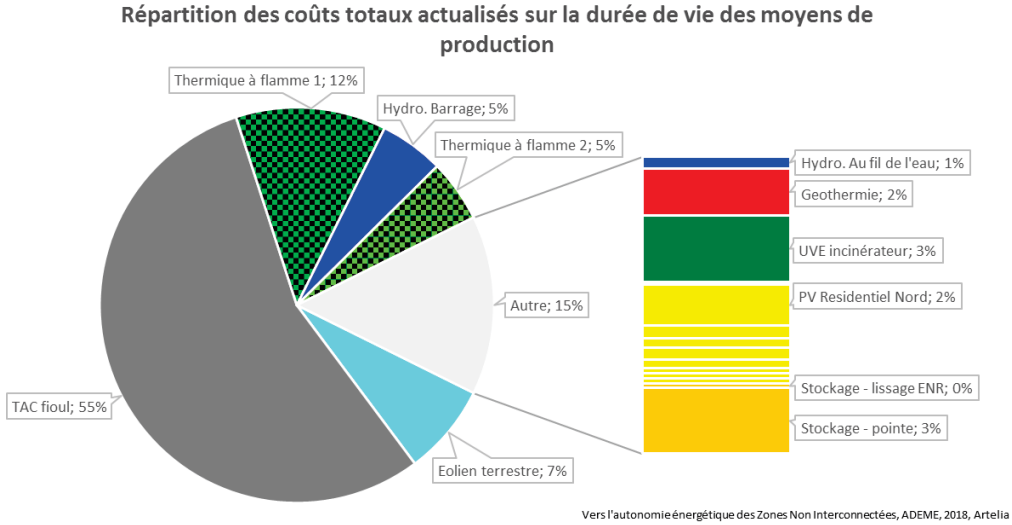


Figure 80 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario « Avantage thermique »

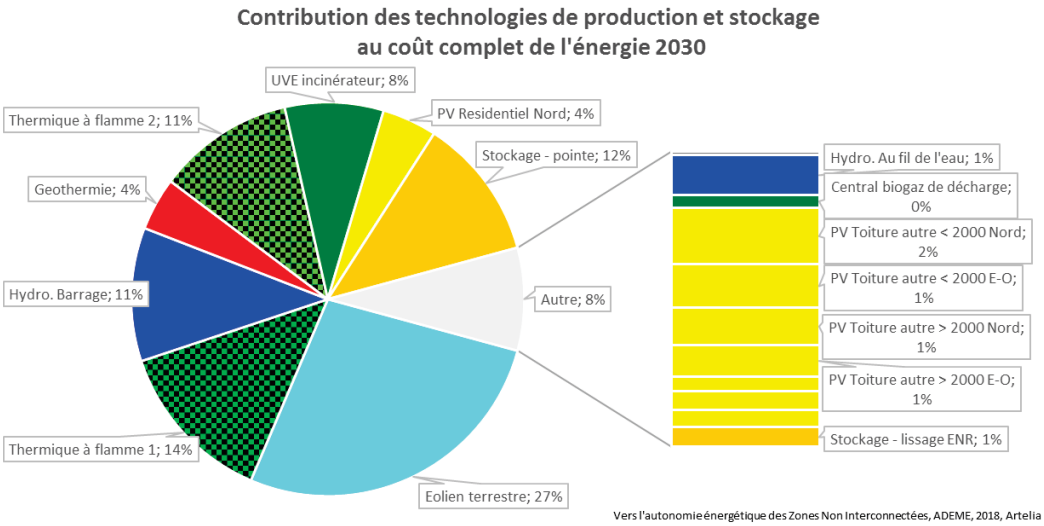


Figure 81 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2030 par filière – scénario « Avantage thermique »

10.2.3. Scénario « Avantage technologique »

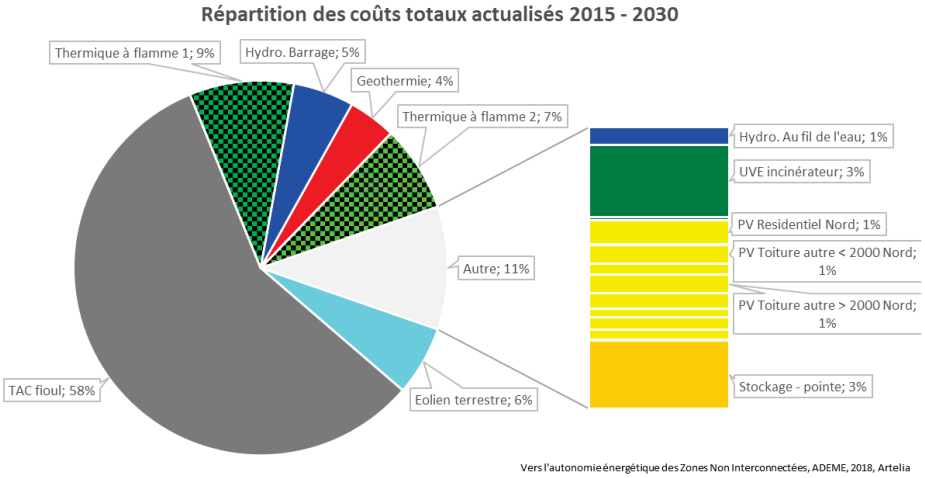


Figure 82 – Décomposition des coûts totaux 2015 – 2030 par filière – scénario « Avantage technologique »

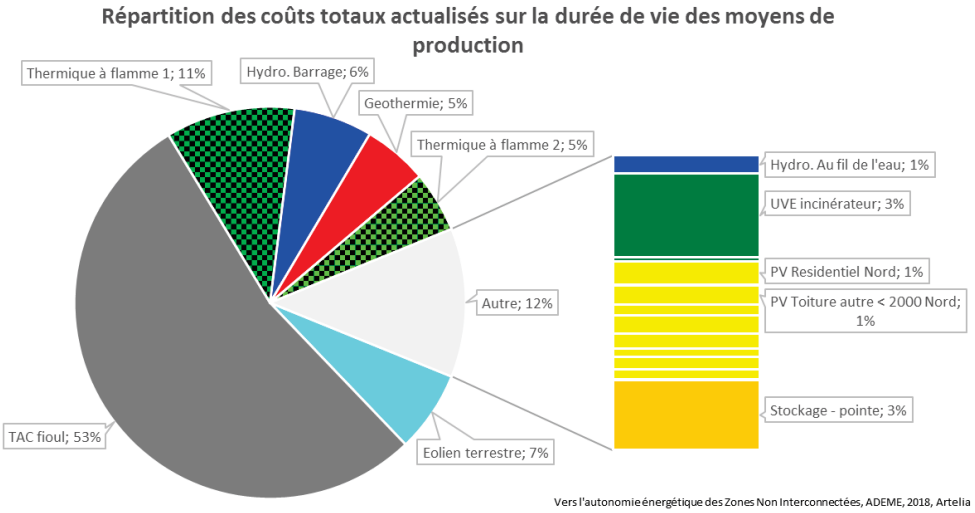


Figure 83 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario « Avantage technologique »

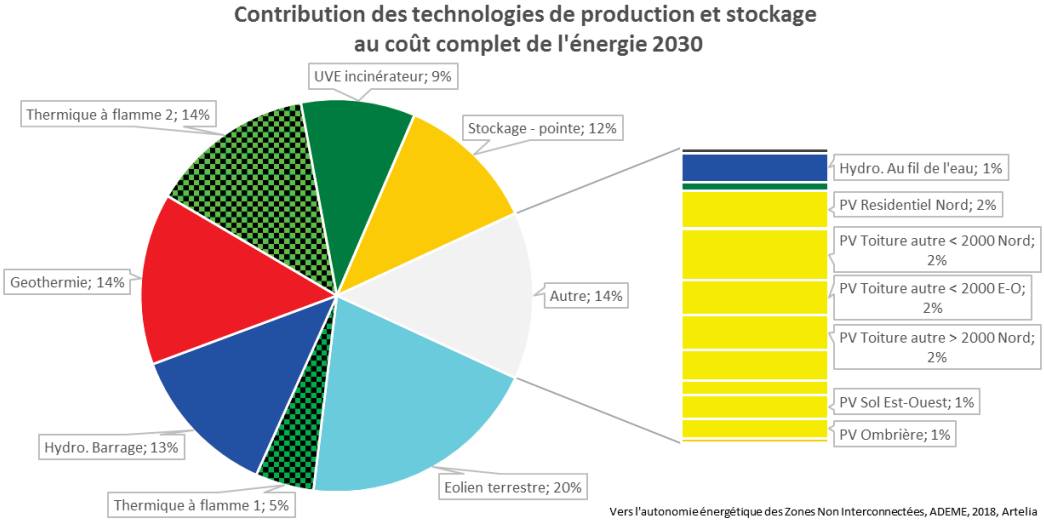


Figure 84 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2030 par filière – scénario « Avantage technologique »

10.2.4. Scénario « Tous feux verts »

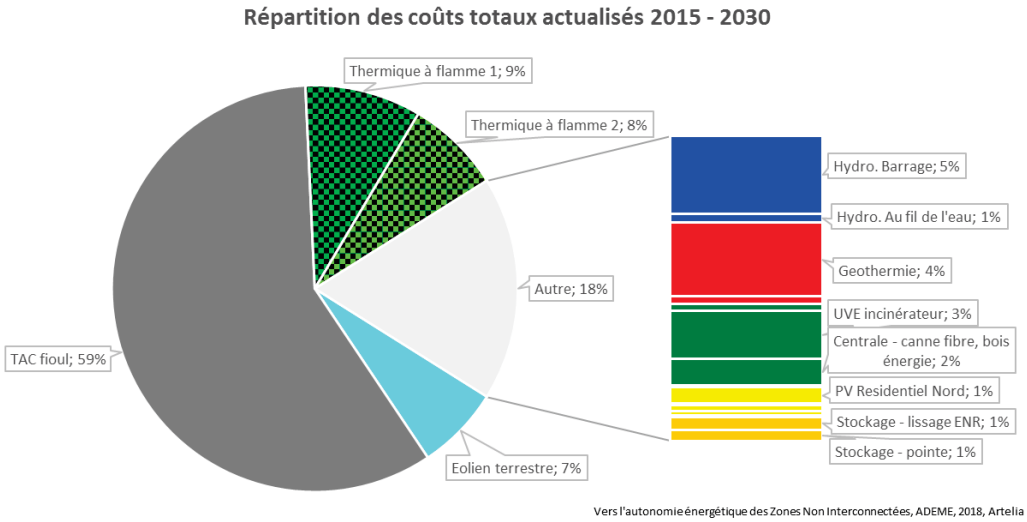


Figure 85 – Décomposition des coûts totaux 2015 – 2030 par filière – scénario « Tous feux verts »

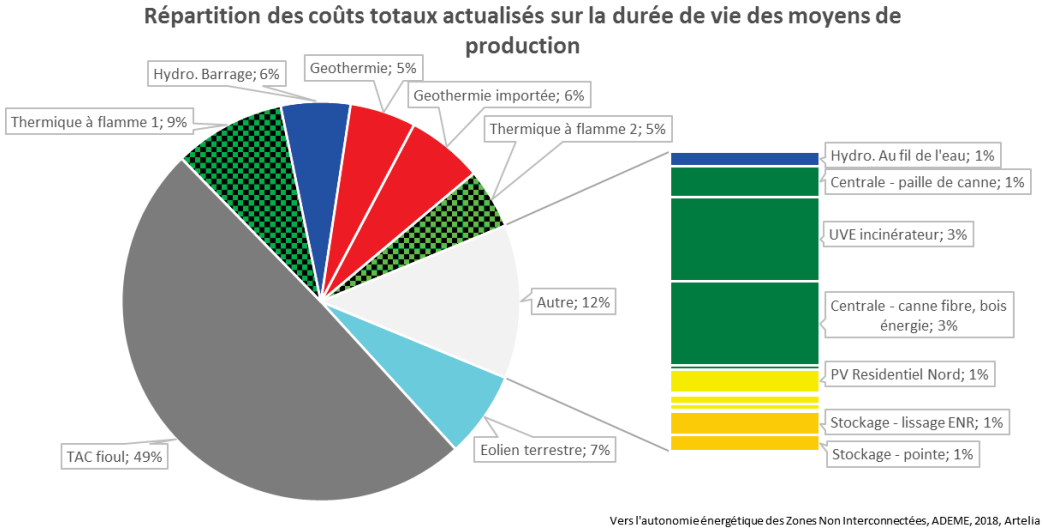


Figure 86 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario « Tous feux verts »

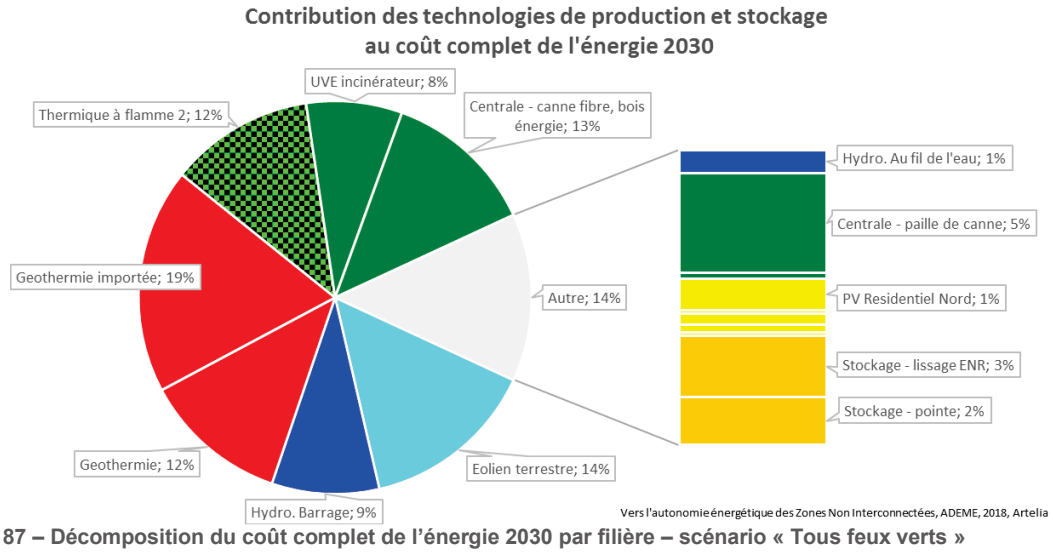


Figure 87 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2030 par filière – scénario « Tous feux verts »

10.2.5. Scénario « Autonomie énergétique »

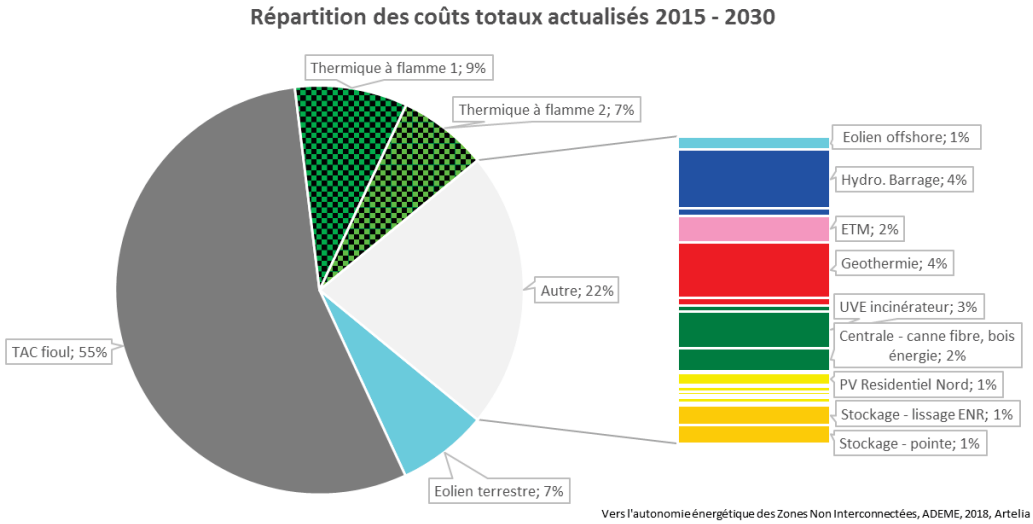


Figure 88 – Décomposition des coûts totaux 2015 – 2030 par filière – scénario « Autonomie énergétique »

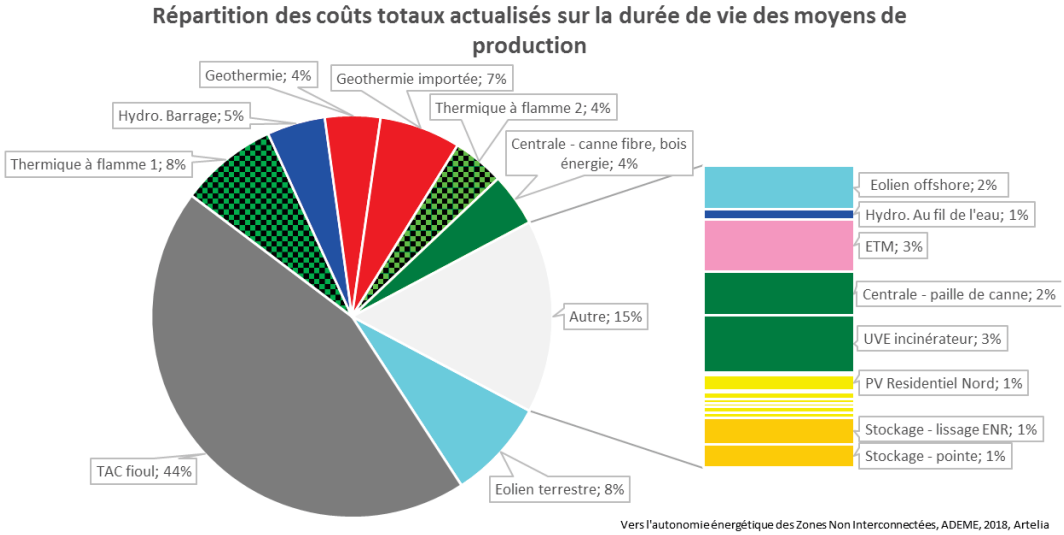


Figure 89 – Décomposition des coûts totaux sur la durée de vie des équipements par filière – scénario « Autonomie énergétique »

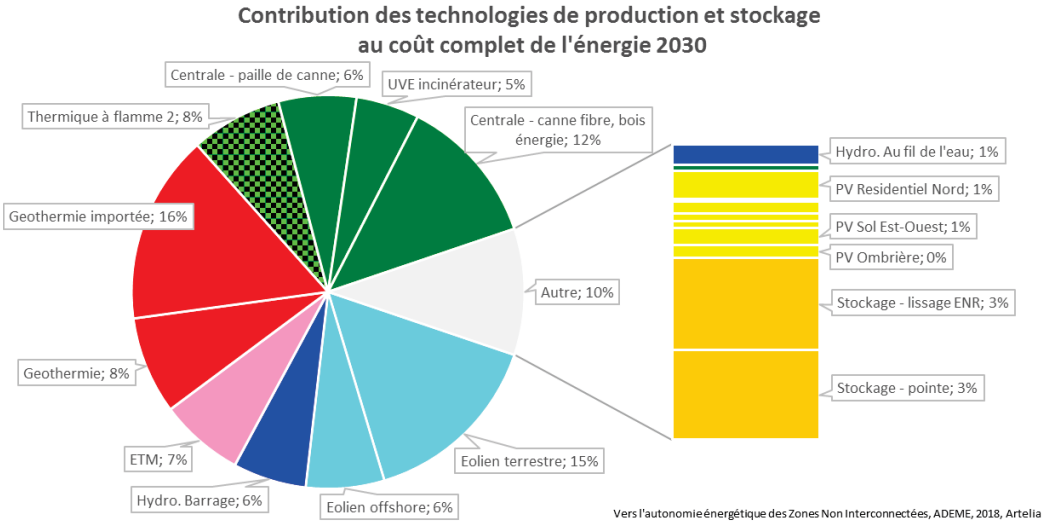


Figure 90 – Décomposition du coût complet de l'énergie 2030 par filière – scénario « Autonomie énergétique »

10.2.6. Bilan des indicateurs économiques

D'une manière générale, le poste le plus important sur la période 2015 – 2030 concerne la TAC fioul, suivies des centrales thermiques à flamme, et ce y compris dans les scénarios pour lesquels les importations sont exclues à 2030.

Sur la durée de vie des équipements, la structure de coût reste similaire. Notons toutefois un poids plus important de la géothermie – en particulier importée – de la canne fibre, paille de canne, et dans une moindre mesure des barrages, dans la structure de coût sur la durée de vie des moyens de production.

En 2030, parmi les centrales fossiles présente en 2015, seules les centrales thermiques à flamme sont encore en fonctionnement quel que soit le scénario.

La part du photovoltaïque dans le mix restant limité dans les scénarios sans import, les deux filières de stockage d'énergie ne représentent qu'une part faible de la structure des coûts de l'énergie à 2030, tandis que celle-ci augmente sensiblement dans les autres scénarios : de 5 % « Tous feux verts » à 20 % « Tendanciel ».
Notons que le poids du stockage pour lissage des ENR est équivalent à celui pour couvrir les aléas et la pointe.

Dans le scénario « Tous Feux Verts », les filières pesant le plus sur le coût complet de production à 2030 sont les filières géothermie et biomasse/déchet, respectivement à 30 % et 40 %.

Dans le scénario « Autonomie » la part de ces filières baisse légèrement face à l'augmentation des filières offshore : éolien offshore et ETM représentant 13 % du coût complet de production à 2030.

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 22 – 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 23 – Comparaison de l'énergie produite dans le mix et du cout associé sur l'année 2030

Le détail des contributions des technologies au mix électrique et LCOE associés par filière de production est donné en annexe.

10.3. Comparaison des scénarios

10.3.1. Besoins en investissements selon les scénarios

Les différences avec le scénario tendanciel des scénarios « Avantage thermique » et « Avantage technologique » portent essentiellement sur des évolutions différentes des contextes dans lesquels se situent les scénarios, en particulier le coût de l'énergie pour le scénario « Avantage Thermique », et le niveau de la demande électrique pour le scénario « Avantage Technologique ». De ce fait, ils permettent de réduire le besoin en investissement (non actualisés dans ce paragraphe) par rapport au scénario tendanciel de respectivement -22 % et -11 % sur la période 2015 – 2030.
En revanche, le scénario nécessitant le minimum d'investissement est le scénario contraint « Tous feux verts » avec un besoin en investissement réduit de -28 % par rapport au scénario tendanciel sur la période 2015 – 2030.
Enfin, l'autonomie énergétique nécessite un niveau d'investissement équivalent à celui du scénario « Tendanciel » sur la période 2015 - 2030.

Notons 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.

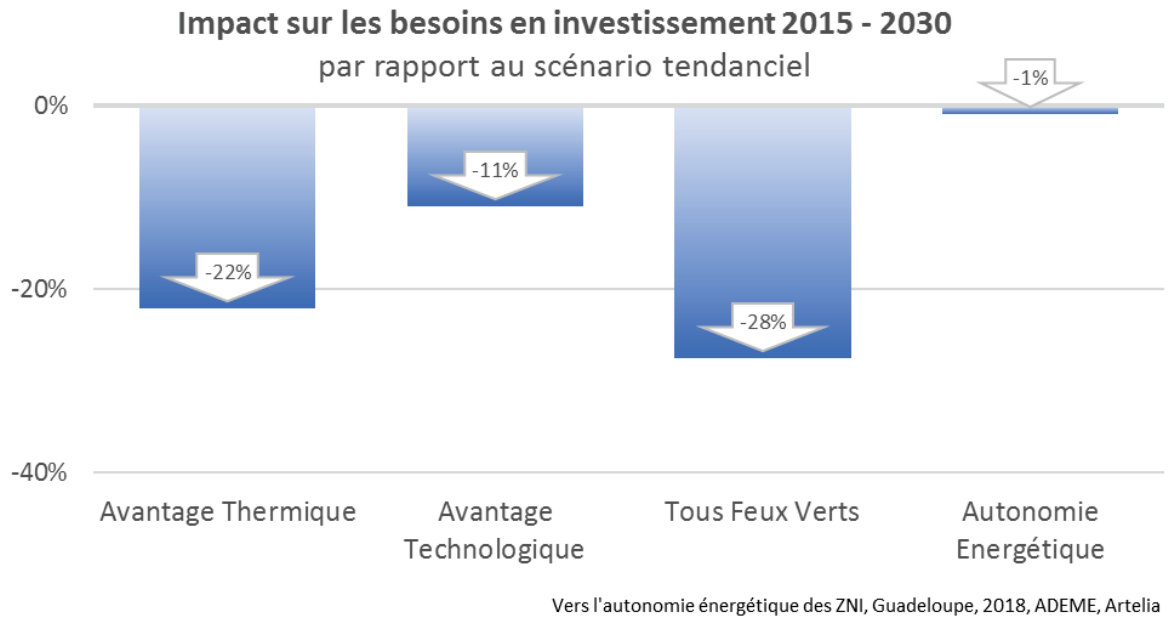


Figure 91 – Impact sur les besoins en investissement brut 2015 - 2030

10.3.2. Coût totaux actualisés sur la période 2015 – 2030

A l'exception de l'autonomie énergétique tous les scénarios présentent un coût global inférieur à celui du scénario « Tendanciel ». Comme pour les investissements, la plus forte réduction (-8,4 %) s'obtient aussi pour le scénario « Tous feux verts ».

On notera que le scénario « Autonomie énergétique » présente un coût total sur la période 2015 – 2030 équivalent à celui du scénario tendanciel.

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.

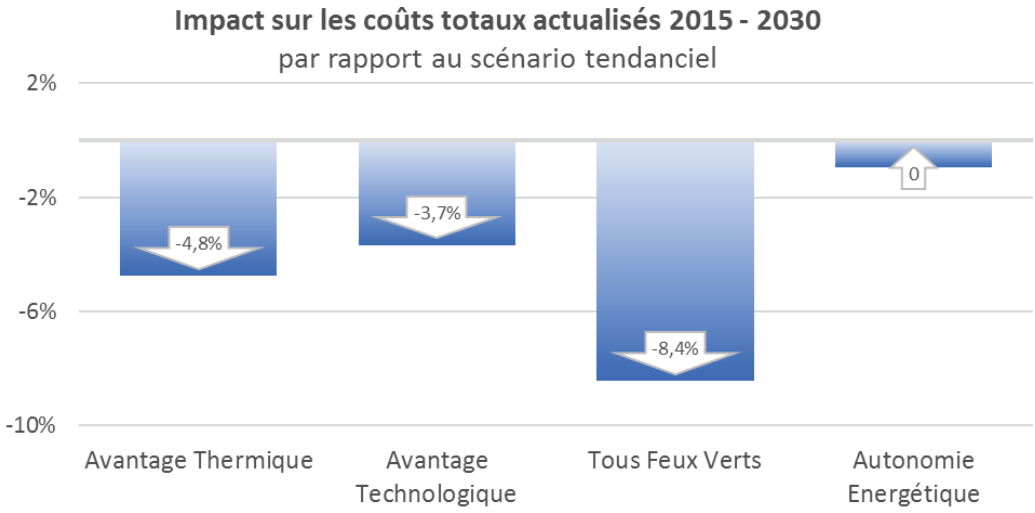


Figure 92 – Impact sur les coûts totaux actualisés 2015 - 2030

10.3.3. Coût complet moyen de production

a. Validation sur l'année 2015

Cet indicateur intègre les charges variables, fixes, l'amortissement, et la rémunération du capital. Calculé par le modèle, hors Impôts, Taxes et Marges, il s'élève à **173 €/MWh** (Hors ITM) pour l'année de référence 2015.

Afin de valider les sorties du modèle nous nous sommes attaché à croiser cette valeur avec les données économiques disponibles, à savoir : Bilan de CSPE constatée pour l'année 2015, bilan électrique SEI 2016, rapport des comptes de résultats 2016 du groupe ALBIOMA.

Le rapport du groupe ALBIOMA fait état pour le premier semestre 2016, d'une marge brute avant impôts et taxes de 50 M€ pour un chiffre d'affaire de 164 M€. Soit un taux de 30,5% du chiffre d'affaire.

Par ailleurs, le bilan électrique SEI mentionne une production totale 2016 de 2115 GWh en augmentation de 2% par rapport à 2015. Soit une production 2015 de 2 073 GWh. Pour cette même année, le bilan CSPE présente des coûts d'achat d'énergie pour un montant de 415 M€ auxquels doivent être ajoutés les coûts internes EDF-SEI (130,9 M€) diminués des coûts de commercialisation et des frais de structure pour un montant de 23 M€.

Ces éléments permettent de calculer un coût moyen de production hors impôts, taxes et marges de : 1000*(1-0,305)*(415 + 130,9 – 23) / 2 073 = 175 €/MWh (Hors ITM) soit un écart de + 1% par rapport au modèle.

b. Coûts complets de production de 2015 à 2030

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

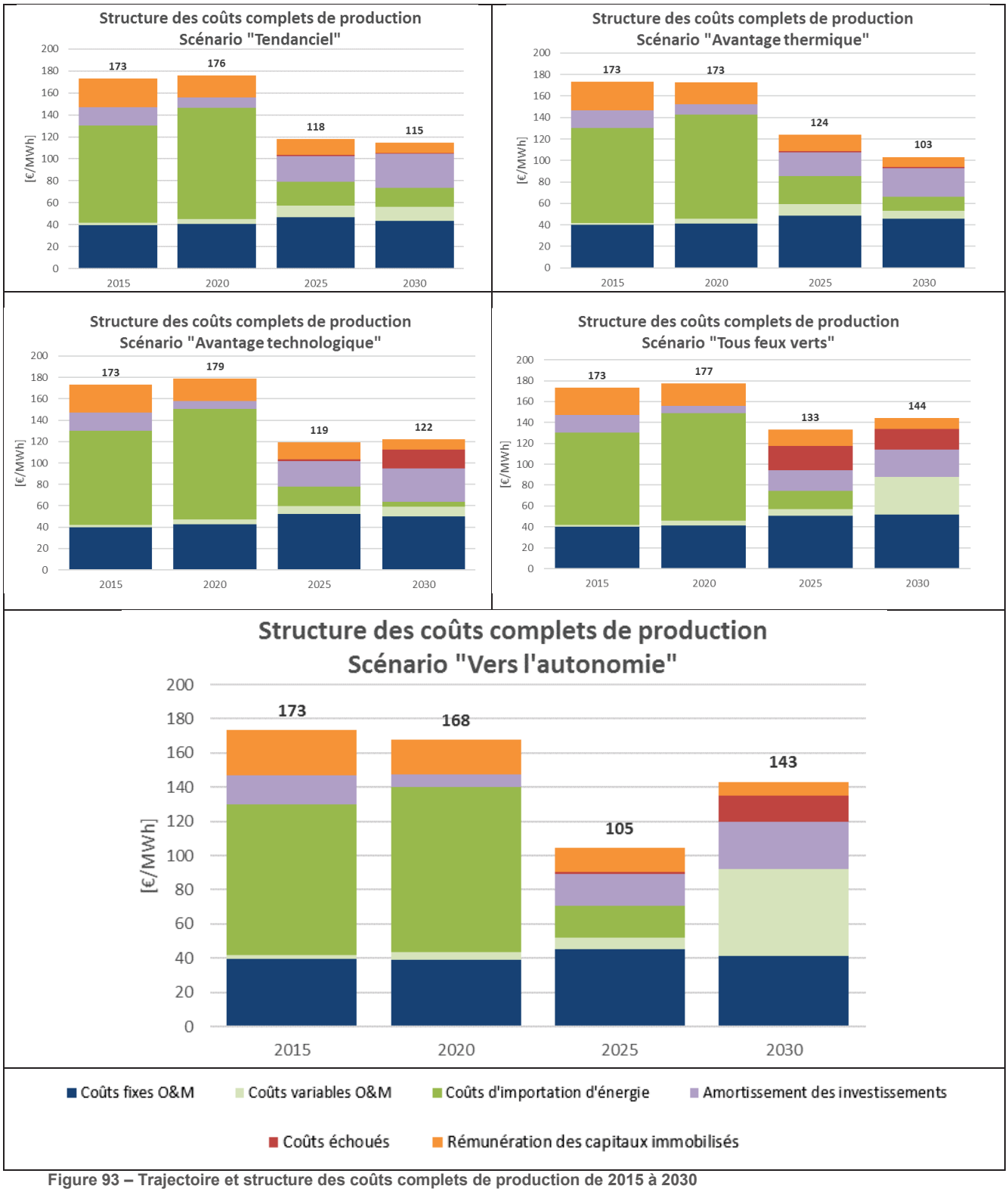


Figure 93 – Trajectoire et structure des coûts complets de production de 2015 à 2030

Nous observons les points suivants :

- Le coût complet annuel de production a tendance à décroitre 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.
- La conversion du parc dans le cadre des scénarios 100% ENR fait bien apparaître le caractère capitalistique des filières ENR avec un amortissement du capital en augmentation de façon significative en 2030.

10.3.4. Coûts marginaux de l'électricité

Bien que les scénarios « Avantage thermique » et « Avantage technologique » permettent de réduire le coût marginal maximum en 2030 respectivement de -16% et -25%, les scénarios « Tous feux verts » et « Autonomie énergétique » nécessitent la mise en œuvre de technologie pour la couverture de la pointe dont la part variable est respectivement de +308% et +884% supérieure au « Tendanciel ». Ceci est une conséquence directe des contraintes portées par ces scénarios.

Bien qu'en moyenne le coût global de production baisse, il est ponctuellement nécessaire d'avoir recours à des technologies dont les coûts variables sont très élevés pour assurer l'équilibre offre-demande, leurs faibles contributions au mix compensant ces coûts élevés. Ces moyens de production sont nécessaires pour garantir l'équilibre offre-demande à tout instant même si elles ne sont que rarement appelées. En ce sens, ces coûts marginaux maximum sont équivalents à des primes capacitaires.

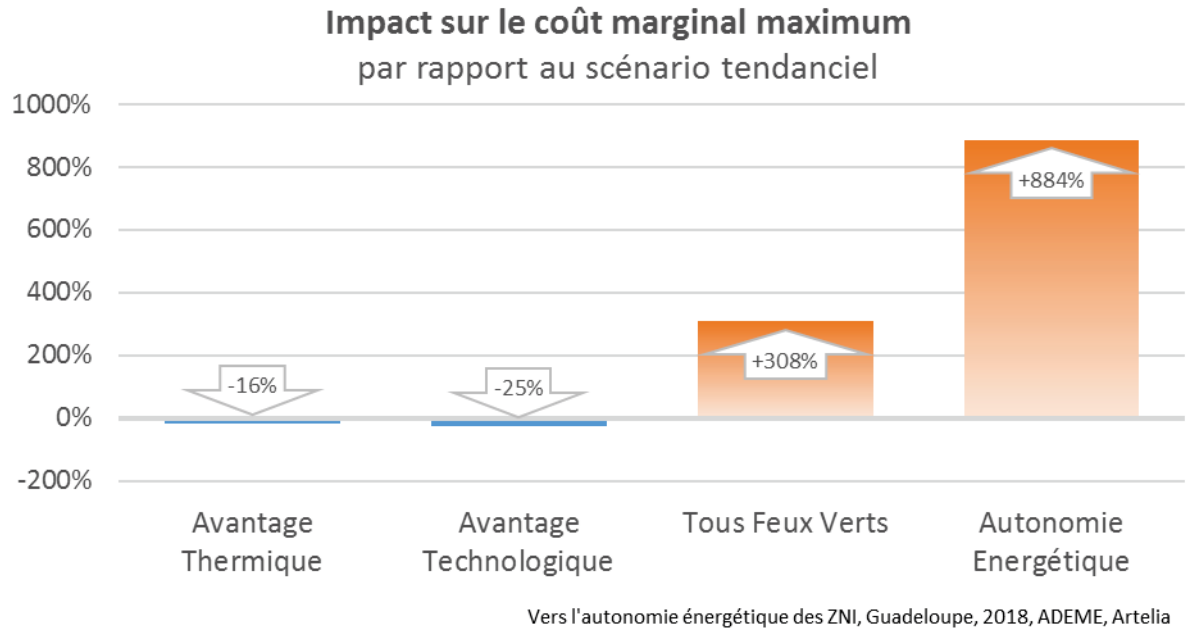


Figure 94 – Impact sur le coût marginal maximum 2030

L'évolution des coûts marginaux moyens est représentée ci-après pour les 5 scénarios. Il est intéressant d'observer une hausse sensible dans le temps jusqu'à 2025 de ce coût marginal pour l'ensemble des scénarios, avec toutefois :

- la plus faible hausse sur cette période concerne le scénario « Tous feux verts »,
- une baisse importante entre 2025 et 2030 pour les deux scénarios non contraints « Avantage Technologique » et « Avantage Thermique » alors qu'il reste constant pour le scénario « Tendanciel »,

- la contrainte 100% ENR local impose une mutation importante de la structure du parc de production, se traduisant par une forte hausse du coût marginal entre 2025 et 2030 pour les scénarios « Tous feux verts » et « Vers l'autonomie »,

Notons aussi que la réduction de la demande électrique, et l'augmentation de la capacité de pilotage de la demande, ont un effet direct significatif sur le coût marginal, comme cela peut être observé en comparant les positionnements des trois scénarios « Tendanciel », « Avantage Thermique » et « Avantage Technologique » à 2030.

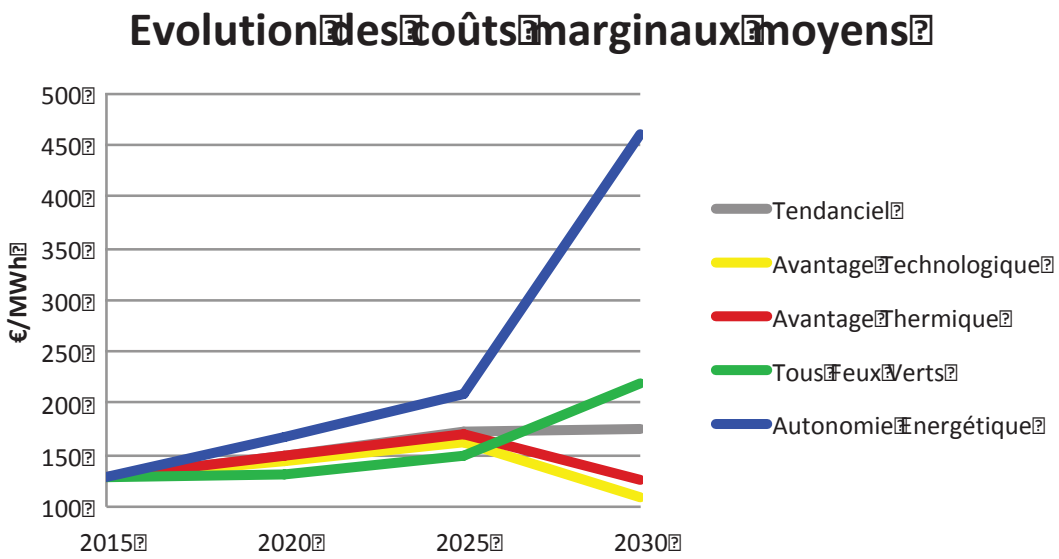


Figure 95 – Evolution des coûts marginaux moyens d'électricité 2015 - 2030 selon les scénarios

Ci-dessous, nous reportons les coûts marginaux maximum, moyen et minimum, en 2030 pour les cinq scénarios.

Scénario	Max	Moyen	Min
Tendanciel	328	176	0
Avantage Thermique	275	126	0
Avantage Technologique	246	109	0
Tous Feux Verts	1336	220	0
Vers l'Autonomie Energétique	3226	459	0

Tableau 96 – Variabilité des coûts marginaux d'électricité à 2030 selon les scénarios

On note une plus forte variabilité des coûts marginaux pour les scénarios 100% ENR avec un coût maximum multiplié par un facteur 7 dans le scénario « Vers l'Autonomie Energétique ». Ce coût marginal élevé est observé au second trimestre en journée week-end lorsque la demande est plus élevée en fin d'après-midi. A ce moment, le système se trouve dans une situation tendue. Pour une unité de demande supplémentaire, le système serait contraint à de nouveaux investissements, dans les batteries par exemple. Les coûts marginaux nuls sont observés dans l'après-midi avec une très forte injection de solaire sur le réseau.

Notons enfin que les coûts marginaux, à une heure donnée, sont toujours identiques pour tous les postes sources. Cela s'explique par une capacité de transit suffisante du système électrique qui permet l'utilisation de la technologie de coût marginal quel que soit la localisation de la demande.

10.3.5. Levelized Cost of Energy (LCOE)

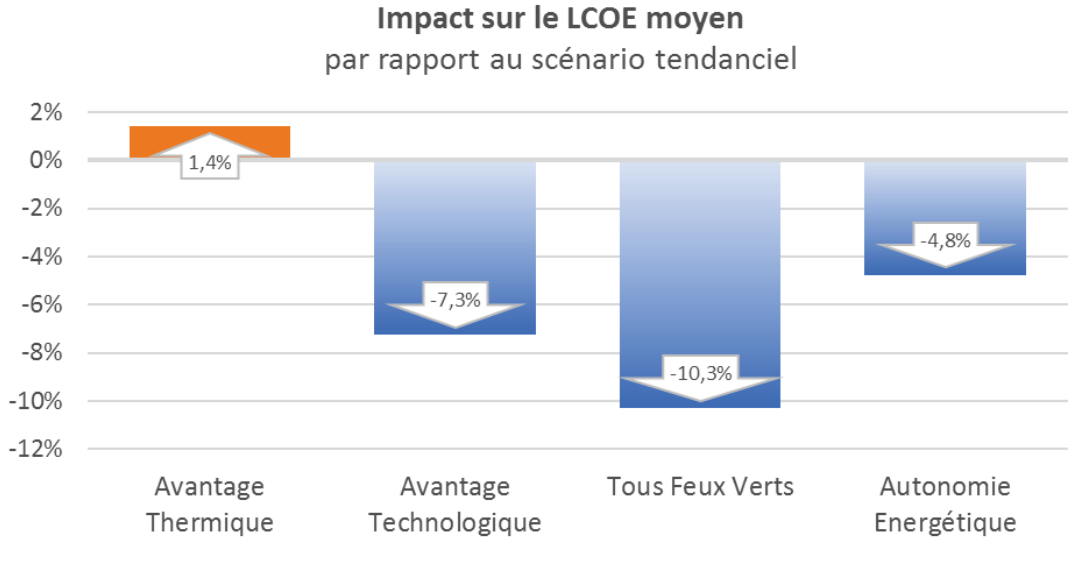
Une comparaison des LCOE calculés sur la seule période 2015 – 2030 présenterait deux biais :

- 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.

Nous calculons donc ici cet indicateur sur la durée de vie des équipements d'avoir une comparaison plus fiable de l'intérêt relatif des différents scénarios sur le long terme.

Si le scénario « Avantage thermique » implique une légère hausse du LCOE moyen par rapport au scénario « Tendanciel », les trois autres scénarios permettent l'atteinte d'un LCOE moyen inférieur, en particulier pour le scénario « Tous feux verts » réduit de – 10,3%.

Hors importation, une corrélation entre le LCOE et le taux d'ENR locale peut être observée – bien que moins marquée pour la Guadeloupe que pour certaines autres ZNI –, traduisant le fait qu'une part importante des potentiels ENR peut être valorisée à un coût inférieur au coût de production actuel de l'énergie, et ce, avec un service équivalent.



Vers l'autonomie énergétique des ZNI, Guadeloupe, 2018, ADEME, Artelia

Figure 97 – Impact sur le LCOE moyen

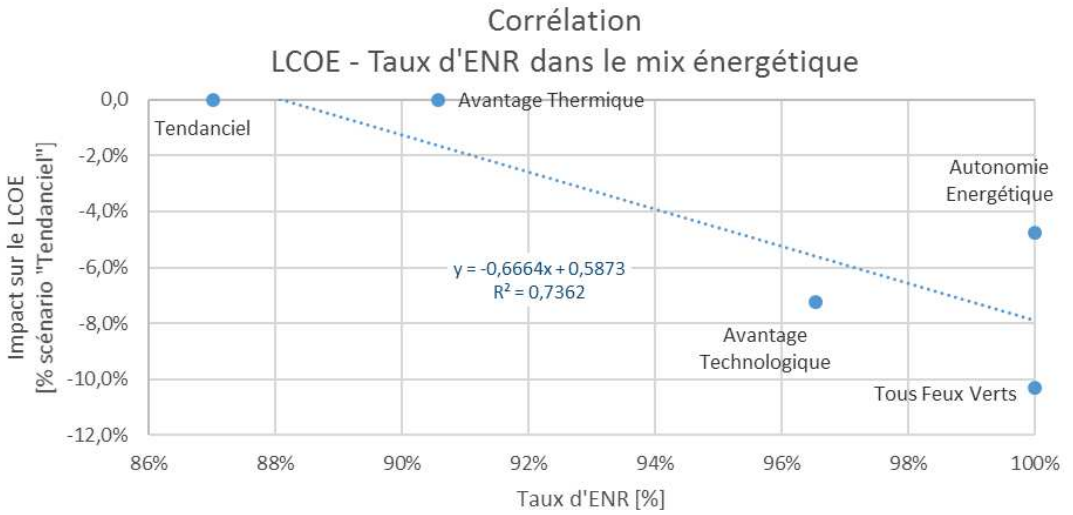
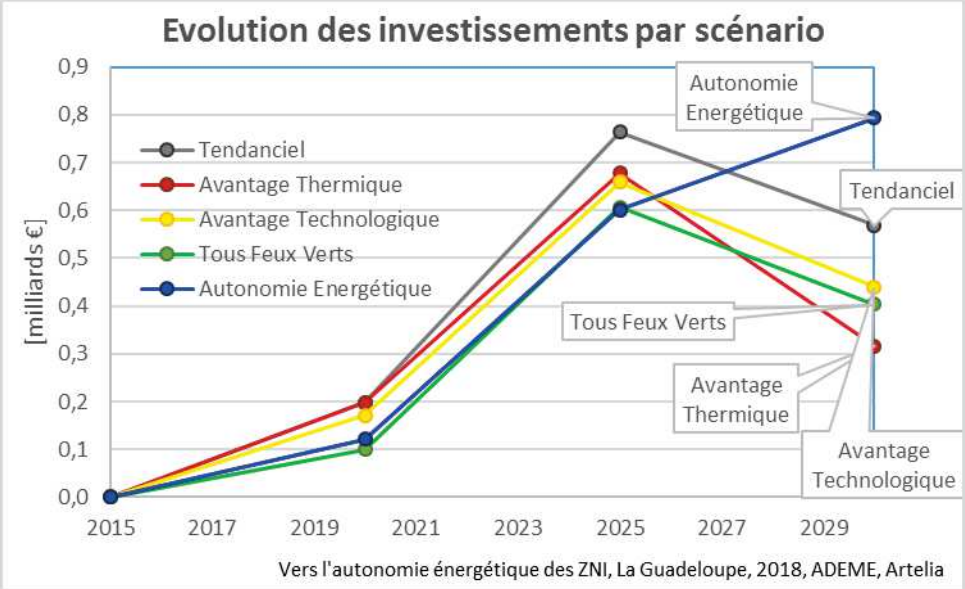


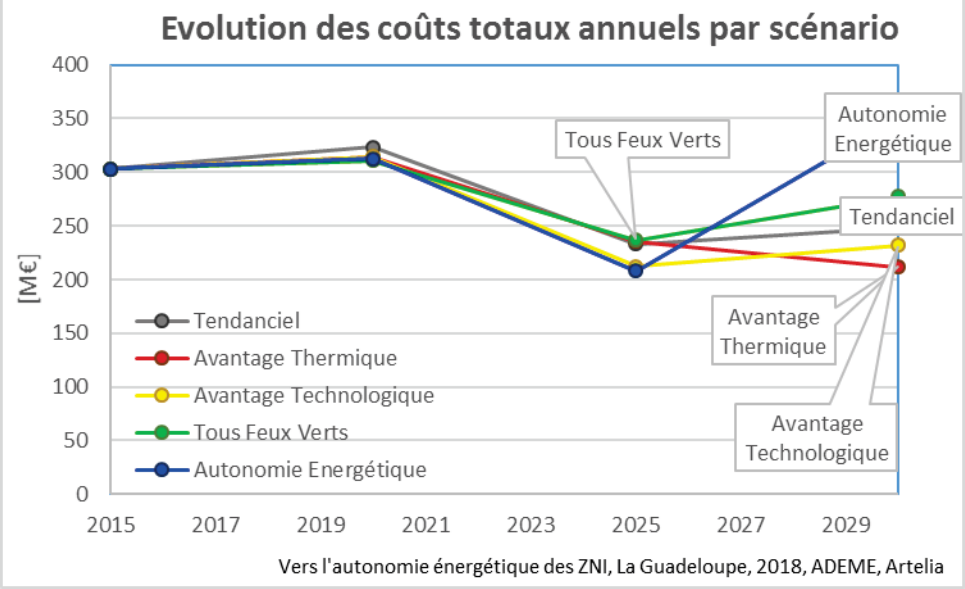
Figure 98 – Corrélation entre le taux d'ENR locale et le LCOE du système électrique

10.4. Synthèse

Les trajectoires des indicateurs économiques selon les scénarios sur la période 2015 – 2030 sont données par les figures ci-dessous.

Si les niveaux d'investissement sont assez similaires sur la période 2015 – 2025 entre les différents scénarios, ils varient de façon significative à l'horizon 2030. Si le scénario contraint « Vers l'autonomie énergétique » correspond au niveau d'investissement le plus élevé en 2030, ce n'est pas le cas sur les pas de temps précédents. L'autre scénario contraint, « Tous deux verts », nécessite un niveau d'investissement parmi les plus faibles.
Les coûts totaux annuels sont assez proches pour l'ensemble des scénarios. Les écarts constatés résultent des différents niveaux de la demande.





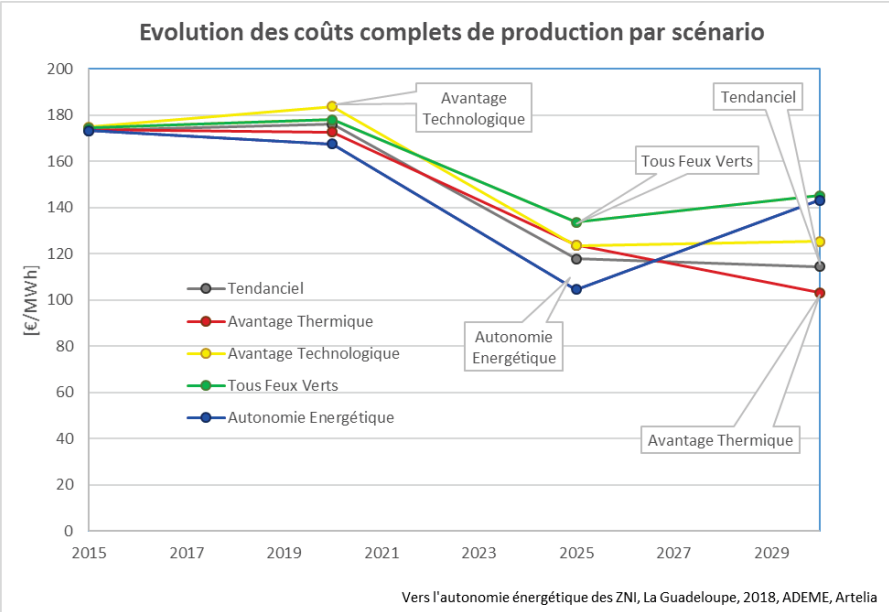


Figure 99 – Trajectoire des indicateurs économiques sur la période 2015 - 2030

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.
Le scénario « Tous feux verts » fait quant à lui appel à un mix limitant fortement le recours au photovoltaïque et dispose d'une flexibilité suffisante de la demande pour fortement limiter les besoins en stockage par rapport aux autres scénarios.
L'impact sur les besoins en stockage de l'augmentation de la demande du scénario « Vers l'autonomie » est aussi limité par la flexibilité de la demande de ce scénario.
Le scénario nécessitant les investissements les plus élevés en stockage s'avère alors être le scénario « Tendanciel » dont le recours au photovoltaïque est important alors que la flexibilité de la demande est faible.

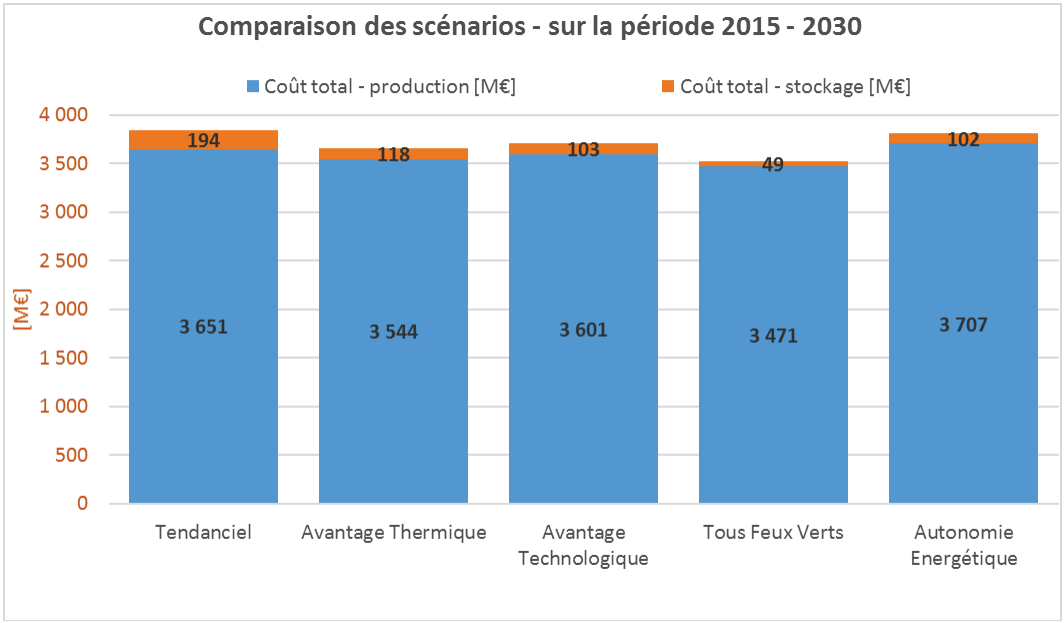


Figure 100 – Structure des coûts totaux par grand poste pour chaque scénario sur la période 2015 - 2030

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

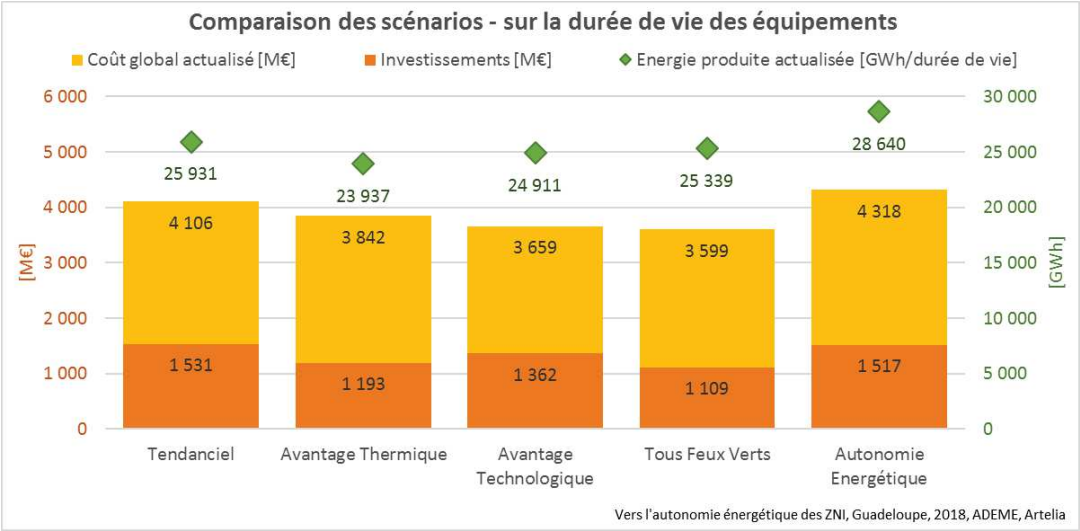


Figure 101 – Synthèse de la comparaison des coûts des scénarios sur la période 2015 - 2030

Bien que le coût marginal maximum augmente significativement sur les scénarios contraints à un taux de 100% ENR, le LCOE (coût moyen global de production d'énergie) est parmi les plus faible des scénarios étudiés : d'un niveau actuel à 186 €/MWh, il est réduit à 159 €/MWh avec le scénario « Tendanciel », et jusqu'à 145 €/MWh avec le scénario « Tous feux verts ».
Ceci montre que dans une optique de couverture de la demande électrique par des ENR :

- Il est nécessaire de réaliser des investissements dans des systèmes couteux et peu utilisés pour garantir la stabilité du système électrique.
- Un choix judicieux de ces systèmes peut limiter l'impact de ces surcouts sur le coût global de l'énergie
- Un tel mix a tendance à réduire sensiblement le coût de l'énergie par rapport au mix carboné actuel pour un même service rendu.

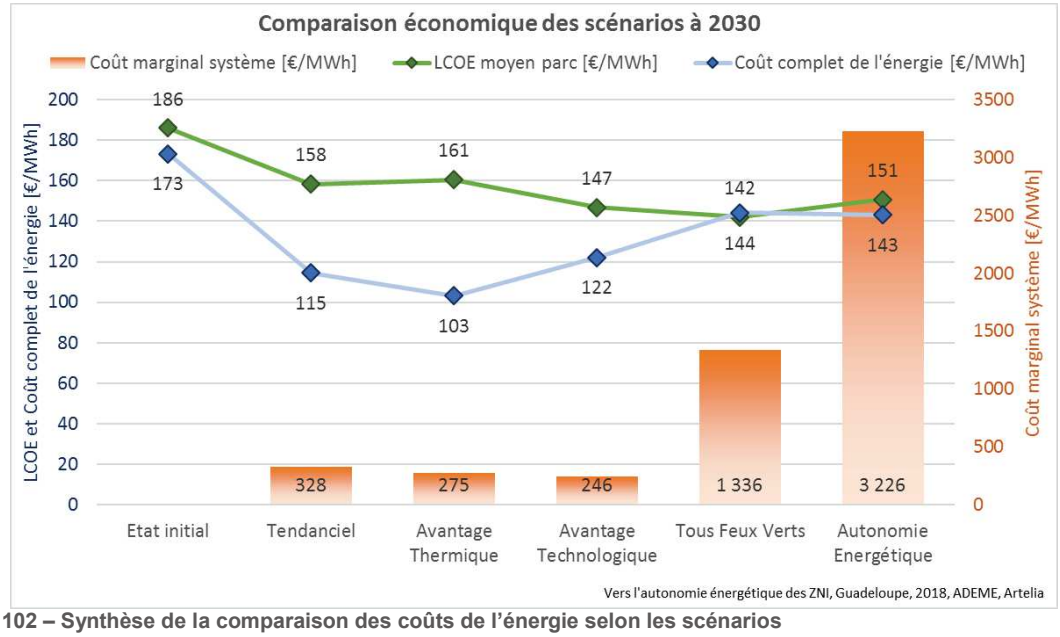


Figure 102 – Synthèse de la comparaison des coûts de l'énergie selon les scénarios

11. Rentabilité des installations et analyse qualitative de la mutation des règles d'exploitation du SE

Les règles de dispatch s'appuient aujourd'hui sur une approche de moindre coût avec maintien d'une capacité de réserve disponible à tout instant. Ceci signifie que la capacité installée est supérieure à la demande de pointe. Il en sera de même et de façon plus marquée dans un mix 100% ENR avec une part significative de ressource variable.

L'approche de moindre coût consiste à lancer en premier les équipements de production dont les coûts variables – part des coûts dépendants de l'énergie produite – sont les plus faibles, et inversement arrêter en premier ceux dont les coûts variables sont les plus élevés.

En ce qui concerne les capacités de réserve, celles-ci ne fonctionnant que sur une durée très réduite, elles sont constituées de systèmes dont le capital immobilisé est faible au regard des coûts globaux sur leur durée de vie. En d'autres termes, les coûts d'investissement et les charges fixes sont suffisamment faibles pour que ces installations puissent ne pas fonctionner la plupart du temps. En revanche, les charges variables sont élevées, ce qui justifie de ne les utiliser qu'en période de pointe.

La plupart des technologies exploitant les ressources ENR ont un bilan financier très différent, à savoir un capital immobilisé très élevé et des charges variables très faibles voire nulles.
Les moyens choisis pour constituer la réserve sont donc déterminés par un autre paramètre : la disponibilité de la ressource, c'est-à-dire la nature stockable de la source d'énergie. Ainsi l'hydroélectricité de type barrage, les centrales biomasse/déchet et les batteries peuvent techniquement contribuer à la réserve. Notons ici que la batterie seule n'est pas suffisante, elle doit être combinée à un moyen de production pour être chargée.

L'équilibre offre-demande est assuré par quatre solutions dont l'articulation doit être anticipée :

- Pilotage de la demande
- Capacités de réserves autres que les batteries
- Batteries présentes au niveau des postes sources
- Batteries présentes au niveau des centrales photovoltaïques et éoliennes

Le pilotage de la demande est principalement effectué par un signal tarifaire. A terme, le déploiement d'infrastructure « smart grids » apparaît donc nécessaire pour un pilotage plus fin du système, en particulier pour les bornes de recharges de véhicules électriques. Dans le cadre d'un pilotage fin, le plan d'exploitation du réseau pour chaque jour pourrait profiter d'une optimisation des périodes d'activation de ces réserves.

D'un point de vue énergétique, du fait des rendements de conversion, il est préférable d'avoir une production directe d'énergie en évitant le recours aux batteries comme intermédiaire. Par conséquent, il pourrait être souhaitable d'avoir recours en premier lieux aux capacités de réserve autres que les batteries en cas de sous-production. Notons toutefois deux limites à ceci : d'une part, certaines ressources (biomasse en particulier) peuvent être bien plus couteuses à utiliser que les batteries, d'autre part, en l'absence d'importation, la saisonnalité de la bagasse implique d'anticiper la constitution de stock hors période sucrière à base de plantations spécifiques ou d'hydraulique. Les règles d'exploitation doivent donc anticiper ce besoin et éventuellement rémunérer la valeur économique d'un stockage saisonnier, car les modes d'exploitation de ces installations seraient modifiés dans un sens dégradant leur rentabilité : réduction du nombre d'heures de fonctionnement tout en maintenant la puissance disponible.
Les batteries présentes au niveau des postes sources sont gérées dans une logique de maintien de l'équilibre offre-demande, de capacité de réserve, et de fourniture de service système (régulation tension-fréquence). A ce titre, bien que leur exploitation puisse être assurée par un tiers, il apparaît logique que le gestionnaire du réseau en ait le contrôle.

Les batteries présentes au niveau des centrales photovoltaïques et éoliennes ne sont pas destinées à assurer directement l'équilibre offre-demande mais permettent de « garantir » la fourniture. Toutefois le lissage de la production variable vise bien à rendre l'atteinte de cet équilibre plus facile : elles y contribuent donc de façon indirecte. Ces parcs de batteries sont gérés par les exploitants des centrales avec une logique qui vise à maximiser leur revenu. A ce titre, elles pourraient être rémunérées pour la fourniture de service locaux tels que le soutien en tension.

En pratique, il peut arriver que le système électrique soit en surcapacité de production avec l'ensemble du parc de batterie chargé. Plus la part des ENR variables sera importante, plus chaque nouvelle installation augmentera ce risque de surproduction et induira donc une augmentation de la part annuelle de production non rémunérée ou à stocker.

A court et moyen termes, les nouveaux moyens de production seront exploités dans un but principal de production d'énergie, tandis que proche d'un mix 100% ENR, les nouveaux moyens de production seront plus souvent exploités dans un but de mise à disposition de capacité de puissance.

Comme indiqué précédemment, les coûts d'investissement de ces systèmes sont élevés. La rémunération de ces équipements devra donc malgré tout être similaire à celle de ceux injectant effectivement l'énergie produite sur le réseau pour rendre ces installations économiquement viables, car l'économie sur les charges est très faible contrairement aux moyens de réserve actuels.

Deux questions sont alors à traiter :

- Comment inciter à investir dans de nouvelles capacités de production dans ces conditions sans créer des situations d'opportunité et de dérive possible ?
- Quelles règles pour arbitrer le choix des installations dont la production n'est pas rémunérée parmi celles dont les charges variables sont faibles ?

En cas de surproduction, une fois que les moyens de production dont les charges variables sont élevées sont coupés, la règle du moindre coût ne s'applique plus pour le parc photovoltaïque et éolien, leurs charges variables étant quasi-nulle.

D'autre part, il ne serait pas raisonnable de lisser le besoin en capacité de réserve sur l'ensemble des centrales, car cela aurait un impact défavorable sur le modèle économique des centrales pré-existantes.

Parmi les solutions possibles une proposition proche du système actuel pourrait être la suivante :

1. Maintien du principe d'appel d'offre pour augmenter régulièrement les capacités installées sur le territoire.

2. Chaque appel d'offre fixe :
    - un prix de vente de l'énergie produite (tarif d'achat),
    - une rémunération de mise à disposition de capacité de réserve,
    - un taux annuel plafond de l'énergie produite non achetée qui pourrait être imposé à l'ensemble des projets.

    Ce taux sera donc logiquement en augmentation pour chaque nouvel appel d'offre et anticipera l'impact des projets retenus par l'AO sur les besoins en capacité du réseau.

    Ainsi le modèle économique retenu par l'exploitant pour chaque nouvelle installation tiendra compte de la part de la production annuelle non rémunérée (stockage, bridage voire arrêt de la production), et l'éventuel recours à des batteries pilotées et/ou le bridage de la production pour garantir une réserve et non uniquement pour assurer le lissage de la production.

    Si jugé pertinent, pour les centrales raccordées sur un départ dédié du poste source, cela ouvre aussi la possibilité que le parc de batterie installé au niveau de la centrale soit dimensionné pour couvrir les besoins en stockage de façon plus large que ceux nécessaires par la seule centrale sur laquelle les batteries se trouvent. Les batteries présentent au niveau de la centrale pourraient alors offrir le service direct d'équilibre offre-demande au réseau,

initialement prévu au niveau du poste source. Notons que cela pourrait éventuellement améliorer le rendement énergétique global du système en réduisant les situations de stockage d'énergie pour but de lissage de la production simultanément à un déstockage d'énergie pour but d'équilibre offre-demande.

En cas de surproduction, les installations sont coupées selon l'ordre du dernier arrivant tout en respectant le plafond annuel de coupure, sur un principe de délestage tournant.
La même logique peut être appliquée pour l'ordre de démarrage des installations si le parc de batterie est chargé : les plus anciennes démarrent en premier.

L'articulation de ces équipements implique donc :

- d'anticiper lors des arbitrages sur les nouveaux investissements – critères/exigences des appels d'offre – la part des besoins en capacités de réserve additionnelles à faire porter par les nouveaux moyens de production variables (photovoltaïque, éolien) couplés aux batteries,
- d'optimiser le plan d'exploitation du réseau en tenant compte par ordre décroissant de priorité :
    - ✓ Des besoins en stockage saisonnier.
    - ✓ Des capacités de pilotage de la demande dans le sens délestage.
    - ✓ Des exigences techniques de maintien des capacités de réserve – comme cela est le cas aujourd'hui, mais avec des contraintes techniques différentes pour un mix 100% ENR.
    - ✓ L'anticipation des périodes de surproduction d'énergie variable pour déclencher la recharge des batteries et la réactivation (i.e. satisfaction) des demandes effacées préalablement.
    - ✓ L'activation des technologies de moindres coûts pour satisfaire la demande, la demande pilotée, et les besoins en recharge des batteries.

12. Conclusions

12.1. Un mix électrique 100% ENR à La Guadeloupe est possible en 2030

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 –, avec deux typologies de solutions différentes :
    - le recours à des capacités de stockage couplé à des moyens de production variables de type photovoltaïque – situation caractéristique du scénario « Tendanciel ».
    - le recours à des moyens de production plus stables de type géothermie, biomasse, et éolien surtoilé avec peu de capacité de stockage – situation caractéristique du scénario « Tous feux verts ».
- En cas de conversion en tout électrique du parc de véhicules terrestres légers (VP, VUL ; hors bateaux, avions et poids lourds), les potentiels ENR locaux pourraient être suffisants pour couvrir la demande électrique additionnelle. Néanmoins, bien que la situation soit moins critique que pour d'autres ZNI, une part très élevée de ces potentiels, définis ici comme accessibles seraient alors exploités, pointant ainsi la fragilité d'une telle situation. Un important travail de maitrise de l'énergie notamment sur le secteur des transports sera donc indispensable pour atteindre l'autonomie énergétique du territoire.
- Quel que soit le scénario étudié, le rôle des centrales diesel existantes est fortement réduit, et ce, y compris en intégrant les services réseaux qu'elles assurent. :
    - elles sont déclassées en 2025 pour le scénario « Tous feux verts »,
    - elles sont déclassées en 2030 pour les scénarios « Avantage technologique » et « Vers l'autonomie énergétique »,
    - elles sont mises en réserve – et ne contribuent que pour quelques heures par an au mix énergétique – pour les scénarios « Tendanciel » et « Avantage thermique ».

  Ce résultat tient au fait que les seuls coûts variables du diesel s'avèreraient supérieurs aux coûts totaux des filières ENR les plus compétitives. Pour certains scénarios, le déclassement des centrales conventionnelles entraînera une baisse significative de l'inertie du système électrique qui serait compensée par la réactivité du parc de batterie (voir point 3 ci-après).
- La part d'énergie renouvelable augmente naturellement dans le mix sous l'effet d'un bilan économique favorable. Compte tenu des coûts complets observés, ce résultat serait conservé si l'on avait autorisé les investissements dans les énergies fossiles.
- Hors importations de biomasse, le scénario tendanciel atteint déjà 87% d'ENR avec une part de 50% des ENR variables dans le mix de production. Dans un contexte favorable technologiquement (scénario « Tous feux verts »), l'accès à des filières assurant une production de base permet de porter le taux d'ENR local à 100% tout en réduisant à 35% la part des ENR variables dans le mix de production de façon économiquement compétitive. Dans tous les scénarios, les importations de biomasse permettent d'atteindre une couverture 100% ENR.
- 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 en phase avec l'objectif.
    - ✓ Une adaptation rapide des équipements de régulation du réseau électrique afin d'intégrer les nouveaux moyens de production décentralisés.

12.2. Une baisse attendue des coûts de l'énergie produite

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.

Le périmètre inclus les coûts de renforcement des réseaux HTB (négligeables dans le cas de la Guadeloupe), en revanche faute de données suffisantes, ceux liés au renforcement des réseaux de distribution n'ont pu être estimés. Les coûts de déploiement des solutions de maîtrise de la demande en énergie de même que ceux des infrastructures de recharge des véhicules électriques ne sont pas inclus dans l'analyse.

En choisissant les filières ENR à valoriser et en rendant possible leur exploitation, l'atteinte de l'objectif d'un mix 100% ENR sans importation est possible tout en maintenant les investissements sur la période 2015 – 2030 à un niveau inférieur à celui du scénario « Tendanciel » : (-28% pour le scénario « Tous feux verts »). L'autonomie énergétique est accessible avec les mêmes niveaux d'investissement que ceux du scénario tendanciel.

Les coûts totaux actualisés sur la période 2015 – 2030 les plus faibles sont observés pour le scénario « Tous feux verts », réduits de -5,4 % par rapport au scénario « Tendanciel ». Sous les hypothèses retenues, l'autonomie énergétique peut n'impliquer un surcout que de +1% par rapport 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 le LCOE du parc (coûts totaux actualisés sur la durée de vie des équipements rapportés à la production actualisée sur cette même période) diminue sensiblement avec le taux de pénétration des ENR. Pour les scénarios « Tous feux verts » et « Autonomie énergétique », cette baisse qui intègre les coûts de stockage est de l'ordre de -20% par rapport à la situation 2015.

L'analyse du coût marginal conduit aux conclusions suivantes :

- 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.
- La réduction de la demande électrique et l'augmentation de sa capacité de pilotage constituent un levier fort pour la réduction du coût marginal.
- Moyenné sur l'année 2030, le coût marginal varie entre 109 €/MWh (scénario « Avantage technologique ») et 459 €/MWh (scénario « Vers l'autonomie énergétique »).

12.3. Un système électrique 100% ENR peut rester stable face à des incidents significatifs

Un modèle électrotechnique du système électrique optimisé en 2030 a été élaboré afin d'en évaluer sa stabilité de fonctionnement. Les simulations réalisées ne concernent que le réseau HTB et nous avons considéré que les moyens de production décentralisés ne participent pas au réglage de sa tension (63 kV). Compte tenu de l'interdépendance des différents constituants du système, il convient ici de rappeler l'importance des hypothèses de modélisation dans la formulation des résultats. Toute modification de ces hypothèses, pourrait remettre en cause les résultats de simulations.

Testé sur trois points de fonctionnement délicats, un tel système électrique peut rester stable face à des incidents significatifs. Pour les cas testés, les simulations n'ont montré aucune divergence des principales grandeurs électromécaniques du réseau (Fréquence, Tension, Courant, etc…).

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 doit être conduit sur un plus grand nombre de situations.