

# **BILAN PRÉVISIONNEL**

**de l'équilibre offre-demande  
d'électricité à Saint-Martin**

**2023-2038**



## Résumé

EDF Systèmes Énergétiques Insulaires (SEI), en sa qualité de gestionnaire de réseau, a pour mission d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins en électricité du territoire et l'offre disponible pour les satisfaire, ainsi que les éventuels besoins en puissance pilotable permettant de garantir la sûreté du système électrique. Cet exercice est réalisé au travers du Bilan Prévisionnel.

L'analyse du dimensionnement du parc de production de Saint-Martin de 2022 à 2038 est réalisée selon une approche stochastique visant le respect du critère de trois heures de défaillance annuelle inscrit dans le code de l'énergie.

Afin d'explorer le champ des futurs possibles, deux scénarios sont étudiés, dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	Parc de production	Evolution de la consommation	Progression du véhicule électrique
Azur	Parc connu et développement des Energies Renouvelables +	Forte malgré les actions de Maîtrise de la Demande en Energie (scénario MDE de référence inscrit dans le projet de PPE)	Modérée
Emeraude	Parc connu et développement Energies Renouvelables ++	Plus modérée grâce aux actions de Maîtrise de la Demande en Energie (scénario MDE renforcée inscrit dans le projet de PPE)	Dynamique

Dans les deux scénarios, la consommation d'énergie augmente à court, moyen et long terme. En effet, bien que les premières actions de maîtrise de la demande en énergie se structurent avec des bénéfices court terme importants, la dynamique de développement économique puis de la mobilité électrique crée une inflexion globale des trajectoires de consommation à la hausse. Parallèlement, le besoin de puissance lors des pointes de consommation connaît une hausse, néanmoins cette hausse pourrait être limitée grâce au pilotage partiel de la recharge des véhicules électriques. Il est important de noter que les hypothèses de Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) prises en compte dans ce bilan prévisionnel sont conformes au projet de Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) validé par le Conseil Territorial le 22 juin 2023. La non atteinte de ces ambitions majeures, qui représenterait 2 à 3 MW de consommation supplémentaire à la pointe, serait de nature à remettre en cause en profondeur l'évolution projetée à 15 ans du système électrique de l'île.

En cohérence avec les cibles visées dans le projet de PPE, les deux scénarios connaissent une augmentation marquée des capacités en énergie renouvelable non pilotable, ainsi que l'abandon des énergies fossiles au profit des biocarburants pour la production pilotable.

Deux évènements majeurs concernant le parc de production de Saint-Martin doivent se produire au 31 décembre 2023 :

- L'arrêt théorique de la production de la tranche n°2 propriété de Contour Global « Energies Saint-Martin », pour cause de fin du contrat d'achat,
- Et la mise hors exploitation théorique de la tranche n°1 EDF en raison de la fin du régime dérogatoire préfectoral au code de l'environnement.

Il sera absolument nécessaire de compenser dès 2024 a minima les trois quarts des capacités ainsi perdues, soit 25 MW. Les prolongations temporaires des tranches existantes n°1 et n°2 sont ainsi en cours d'instruction.

A l'horizon 2038, les capacités pilotables constituées intégralement de moyens de production fonctionnant à la biomasse devraient représenter 55 à 65% de la production. Tandis que les énergies non pilotables essentiellement constituées des filières solaire et éolienne, permettraient de satisfaire autour de 35 à 45% des besoins en énergie annuelle (contre 1% en 2023). Les besoins complémentaires en puissance pilotable, évalués entre 30 et 35 MW, pourront être grésés :

- d'une part via la réhabilitation de la tranche n°2 de Contour Global « Energies Saint-Martin »,
- et d'autre part par la mise en service de nouveaux moyens thermiques pilotables fonctionnant à la biomasse pour remplacer la tranche n°1 EDF qui doit être déconstruite.

Enfin, le fort développement des énergies renouvelables non pilotables nécessitera le respect par les producteurs des prescriptions techniques exigées par le gestionnaire de réseau (notamment sur creux de tension) et la mise en œuvre de leviers d'accompagnement comme le développement de services systèmes et de moyens de stockage centralisé.

## Sommaire

<b>Le Bilan Prévisionnel éclaire pour les quinze prochaines années les besoins d'un système électrique en transition. ....</b>	<b>6</b>
<b>1 En 2021 et 2022, la consommation progresse tout en restant nettement en-deçà de son niveau d'avant Irma.....</b>	<b>8</b>
1.1 A la fois l'énergie annuelle et la pointe sont en hausse modérée. ....	8
1.2 Le parc de production thermique n'a pas évolué en 2021 et 2022. ....	9
1.3 La part des énergies renouvelables dans le mix électrique retrouve son niveau (faible) d'avant Irma. ....	10
<b>2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles.....</b>	<b>11</b>
2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans. ....	11
2.2 Une consommation en hausse tirée par le dynamisme économique mais modérée par les effets de la MDE. ....	11
2.2.1 La population décroît dans les deux scénarios mais l'économie est en croissance. ....	11
2.2.2 La dynamique mesurée de développement de la mobilité électrique impacte plus tardivement la consommation. ....	12
2.2.3 La consommation est en croissance dans les deux scénarios. ....	13
2.3 L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement du déclassement d'actifs historiques et de l'arrivée de nouveaux actifs photovoltaïques et éoliens. ....	14
<b>3 La sécurité d'alimentation est conditionnée à des investissements importants pour prolonger ou renouveler les moyens thermiques pilotables. ....</b>	<b>16</b>

## Le Bilan Prévisionnel éclaire pour les quinze prochaines années les besoins d'un système électrique en transition.

Le présent document constitue le Bilan Prévisionnel de Saint-Martin. Conformément à l'article L 141-9 du Code de l'Energie, il est établi par EDF en tant que gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité du territoire dans les Zones Non Interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental. Il a pour objet d'identifier les risques de déséquilibre entre les besoins en électricité du territoire et l'offre disponible pour les satisfaire. En conséquence de quoi, il chiffre les besoins en puissance pilotable nécessaires pour sécuriser dans la durée l'approvisionnement en électricité. Il couvre en alternance une période prospective de cinq ou quinze ans.

L'édition 2022-2023 du Bilan Prévisionnel est réalisée sur un horizon de 15 ans, pour la période 2023-2038.

La première partie dresse le bilan des deux dernières années écoulées ainsi qu'un état des lieux de l'évolution récente de la consommation et du parc de production.

La deuxième partie est consacrée aux évolutions prospectives à l'horizon quinze ans du système électrique. Fort de sa première Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), le territoire de Saint-Martin va engager sa transition énergétique. Son système électrique va donc connaître des transformations profondes et rapides qui vont concerner :

- la consommation, avec la montée en puissance de la mobilité électrique et le développement de la Maîtrise de la Demande en Energie (MDE) ;
- la production, avec une dynamique importante de développement des Energies Renouvelables (EnR) ;
- ou encore l'adaptation globale du système pour réussir l'insertion des énergies renouvelables interfacées par électronique de puissance et préparer l'arrivée de nouvelles installations comme le stockage en assurant la sécurité du système.

La réussite de la transition énergétique est en effet une ambition majeure pour le territoire.

Les analyses du Bilan Prévisionnel se basent sur deux scénarios volontaristes, Azur et Emeraude. Contrastés, ils permettent d'explorer des futurs possibles afin d'avoir une vision large des évolutions envisageables du système électrique. Crédibles, les hypothèses considérées sont construites à partir de la réglementation et de l'expertise de sources externes lorsqu'elles sont disponibles ou de l'expertise interne d'EDF. Les sous-jacents de ces scénarios sont détaillés dans la seconde partie du document.

Ces hypothèses sont ensuite utilisées pour évaluer les besoins en puissance pilotable du système électrique dont les résultats sont présentés en troisième partie.

Saint-Martin présente une superficie de 53 km<sup>2</sup> (pour la partie française). Sa population était de l'ordre de 32 358 habitants en 2020 (donnée INSEE) avec une tendance baissière par rapport au recensement précédent, en partie due au passage du cyclone dévastateur Irma en septembre 2017.

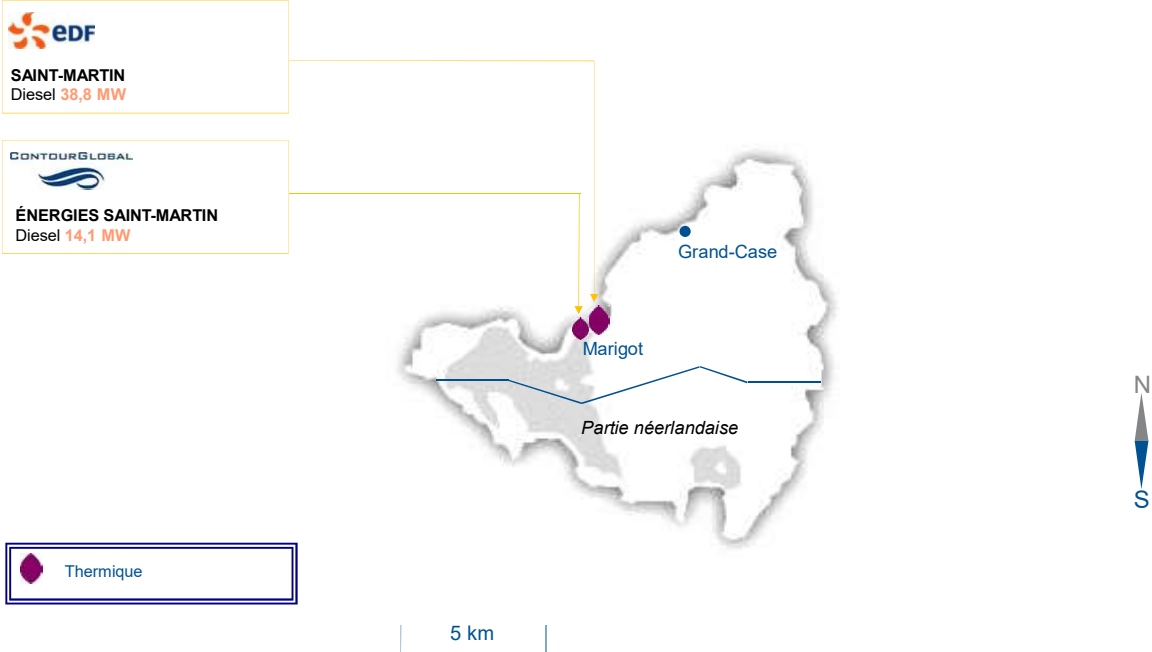


Figure 1 : schéma du système électrique de Saint-Martin

1 En 2021 et 2022, la consommation progresse tout en restant nettement en-deçà de son niveau d'avant Irma.

1.1 A la fois l'énergie annuelle et la pointe sont en hausse modérée.

L'énergie produite en 2021 a augmenté par rapport à l'année précédente avec un niveau de 181,4 GWh (+2,7%).

De la même manière, l'énergie produite en 2022 a augmenté par rapport à 2021 avec un niveau de 185,7 GWh (+2,4%).

Le graphique ci-après présente l'évolution de l'énergie produite entre 2014 et 2022 :

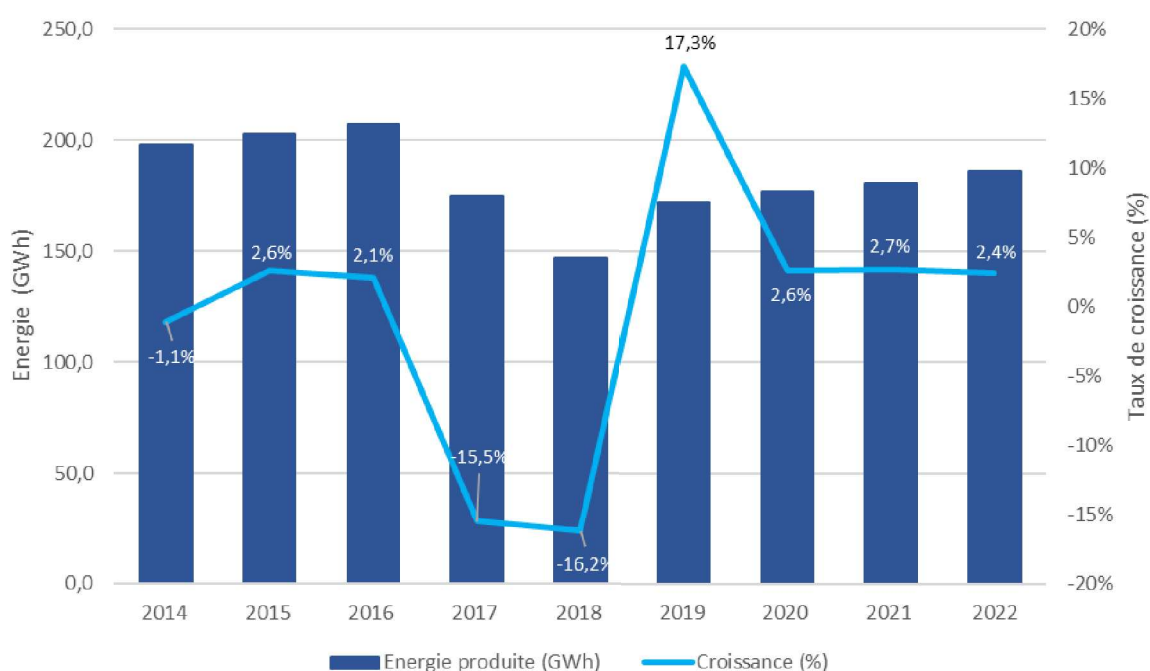


Figure 2 : évolution de l'énergie annuelle (en GWh) et variation (en %) par rapport à l'année précédente entre 2014 et 2022

La rupture du niveau de consommation provoquée en septembre 2017 par les dégâts liés au cyclone Irma est bien visible sur les années 2017-2018 et a fait l'objet d'un fort rattrapage en 2019.

En 2020, 2021 puis 2022, la consommation continue d'augmenter, et ce malgré l'impact de la crise sanitaire qui a ralenti l'activité économique et touristique.

Année	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energie produite (GWh)	197,8	203,0	207,3	175,1	146,7	172,1	176,6	181,4	185,7
Croissance vs année précédente (%)	- 1,1 %	+ 2,6 %	+ 2,1 %	- 15,5 %	- 16,2 %	+ 17,3 %	+ 2,6 %	+ 2,7 %	+ 2,4 %

Tableau 1 : historique de consommation en énergie



La puissance de pointe maximale a atteint, en moyenne sur une heure, 28,3 MW le 20 juillet 2022 contre 27,1 MW en 2021, soit une variation de + 4,4%.

Année	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Pointe de puissance (MW)	30,8	30,1	30,6	30,5	22,5	26	26,5	27,1	28,3
Croissance vs année précédente (%)	- 4,9 %	- 2,6 %	+ 1,6 %	- 0,3 %	- 26,2 %	+ 15,6 %	+ 1,9 %	+ 2,3 %	+ 4,4 %

Tableau 2 : historique de consommation en pointe

Du fait d'un climat relativement constant, la consommation est peu saisonnalisée à Saint-Martin. La consommation est légèrement plus faible au mois de février, qui est en général le mois le plus frais. Chaque journée connaît un plateau haut de consommation relativement stable de 10h à 21h.

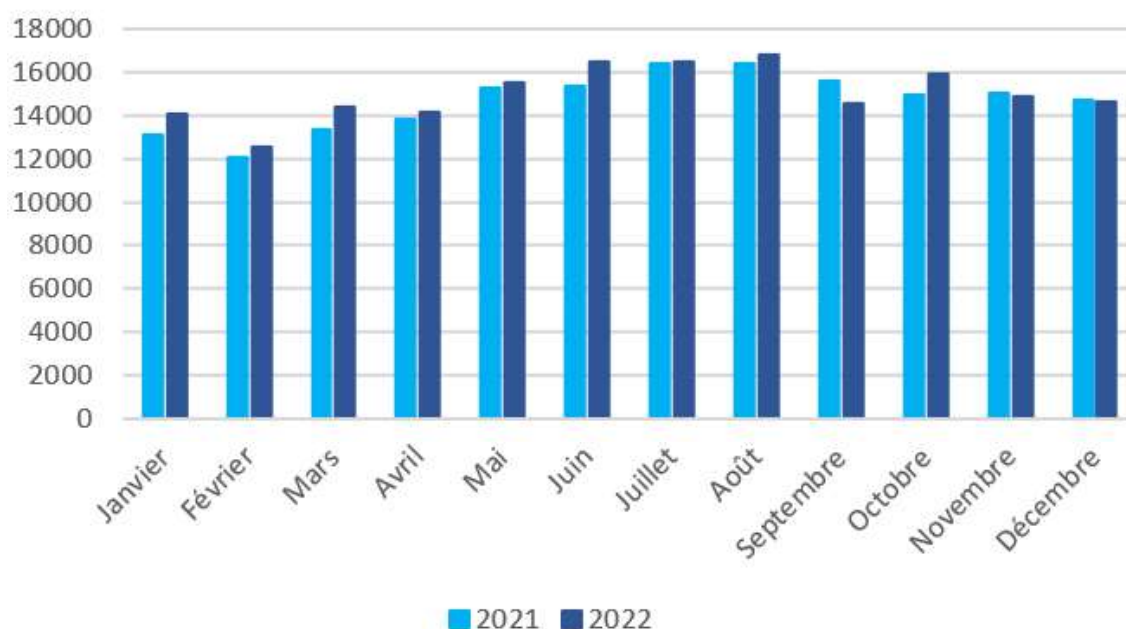


Figure 3 : évolution de l'énergie mensuelle (en MWh) en 2021 et 2022

## 1.2 Le parc de production thermique n'a pas évolué en 2021 et 2022.

La quasi-totalité de la production sur l'île est assurée sur un même site par deux usines exploitées par EDF, l'une propriété d'EDF et l'autre appartenant à la société Contour Global (Energies Saint-Martin).

L'usine EDF est équipée de quatre moteurs de 4,1 MW chacun (alias tranche n°1), mis en service entre 1992 et 1995, et de trois moteurs de 8,7 MW chacun (alias tranche n°3), mis en service en 2016, soit une puissance totale de 42,5 MW. Une demande de dérogation a été réalisée<sup>1</sup> pour les quatre moteurs de 4,1 MW. Cette dérogation permet l'exploitation de ces moteurs au-delà de 2020 dans les conditions

<sup>1</sup> selon les dispositions réglementaires de l'arrêté ministériel du 03/08/2018 relatif aux installations de combustion d'une puissance thermique nominale totale supérieure ou égale à 50 MW<sub>th</sub>.

suivantes : les moteurs sont limités en heure d'exploitation (500 heures d'exploitation par an par moteur) avec une mise à l'arrêt au plus tard le 31 décembre 2023. Une prolongation de cette dérogation visant à maintenir l'exploitation de la tranche n°1 au-delà de 2024 est en cours d'instruction par les services de la Préfecture.

Par ailleurs, l'usine Energies Saint-Martin appartenant à Contour Global est équipée de trois moteurs d'une puissance unitaire de 4,7 MW (alias tranche n°2), mis en service en 2003, soit une puissance totale de 14,1 MW. Le contrat d'achat signé entre le gestionnaire de réseau EDF et Contour Global arrive à échéance le 31 décembre 2023. Un projet de réhabilitation et prolongation des trois moteurs est à l'étude, ainsi qu'un avenant au contrat d'achat existant afin de maintenir l'exploitation de l'usine au-delà de 2023.

La répartition de la production fluctue faiblement d'année en année en fonction de la profondeur des activités de maintenance programmées et fortuites : de l'ordre de 66% pour EDF et 34% pour Contour Global en 2022.

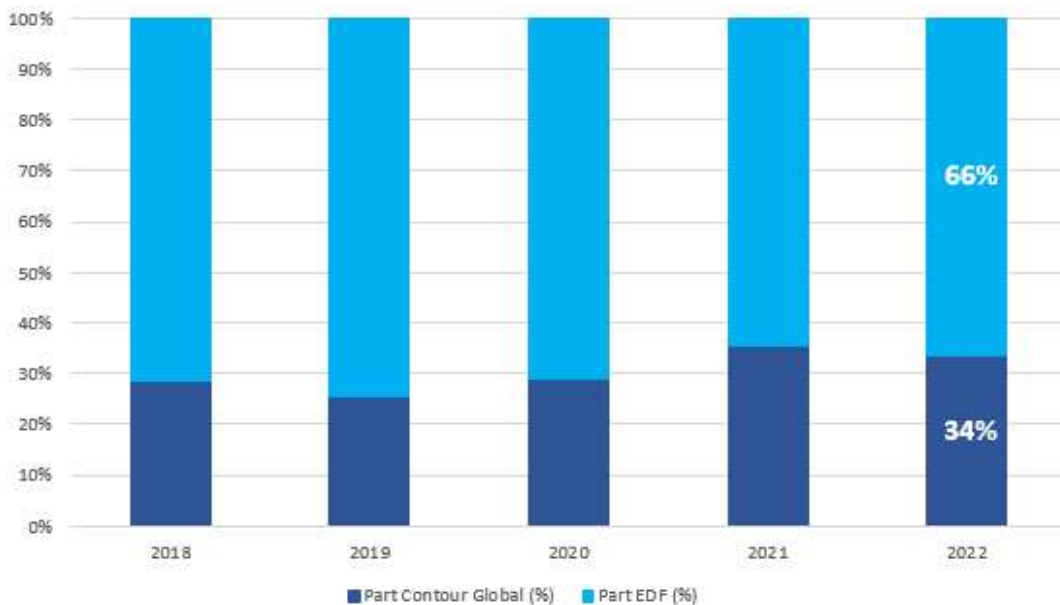


Figure 4 : répartition de la production EDF / Contour Global

### 1.3 La part des énergies renouvelables dans le mix électrique retrouve son niveau (faible) d'avant Irma.

Portées uniquement par la production photovoltaïque, les énergies renouvelables ont représenté 1,7 GWh en 2022 contre 1,5 GWh en 2021.

Fin 2016 avant le passage du cyclone, Saint-Martin comptait 1,8 Mwc de panneaux photovoltaïques sur toitures raccordés au réseau électrique. A la fin de l'année 2022, 1,9 Mwc étaient fonctionnels.

## 2 Le Bilan Prévisionnel s'appuie sur deux scénarios prospectifs, Azur et Emeraude, afin d'explorer des futurs possibles.

### 2.1 Des évolutions majeures du système électrique sont attendues à l'horizon 15 ans.

Le Président de la Collectivité a signé le 8 juillet 2021 la convention cadre sur l'énergie entre l'Etat et la collectivité. Cette étape a permis à la collectivité de corédiger avec les services de l'Etat sa première PPE portant les ambitions de transition énergétique de l'île et à laquelle EDF contribue activement. Le document projet de la PPE a été adopté lors du Conseil Territorial du 22 juin 2023, en attendant la validation par l'Etat. Sous l'impulsion de cette première PPE, le territoire de Saint-Martin compte passer d'une énergie 100% fossile à une énergie majoritairement décarbonée et locale, ce qui va nécessiter une transformation profonde du système électrique de l'île.

Cette convention cadre a également consolidé la position du comité MDE créé en 2022 et qui rassemble la Collectivité, la Préfecture, la DEAL Guadeloupe, l'ADEME Guadeloupe et EDF. Une étude sur la typologie des consommations d'électricité à Saint-Martin est en cours. Ses conclusions permettront de rédiger en 2024 le premier cadre de compensation dont l'ambition est souhaitée forte par les pouvoirs publics.

Prenant en compte ces éléments de contexte, les analyses du Bilan Prévisionnel reposent sur deux scénarios, Azur et Emeraude, qui n'ont pas vocation à être des prévisions du futur, mais plutôt des possibilités crédibles, cohérentes et contrastées.

	Parc de production	Evolution de la consommation	Progression du véhicule électrique
Azur	Parc connu et développement des Energies Renouvelables +	Forte malgré les actions de Maîtrise de la Demande en Energie (scénario MDE de référence inscrit dans le projet de PPE)	Modérée
Emeraude	Parc connu et développement des Energies Renouvelables ++	Plus modérée grâce aux actions de Maîtrise de la Demande en Energie (scénario MDE renforcée inscrit dans le projet de PPE)	Dynamique

Tableau 3 : aperçu des deux scénarios étudiés dans le Bilan Prévisionnel

### 2.2 Une consommation en hausse tirée par le dynamisme économique mais modérée par les effets de la MDE.

La construction des trajectoires de consommation repose sur plusieurs hypothèses concernant la démographie, l'économie dont le tourisme, et le développement du véhicule électrique.

#### 2.2.1 La population décroît dans les deux scénarios mais l'économie est en croissance.

Les hypothèses démographiques sont basées sur le constat des dernières années qui voit la population de Saint-Martin en baisse modérée depuis 2016 (diminution d'environ 500 habitants de 2011 à 2016),

puis accentuée par le passage du cyclone Irma (diminution d'environ 3500 habitants de 2016 à 2020). Malgré l'incertitude associée à la démographie migratoire, les hypothèses de projection de la population sont considérées en baisse modérée et de manière identique dans les deux scénarios.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Nombre d'habitants</b>	36286	35742	35594	35107	35684	35746	35334	34065	32489	32358

Tableau 4 : historique de population (source : INSEE)

Même si les actions d'efficacité énergétique viseront à maîtriser la puissance appelée et l'énergie consommée, de nombreux projets privés dans le domaine de l'hôtellerie / restauration et du résidentiel de tourisme sont en cours de développement sur l'île au sortir de la crise de COVID19. Cela nous incite à extrapoler une croissance plus forte qu'aujourd'hui et durable de l'économie du territoire.

### 2.2.2 La dynamique mesurée de développement de la mobilité électrique impacte plus tardivement la consommation.

Le développement du véhicule électrique constitue un levier fort pour atteindre les objectifs de transition énergétique de la PPE. Avec la décarbonation croissante du mix électrique dans les années à venir, le véhicule électrique permettra en effet des gains importants en termes d'émissions de CO2 par rapport à un véhicule thermique équivalent.

Cependant, certaines contraintes spécifiques au contexte des ZNI posent un défi quant à son intégration. En effet, les véhicules électriques peuvent solliciter des niveaux de puissance importants et accentuer les pointes de consommation, notamment le soir. Un développement massif et non maîtrisé du véhicule électrique pourrait ainsi représenter un coût élevé pour la collectivité, tout en faisant peser des contraintes techniques importantes sur le système électrique. Le pilotage de la recharge est donc un levier essentiel pour limiter l'impact du développement de cette mobilité sur le système électrique.

En tant que gestionnaire de réseau à Saint-Martin, EDF émet un certain nombre de préconisations allant dans le sens d'une recharge « vertueuse » limitant les appels de puissance sur le réseau pendant les périodes les plus contraintes, comme la pointe du soir où les marges sont moins importantes. Les préconisations sont adaptées selon le secteur et l'usage :

Secteur ou usage	Solution préconisée
Domicile	Appel réseau limité à 3,7 kW Pilotage heures pleines / heures creuses ou autre
Parking d'entreprise	Appel réseau limité à 7,4 kW Pilotage selon un signal fourni par le gestionnaire de réseau (puissance divisée par deux en période défavorable)
Voirie	Appel réseau limité à 22 kW Pilotage selon un signal fourni par le gestionnaire de réseau (puissance divisée par deux en période défavorable)

Tableau 5 : recommandations du gestionnaire de réseau pour le raccordement des véhicules électriques

Un signal réseau est mis à disposition par le gestionnaire de réseau en Open Data et permet d'indiquer aux opérateurs de bornes et aux propriétaires de véhicules électriques les périodes favorables et défavorables pour la recharge des véhicules.

Tenant compte du cadre fiscal favorable sur les produits pétroliers qui vient freiner les conversions, les hypothèses de développement du véhicule électrique considérées sont les suivantes :

- Scénario Azur (« tendanciel ») : 10% du parc en 2033 ;
- Scénario Emeraude (« dynamique ») : 20% du parc en 2033.

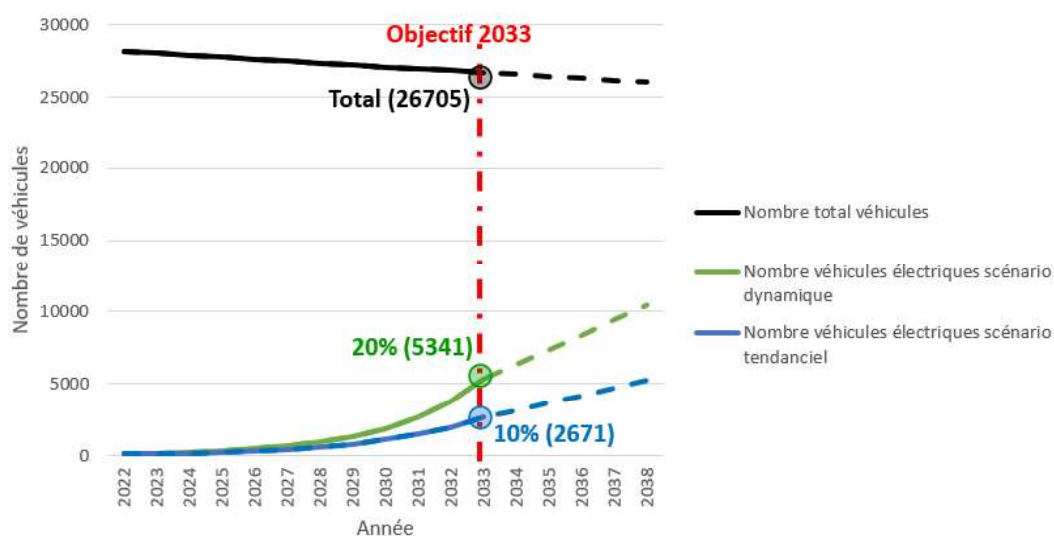


Figure 5 : évolution projetée du parc de véhicules électriques

### 2.2.3 La consommation est en croissance dans les deux scénarios.

A partir des tendances des sous-jacents décrits précédemment, les deux scénarios de consommation suivants ont été considérés :

- le scénario « Azur », traduisant une forte demande, faisant l'hypothèse d'une croissance annuelle en énergie de 6% jusqu'en 2025, puis 3% jusqu'en 2028, puis 1% en 2029 et 2030, puis à nouveau 2% de 2031 à 2038.
- le scénario « Emeraude », c'est-à-dire avec une demande plus faible, faisant l'hypothèse d'une hypothèse de croissance de 3% jusqu'en 2025, puis 2% jusqu'en 2028, puis 1% en 2029 et 2030, puis à nouveau 2% de 2031 à 2038.

Dans les deux scénarios, le passage de 1 à 2% de croissance après 2030 est, entre autres, un marqueur de la pénétration de la mobilité électrique dans la consommation électrique globale de l'île.

Le tableau ci-dessous synthétise l'énergie et la pointe moyenne de ces scénarios sur l'horizon d'étude :

	AZUR									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2030	2033	2038	
Consommation annuelle (GWh)	197	209	221	228	235	242	247	262	289	
Pointe max (MW)	30,0	31,8	33,7	34,7	35,8	36,8	37,6	39,9	44,0	
Croissance relative (%)	6%	6%	6%	3%	3%	3%	1%	2%	2%	
	EMERAUDE									
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2030	2033	2038	
Consommation annuelle (GWh)	191	197	203	207	211	215	220	233	257	
Pointe max (MW)	29,1	30,0	30,9	31,5	32,2	32,8	33,5	35,5	39,2	
Croissance relative (%)	3%	3%	3%	2%	2%	2%	1%	2%	2%	

Tableau 6 : trajectoires de consommation

## 2.3 L'évolution de la puissance installée résulte essentiellement du déclassement d'actifs historiques et de l'arrivée de nouveaux actifs photovoltaïques et éoliens.

Des hypothèses différenciées de développement des Energies Renouvelables (EnR) ont été établies pour les scénarios Azur et Emeraude. Plus forte dans le scénario Emeraude, la dynamique de développement EnR est en cohérence sur la période 2024-2033 avec le projet de PPE voté le 22 juin 2023 par la collectivité de Saint-Martin. Le scénario Azur prévoit quant à lui un développement EnR plus modéré.

Puissance installée (MW)		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2038
<b>Azur</b>	EnR non pilotable (PV)	1,9	2,1	3	4	5	6	7	15	25
<b>Azur</b>	EnR non pilotable (éolien)	0	0	0	0	0	0	0	5	15
<b>Emeraude</b>	EnR non pilotable (PV)	1,9	2,1	3,5	5	6,5	8	10	20	30
<b>Emeraude</b>	EnR non pilotable (éolien)	0	0	0	0	0	2,5	5	10	15

Tableau 7 : hypothèses de développement du parc EnR PV et éolien terrestre

Le projet de PPE prévoit également le développement d'autres énergies renouvelables :

- Energies marines à hauteur de 2 MW en 2028 et 5 MW en 2033,
- Biogaz / déchets à hauteur de 2,4 MW dès 2028.

Faute de données précises, ces installations de production n'ont pas été incluses dans les analyses, mais leur développement avec des ratios de disponibilité optimisés permettrait d'atténuer le niveau de puissance pilotable affiché comme nécessaire en partie 3.

Concernant l'évolution du parc de production pilotable existant, les études prennent en compte l'arrêt de la tranche n°1 de 16,4 MW du fait de l'expiration de la période de dérogation réglementaire, ainsi que l'expiration du contrat d'achat d'énergie produite par la tranche n°2 de Contour Global de 14,1 MW. Ces deux événements interviennent au 31 décembre 2023, réduisant de 30,5 MW la puissance pilotable existante.

Puissance (MW)		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2038
<b>Azur</b>	Thermique pilotable « historique »	56,6	56,6	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1
<b>Emeraude</b>	Thermique pilotable « historique »	56,6	56,6	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1	26,1

Tableau 8 : hypothèses d'évolution du parc de production historique avec les déclassements et fins de contrat prévus

**Nota** : des échanges techniques avec le gestionnaire du service de l'électricité de Sint-Maarten (la société GEBE) se sont tenus dans le but d'envisager des échanges d'énergie entre les deux parties de l'île. Cette possibilité a été écartée pour des raisons de structure de réseau et d'absence de surcapacité de production de part et d'autre.

Le fonctionnement et le mode de gestion des installations de production sont différents selon leur caractère pilotable ou non. La modélisation retenue pour simuler l'équilibre offre-demande s'attache à traduire de la façon la plus réaliste possible les caractéristiques des éléments du parc de production afin d'estimer la puissance disponible à chaque heure de l'année.

En complément de leur puissance maximale, les installations pilotables sont principalement caractérisées par leurs coefficients d'indisponibilité programmée et fortuite. Les indisponibilités fortuites sont tirées aléatoirement et peuvent survenir à n'importe quelle période de l'année. A l'inverse, les indisponibilités programmées sont placées sur l'année afin de minimiser les risques de défaillance. Les hypothèses d'étude normatives qui ont été retenues sont exposées ci-dessous :

Moyen de production	Coefficient de disponibilité
Centrales Diesel	90 %
Nouveaux moyens de production ajoutés pour respecter le critère de sécurité d'alimentation	90 %

Tableau 9 : coefficients de disponibilité retenus dans les analyses

Afin de représenter la variabilité de leur production, les installations non pilotables sont quant à elles représentées par des profils de production horaires. Les profils utilisés s'appuient sur plusieurs chroniques pour chacune des filières et présentent les coefficients de production moyen suivants :

Installation	Coefficient de production moyen
PV	16.4 %
Eolien	34.6 %

Tableau 10 : caractéristiques des productions non pilotables utilisées dans la modélisation

### 3 La sécurité d'alimentation est conditionnée à des investissements importants pour prolonger ou renouveler les moyens thermiques pilotables.

Les analyses présentées dans cette partie visent à quantifier le besoin en puissance pilotable pour le système jusqu'à horizon quinze ans. Elles ont été établies sur la base des hypothèses présentées dans les paragraphes précédents.

**Les besoins système en puissance pilotable complémentaire sont présentés dans le tableau suivant :**

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2033	2038
Azur	0	25	25	25	25	30	30	35
Emeraude	0	20	20	25	25	25	25	30

Tableau 11 : besoin cumulé de puissance pilotable complémentaire, année par année (MW)

On rappelle que l'une des hypothèses sous-jacentes à ces évaluations est celle de l'**arrêt définitif des tranches n°1 EDF de 16,4 MW et n°2 Contour Global "Energies Saint-Martin" de 14,1 MW à fin 2023.**

#### **Prolongation puis réhabilitation de la tranche n°2 de Contour Global « Energies Saint-Martin »**

L'arrêt de la production de la tranche n°2 pour cause de fin du contrat d'achat au 31 décembre 2023 ampute la puissance disponible sur l'île de 14,1 MW. La prolongation puis la réhabilitation de cette installation de production par son propriétaire (Contour Global) permettrait de couvrir en partie le besoin de 20 à 25 MW de puissance pilotable qui apparaît en 2024. Les conditions de cette opération qui pourrait être associée à une conversion au biocarburant sont en cours de négociation entre les parties prenantes.

#### **Développement de nouveaux moyens thermiques pilotables pour remplacer la tranche n°1 EDF**

Les quatre derniers moteurs de la tranche n°1 de la centrale EDF - qui en comptait dix à l'origine - sont en fin de vie, et leur déclassement doit avoir lieu. Si une prolongation de quelques années sous réserve d'un accord préfectoral peut rester envisageable, il sera néanmoins nécessaire, malgré une prolongation éventuelle de la tranche n°2, que le système électrique de Saint-Martin dispose de nouveaux moyens thermiques pilotables pour une puissance de 15 à 20 MW. C'est ainsi que le projet de PPE prévoit la construction au plus tôt d'une nouvelle centrale biomasse sur le territoire. Celle-ci permettra de sécuriser dans la durée le système électrique de l'île.

#### **Développement de projets d'énergies renouvelables**

A l'horizon 2028 et si les autorisations sont données, le projet porté par VERDE, le gestionnaire de déchets de l'île, pourrait se concrétiser avec 2,4 MW de valorisation énergétique type Combustibles Solides de Récupération, représentant entre 5 et 10% de la production du territoire.

A l'horizon 2038, les énergies pilotables constituées intégralement de moteurs fonctionnant à la biomasse devraient représenter 55 à 65% de la production. Tandis que les énergies non pilotables, essentiellement constituées des filières solaire et éolienne, permettraient de satisfaire autour de 35 à 45% des besoins en énergie annuelle (contre 1% en 2023). Leurs profils de production étant très variables selon les heures de la journée et les jours de l'année, atteindre ce niveau suppose d'accepter des taux d'insertion instantanés sensiblement plus importants, en particulier pour le scénario



Emeraude. Des études devront confirmer, année après année, la faisabilité technique des évolutions en cours et les investissements jugés nécessaires devront avoir été réalisés pour permettre l'atteinte de ces proportions d'énergie non pilotable.

En tant que gestionnaire de réseau, EDF identifiera les solutions permettant d'insérer les énergies non pilotables en plus grande quantité sans mettre en risque la sûreté du système électrique. Elles visent notamment :

- à contrôler les performances de tenue des installations d'énergie non pilotable aux creux de tension. En effet, la transition énergétique sur le territoire de Saint-Martin ne pourra se réaliser dans les meilleures conditions économiques qu'avec l'assurance que ce type d'installation ne fragilise pas le système en ne respectant pas les directives techniques ;
- et mettre en place des prescriptions en termes de réserve rapide dans un premier temps, et d'inertie dans un second temps. Pour cela, le gestionnaire de réseau pourra encourager à moyen terme le développement de projets de stockage et porter à plus long terme un projet de compensateur synchrone.

### Capacité de stockage

La mise en service d'un dispositif de stockage centralisé (c'est-à-dire piloté par le gestionnaire de réseau) sur l'île de Saint-Martin permettrait de maîtriser la stabilité dynamique du système électrique dans un contexte de plus forte variabilité de la production liée au solaire et à l'éolien, mais aussi d'insensibiliser la qualité de fourniture au déclenchement unitaire d'un groupe de production historique.

Ainsi, une puissance de 9 MW permettrait d'assurer un service de réserve rapide couvrant la perte du plus gros groupe couplé (permettant ainsi de réduire le nombre de coupures clientèle par délestage). Un dispositif multi-services permettrait de cumuler fonctionnalités de réserve rapide et d'arbitrage, c'est-à-dire de recharge en milieu de journée lors de la pointe solaire et de décharge au moment de la pointe de consommation du soir.