

**MAYOTTE**

**BILAN PREVISIONNEL HORIZON 2040**

Version	Date	Rédacteur	Approbateur	Modifications
1.0	28/6/19	F.SIMARD	F.HAJJAR	
2.0	07/10/19	C. BOUF	F. HAJJAR	
3.0	30/10/19	C.BOUF	F.HAJJAR	

## Table des matières

<b>Préambule</b>	<b>4</b>
<b>1 EQUILIBRE OFFRE DEMANDE</b>	<b>5</b>
<b>1.1 DEMANDE EN ELECTRICITE</b>	<b>5</b>
1.1.1 Energie nette livrée au réseau et puissance de pointe	5
1.1.2 Courbes de charge journalières	6
1.1.3 Historique de la demande 1997-2017	6
1.1.4 Analyse de la demande	7
1.1.5 Maîtrise de la Demande en Electricité (MDE)	8
<b>1.2 CAPACITES DE PRODUCTION EXISTANTES</b>	<b>9</b>
1.2.1 Centrale thermique des Badamiers	9
1.2.2 Centrale thermique de Longoni	10
1.2.3 Energies renouvelables	11
1.2.4 Découpage des Installations par type de service rendu au système électrique	11
<b>2 LE RESEAU ELECTRIQUE</b>	<b>13</b>
<b>2.1 DESCRIPTION DU RESEAU EXISTANT</b>	<b>13</b>
<b>2.2 RENFORCEMENT DU RESEAU ACTUEL</b>	<b>13</b>
<b>2.3 LIGNE ET POSTE 90KV LONGONI – SADA</b>	<b>13</b>
<b>3 REMARQUES SUR L'INTERMITTANCE DU PHOTOVOLTAÏQUE</b>	<b>15</b>
<b>4 PREVISIONS ET BESOINS EN INVESTISSEMENTS</b>	<b>17</b>
<b>4.1 EVOLUTION PREVISIONNELLE DE LA DEMANDE</b>	<b>17</b>
4.1.1 Evolution socio-économique de Mayotte	17
4.1.2 Scenarios d'évolution de la demande	19
<b>4.2 PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE (PPE)</b>	<b>21</b>
<b>4.3 PROJETS DE DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION</b>	<b>22</b>
4.3.1 Photovoltaïque - injection directe (sans stockage)	22
4.3.2 Photovoltaïque avec stockage	22
4.3.3 Les moyens de stockage	22
4.3.4 Biogaz	23
<b>4.4 BESOIN EN PRODUCTION</b>	<b>23</b>
4.4.1 Hypothèses principales	23
4.4.2 Résultats	24
4.4.3 évolution du mix énergétique	25
<b>4.5 EVOLUTION DU SYSTEME ELECTRIQUE</b>	<b>26</b>





## PREAMBULE

Dans le cadre des missions qui lui sont confiées par la loi 2000-108 du 10 février 2000, Electricité de Mayotte, en tant que gestionnaire du réseau électrique pour le département de Mayotte, réalise tous les 2 ans depuis 2005 un **bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande électrique** conformément aux articles D.141-3 à D141.8 du code de l'énergie.

La précédente version date de Juin 2018.

Cette mise à jour de décembre 2018, modifiée en octobre 2019, couvre la période 2018-2040. Elle remplace les hypothèses issues de la PPE en vigueur par les orientations d'EDM définies dans le cadre de son nouveau plan stratégique et proposées dans le cadre des travaux de révision de la PPE.

## 1 EQUILIBRE OFFRE DEMANDE

---

### 1.1 DEMANDE EN ELECTRICITE

#### 1.1.1 ENERGIE NETTE LIVREE AU RESEAU ET PUISSANCE DE POINTE

L'**énergie nette livrée** au réseau s'est élevée à 340,80 GWh en 2017 en progression de **4,03 %** par rapport à 2016 (327 GWh), pour une consommation totale facturée de 311,5 GWh. En 2018, seuls 340,27 GWh ont été injectés sur le réseau. Néanmoins, le total des ventes d'électricité ayant augmenté de l'ordre de 1,5%, tous les services d'EDM mènent actuellement des analyses pour comprendre ces écarts.

La répartition des consommations en 2017 par catégorie de clients s'établit comme suit (voir 1.1.4. pour plus de détails):

- 69,8 % au Tarif Bleu (particuliers, professionnels faiblement consommateurs)
- 7,8 % au Tarif Bleu + (généralement les professionnels)
- 22,4 % au Tarif Vert (professionnels et industries)

*Le « Tarif Bleu + » qui couvre une plage de puissance souscrite allant de 42 à 120 kVA inclus, est un tarif particulier qui compense l'absence de Tarif Jaune sur le territoire.*

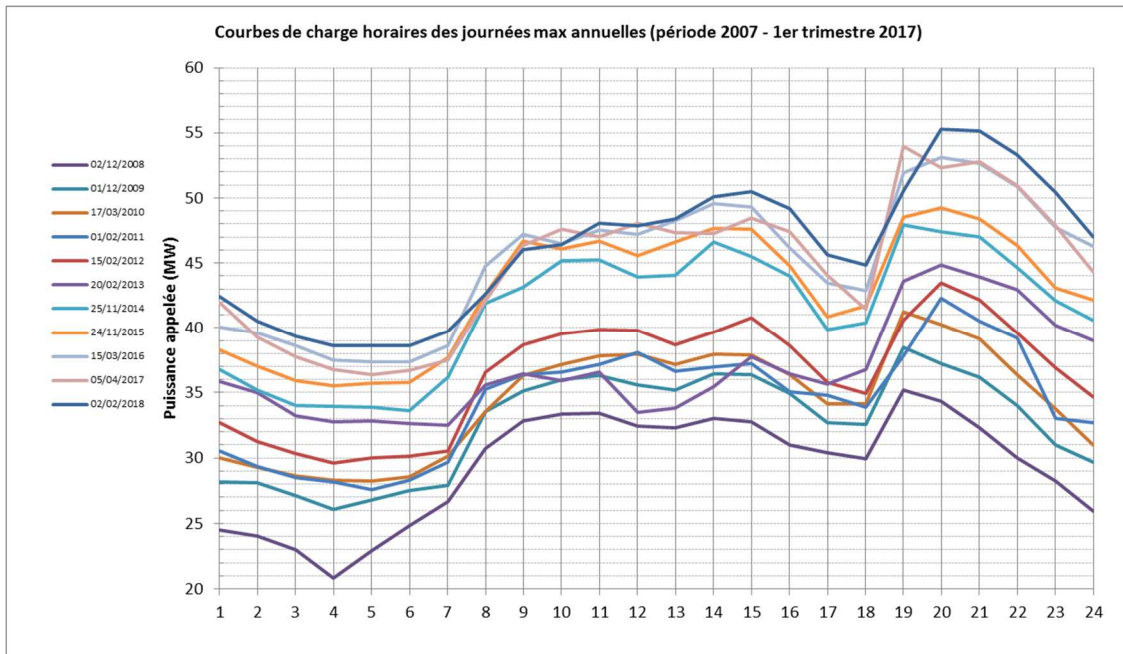
La **puissance de pointe** maximale de consommation a atteint 58,7MW le 18/11/2019. Elle était de 55,3 MW en 2018 (02/02/2018) et 54,0 MW en 2017 (le 06/04/2017).

On observe que les années 2013, 2014 et 2015 présentaient un taux de croissance proche de 5,5% malgré une activité économique moyenne. Puis le taux de croissance était descendu à 3,7% en 2016, malgré un premier trimestre particulièrement chaud et humide. Cette diminution du taux de croissance de la consommation d'électricité du territoire s'explique en partie par les blocages de l'île en Avril 2016 et par les efforts de MDE. La croissance de la consommation de l'île en 2017, à 4% souligne à nouveau les difficultés que rencontre le territoire à se développer économiquement et montre que la politique de soutien à la MDE porte ses fruits progressivement. 2018 est une année exceptionnelle avec une stagnation de la consommation d'électricité expliquée par l'impact pour l'activité économique des blocages de Mars/Avril.

La relance de l'activité économique passera inéluctablement par la réalisation du Contrat Pluriannuel Etat/Régions (CPER) et la consommation des fonds européens. On constate que ces deux plans de financement (2014->2020) après 4 années d'existence sont partiellement utilisés par manque de projets présentés par le Conseil Départemental, les communes ou les grands maîtres d'ouvrage publics. Le véritable frein porte sur la faiblesse des finances des collectivités locales ainsi que sur leur capacité à assumer leur rôle de maîtrise d'ouvrage. A partir de 2019, le Contrat de Convergence remplace le CPER.

### 1.1.2 COURBES DE CHARGE JOURNALIERES

Les courbes de charge au pas de temps horaire présentées sur le **Graphique 1** ci-dessous correspondent à la journée la plus chargée de 2008 au premier trimestre 2018.



Graphique 1 – Courbes de charge horaires des journées max annuelles (période 2008 – 1<sup>er</sup> trimestre 2018)

La pointe est observée autour de 19h00 quel que soit le jour de la semaine. On note une réduction de l'écart entre la pointe du soir (éclairage/cuisson/climatisation) et la pointe de la mi-journée (froid/climatisation) en saison chaude.

Le minimum annuel est atteint pour sa part dans la première quinzaine d'août, saison ventée (alizés) la moins chaude, et activité de l'île ralentie du fait des congés scolaires.

On observe qu'une augmentation de la température moyenne journalière de 1°C se traduit par une surconsommation quotidienne de l'ordre de 20MWh sur le système électrique (selon le jour de la semaine) ou par une translation de la courbe de charge vers le haut d'environ 0,8 MW (selon le jour de la semaine).

### 1.1.3 HISTORIQUE DE LA DEMANDE 1997-2017

Concernant la demande en énergie, on peut distinguer plusieurs périodes :

- une première période de très forte croissance entre **1997 et 2001**, avec des taux de croissance de la demande allant jusqu'à 22,7%, et un **taux de croissance moyen sur la période de 19%** ;
- une seconde période entre **2002 et 2008** sur laquelle les taux de croissance ont décliné mais restent à 2 chiffres. Le **taux de croissance moyen sur la période est de 11%** ;
- une troisième période **de 2010 à 2014** avec des taux de croissance qui sont passés sous la barre des 10% : le **taux de croissance moyen sur la période est de 6,4%**
- une période relative aux effets de la crise économique sur le territoire **en 2011 et 2012**, avec une croissance moyenne de 2,6% ;
- Une période de reprise économique modérée **entre 2013 et 2015**, avec des taux de croissance supérieurs à 5% et **une moyenne à 5,5%**.

- La période en cours, où le territoire a constaté une croissance de **3,7% et 4,0% respectivement en 2016 et 2017**.

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
E.N.L.R. (GWh)	54,0	66,0	75,0	88,0	103,0	115,0	125,0	139,0	156,0	171,0	196,0	217,8	238,7	257,5	261,9	271,0	285	299	316	328	341
Evolution (%)	22,7	22,2	13,6	17,3	17,0	11,7	8,7	11,2	12,2	9,6	14,6	11,1	9,6	7,9	1,70	3,47	5,17	5,01	5,58	3,67	4,04

Tableau 1 – Historique de l'énergie nette livrée au réseau sur la période 1997-2017 (GWh)

En ce qui concerne la puissance de pointe, on retrouve un découpage sensiblement similaire (1995-2003 ; 2004-2010 ; 2011-2012 et 2013-2017).

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Puissance de pointe (MW)	12,6	14,0	16,5	18,3	20,3	23,8	25,8	27,0	29,2	32,0	35,2	38,5	41,2	42,3	43,5	45,2	47,9	49,2	53,1	54,0	55,3
Evolution (%)	10,5	11,1	17,9	10,9	10,9	17,2	8,4	4,7	8,1	9,5	10,0	9,5	7,1	2,6	2,7	4,0	6,0	2,7	7,9	1,7	2,5

Tableau 2 – Historique de la puissance de pointe sur la période 1998-2018 (MW)

## 1.1.4 ANALYSE DE LA DEMANDE

L'évolution de la consommation des différents segments clientèle figure sur le tableau ci-dessous :

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Domestique</b>	130,1	137,4	143,0	151,1	159,2	162,9	167,4
<b>Pros Bleu</b>	28,8	31,7	34,4	37,3	40,8	40,4	41,5
<b>Pros Bleu+ / Vert</b>	61,3	63,2	65,3	67,7	70,9	71,3	71,3
<b>Service Public</b>	16,8	16,5	16,6	18,6	18,9	20,7	20,8
<b>Communes + éclairage Public</b>	12,2	12,2	12,3	13,2	12,8	11,8	12,9
<b>Total</b>	249,3	261,1	271,6	287,9	302,6	307,0	313,9

Tableau 3 – Historique des ventes d'électricités par secteur (en GWh)

On constate que la croissance globale de la demande est nourrie :

- par les **clients domestiques** dont la consommation a accru à un rythme relativement régulier de l'ordre 5% par an sur la période 2013-2017. En 2018, la consommation des clients domestiques représente 53,3% de la consommation de l'île.
- par les **clients professionnels tarif bleu+ et vert (les grands comptes)** dont la consommation a accru à un rythme relativement régulier de l'ordre 10% par an également sur la période 2002-2010. Ce segment a subi les effets de la crise puis est reparti à la hausse (+2,3%) en 2017. Il représente 22,7% de la consommation totale.
- par les **clients professionnels tarif bleu** dont la consommation a accru depuis 2013 à un rythme de l'ordre 8-10% par an. En 2017 ce segment n'a pas marqué d'évolution de sa demande, sans doute lié à une baisse de l'activité de ces TPE. Il représente 13,2% de la consommation totale ;
- par les **services publics** dont la croissance est très erratique, puisqu'on observait une consommation stable autour de 16,6GWh du secteur en 2012/2013/2014 puis une soudaine augmentation de +11% en 2015 (18,6GWh) et une nouvelle stagnation en 2016 (18,9GWh), et à nouveau une hausse importante en 2017 (+11%). Le secteur représente 6,6% de la consommation totale de l'île ;



- par les **communes, collectivités locales et l'éclairage public** dont la consommation est relativement stable sur les 5 dernières années (à l'exception de l'année 2015 marquée par une augmentation notable de la consommation d'électricité). Ces consommations représentent 4,1% de la consommation totale.

### 1.1.5 MAITRISE DE LA DEMANDE EN ELECTRICITE (MDE)

Electricité De Mayotte s'est engagée depuis 2005 dans une démarche active de promotion de la Maîtrise de la Demande d'Electricité à Mayotte, considérant qu'elle doit impérativement être au cœur de la stratégie énergétique du territoire.

L'entreprise a développé des partenariats avec les acteurs majeurs de la politique énergétique du territoire, notamment l'Etat, par l'intermédiaire de l'ADEME et la DEAL et avec le Conseil Départemental de Mayotte. Un premier accord-cadre 2008-2013 a été signé le 3 octobre 2008, un second accord a été signé en 2014 puis un troisième sur la période 2015-2020 entre EDM, l'ADEME et le Conseil Départemental de Mayotte dont le volet « énergie » s'articule autour des deux axes majeurs que sont

- la maîtrise de la demande en électricité,
- le développement des énergies renouvelables.

La délibération de la CRE du 2 Février 2017, instaure la mise en place d'un comité MDE qui définit la politique pluriannuelle de Maitrise de la Demande en Energie.

Le territoire ambitionne de développer ses actions en faveur de la MDE. Les efforts à consentir portent particulièrement sur la communication et l'appropriation des offres par les mahorais, ainsi que sur la structuration de l'offre. Le mécanisme des Certificats d'Economie d'Energie doit également permettre d'accélérer le développement des offres de MDE.

Début 2019, la CRE a publié le cadre territorial de compensation de Mayotte, qui précise la nature, les caractéristiques et les conditions de compensation des petites actions de MDE mises en œuvre à Mayotte, pour ces cinq prochaines années (2019-2023).



## 1.2 CAPACITES DE PRODUCTION EXISTANTES

### 1.2.1 CENTRALE THERMIQUE DES BADAMIERS

La Centrale des Badamiers a été mise en service en 1987, et se situe sur Petite Terre à côté des dépôts de combustibles de la SMSPP des Badamiers. La centrale fonctionne au gasoil.

Elle a connu de nombreuses extensions depuis son entrée en service afin d'accompagner la croissance de la demande et de maintenir une production électrique sur Petite Terre (où se trouvent l'aéroport, les bases militaires et la préfecture). Le parc de groupes en fonctionnement est constitué de moteurs semi-rapides de puissances et de technologies hétérogènes. Les caractéristiques des installations sont détaillées dans le tableau 7 ci-dessous.

Groupe	Type	Constructeur	Tr/mn	Mise en Service	Perspective de déclassement	PCN (kW)
<b>Badamiers I</b>						
G01	6R26	Crepelle	750	1987	2019	0 <sup>(1)</sup>
G02	6R26	Crepelle	750	1987	2019	0 <sup>(1)</sup>
G03	12V26	Crepelle	750	1989	2017	0 <sup>(1)</sup>
G04	12V26	Crepelle	750	1990	2017	0 <sup>(1)</sup>
G05	6R32	Wärtsilä	750	1992	2030 <sup>(2)</sup>	2 100
G06	6R32	Wärtsilä	750	1993	2030 <sup>(2)</sup>	2 100
G07	6R32	Wärtsilä	750	1994	2030 <sup>(2)</sup>	2 100
G08	6R32	Wärtsilä	750	1996	2030 <sup>(2)</sup>	2 100
<b>Badamiers II</b>						
G21	16V32	Wärtsilä	750	1999	2045 <sup>(3)</sup>	5 300
G22	16V32	Wärtsilä	750	1999	2045 <sup>(3)</sup>	5 300
G23	16CM32	MAK	750	2002	2045 <sup>(3)</sup>	7 300
G24	16CM32	MAK	750	2002	2045 <sup>(3)</sup>	7 300
<b>TOTAL</b>						<b>33 600</b>

Tableau 7 – Caractéristiques des groupes de la centrale thermique des Badamiers

(1) La puissance des moteurs G01 à G04 est mise à zéro, suite à l'engagement pris de déclassement de des moteurs G01 et G02 auprès de la DEAL en 2019 et au déclassement des moteurs G03 et G04 fin 2017.

(2) Le producteur finalise actuellement son projet de « maintenance lourde » visant la poursuite d'exploitation des moteurs G05 à G08 de Badamiers I jusqu'en 2030. L'arrivée du stockage par batteries (réponses à l'AO CRE 2018) rendra la sollicitation de ces moteurs moins fréquente, ce qui permettra de respecter les arrêtes en terme d'émissions de fumée. Cette solution permettra aux nouveaux moyens de production de pouvoir s'installer sur une période de temps plus longue, avec un démantèlement de Badamiers 1 au plus tard en 2030.

(3) le producteur veut fiabiliser les groupes de la centrale de Badamiers 2. Cette maintenance passera par des investissements importants, dont la mise en place d'un système de DeNox des fumées d'échappement avant fin 2024. L'urée nécessaire sera produite sur la centrale de Longoni, dont la capacité de fabrication peut supporter les besoins de Badamiers 2 en plus de ceux de Longoni. Enfin, les auxiliaires de la centrale subiront eux aussi une maintenance importante, dans le but de fiabiliser l'ensemble du processus. Toutes ces opérations rendront la centrale de Badamiers 2 opérationnelle au-delà de 2040.

## 1.2.2 CENTRALE THERMIQUE DE LONGONI

La Centrale Thermique de Longoni a été mise en service le 15 janvier 2009. Elle se situe sur Grande Terre dans la zone du Port de Longoni, à côté de la plateforme de stockage de combustible de la SMSPP. La capacité de production de LONGONI1 est de 39,295 MW avec des groupes dont les caractéristiques sont exposées dans le tableau 8 ci-après.

Groupe	Type	Constructeur	Tr/mn	Mise en Service	PCN (kW)
G31	18V32	Wärtsilä	750	2009	7859
G32	18V32	Wärtsilä	750	2009	7859
G33	18V32	Wärtsilä	750	2009	7859
G34	18V32	Wärtsilä	750	2009	7859
G35	18V32	Wärtsilä	750	2009	7859
<b>TOTAL</b>					<b>39 295</b>

Tableau 8 – Caractéristiques des groupes de la centrale thermique de Longoni I

L'extension de la centrale thermique de Longoni (LONGONI2) avec 3 nouveaux moteurs Wärtsilä 12V46 de 11,30 MW de Puissance Continue Nette a débuté en octobre 2012. Sa mise en service a été réalisée en Juin 2015.

Groupe	Type	Constructeur	Tr/mn	Mise en Service	PCN (kW)
G60	12V46	Wärtsilä	500	2015	11 300
G70	12V46	Wärtsilä	500	2015	11 300
G80	12V46	Wärtsilä	500	2015	11 300
<b>TOTAL</b>					<b>33,9</b>

Tableau 9 – Caractéristiques des groupes de la centrale thermique de Longoni II

Notons que les puissances indiquées dans les tableaux 8 et 9 sont des puissances brutes et non les puissances effectivement disponibles pour le réseau électrique.

Par exemple, pour Longoni II, la puissance contractuelle (PV de mise en service) livrable aux bornes HTB des transformateurs est de 32 708 kW (il s'agit de la valeur indiquée dans le tableau 9 à laquelle sont soustraites les consommations des auxiliaires et les pertes transfo HTB productions). La puissance unitaire par groupe est donc plus proche de 10 900 kW.

La maintenance des groupes de la centrale de Longoni maintient la pérennité de la centrale au-delà de la période étudiée dans ce bilan prévisionnel (2019-2040).

Si on applique un abattement identique à minima de 3,5 % pour les consommations des auxiliaires et les pertes transformateurs d'interface avec le réseau, on obtient une puissance totale disponible sur le réseau pour les centrales de Longoni (I et II) et de Badamiers (G05 à G08 + Badamiers 2) de 103 400 kW.

Concernant, les perspectives d'évolution du site de production de Longoni, le foncier permettrait de construire un maximum de 4 moteurs supplémentaires. Des études de faisabilité sont envisagées par le producteur pour définir le design optimal de la centrale de Longoni III, en fonction de l'énergie à envisager en remplacement probable du diesel.

Néanmoins, les scénarios retenus ci-après dans ce bilan prévisionnel, reportent les besoins de construction d'un nouveau moyen de production thermique au-delà de 2029 (en tenant compte de



l'arrivée des volumes prévus par la CRE de PV + stockage – cf Cahier des charges des appels d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et situées dans les zones non interconnectées, daté du 12/07/2019).

### 1.2.3 ENERGIES RENOUVELABLES

Le développement des énergies renouvelables sur le territoire de Mayotte remonte à 2008. A ce jour, seule l'énergie photovoltaïque et le biogaz ont fait l'objet de réalisations concrètes.

Concernant le photovoltaïque, l'événement déclencheur a été l'arrêté du 10 juillet 2006 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite à partir du photovoltaïque qui, dans son article 9, étend ces conditions à Mayotte.

Le nombre d'installations de production photovoltaïque connectées au réseau de Mayotte a doublé tous les ans entre 2008 et 2011: 8 à fin 2008 ; 16 à fin 2009 ; 30 à fin 2010 ; 60 à fin 2011. Il est de 74 depuis début 2015 (dont 3 fermes au sol de plus de 1 MWc). La puissance installée quant à elle a été multipliée par plus de 24 depuis fin 2008 pour atteindre 15,2 MWc depuis début 2017, soit en capacité installée, 12% du parc énergétique mahorais. En termes de contribution au mix énergétique, le photovoltaïque qui contribuait pour 0,1% de l'énergie produite à Mayotte en 2008 a représenté 2,4% en 2010 ; pour atteindre un maximum de 5,8% en 2013 puis redescendre à 5,6% en 2014 ; 5,3% en 2015 et finalement 5,0% en 2016. En 2017, la part du photovoltaïque est légèrement remontée pour atteindre 5,4%.

A noter que la dernière centrale mise en service début 2017 (1,8MWc), est un projet lauréat de l'Appel d'Offre CRÉ 2011, utilisant un dispositif de stockage pour une production lissée en forme de trapèze.

De plus, notons que la production photovoltaïque s'est élevée en 2017 à 18,402 GWh, pour une puissance installée de 15,2 MWc, on obtient donc la valeur moyenne de productible photovoltaïque de 1 210 kWh/kWc (avec certaines centrales supérieures à 1 450 kWh/kWc). En 2018, la production s'est élevée à 16,840 GWh, pour une puissance installée de 16,9 MWc (82 installations).

A noter qu'au 30 juin 2019, nous décomptons 94 installations photovoltaïques pour une puissance installée de 17,8 MWc. La production réalisée s'élève à 9,1GWh.

Enfin, une installation de biogaz d'une puissance installée de 1,07 MW été mise en service sur le réseau fin 2017, avec un productible quasi-nul en 2019 mais qui devrait monter en puissance au fur et à mesure de la méthanisation.

### 1.2.4 DECOUPAGE DES INSTALLATIONS PAR TYPE DE SERVICE RENDU AU SYSTEME ELECTRIQUE

Sur la base d'une analyse de la demande en électricité du territoire en 2017, trois types de services peuvent être identifiés :

- Un service de production à la base de 32 MW (soit 55 MW de puissance installée): les moyens de production de base se caractérisent par un fonctionnement constant tout au long de l'année avec un minimum instantané à 85%. Les moyens de production de base sont à pleine charge 8 060 heures dans l'année et leur charge est variable uniquement 700 heures dans l'année (entre 100% et 85%). Ils contribuent à la production de 81% de l'électricité du territoire.
- Un service de production de semi-base de 12 MW (soit 21 MW de puissance installée). Les moyens de production de semi-base sont utilisés 8 060 heures dans l'année, pour un taux de charge moyen de 62% (7,48MW). Les moyens sont engagés à leur puissance nominale pendant 1900heures dans l'année. Durant les 6 160 heures leur charge est variable de 0% à 100%. Les moyens de semi-base produisent environ 17,5% de l'électricité du territoire.
- Un service de production de pointe de 10 MW (soit 18 MW de puissance installée). Les moyens de production de pointe sont utilisés 1900 heures par an. Leur taux de charge moyen



est de 25%. Ils sont utilisés à puissance nominale que pendant la demi-heure la plus défavorable. Ils ne produisent seulement 1,5% du besoin en électricité du territoire.

A titre d'illustration, voici comment sont repartis en 2017 les moteurs diesel d'EDM selon les services :

- La puissance de base est assurée par les 3 moteurs de Longoni 2, les moteurs G23 et G24 de Badamiers II et 2 moteurs de Longoni 1
- Les moyens de semi-base sont : les 3 moteurs complémentaires de Longoni 1
- Les moyens de pointe sont les moteurs G21 et G22 de Badamiers 2 et les moteurs de Badamiers 1.

Aux horizons 2025 et 2030, EDM ne s'attend pas à ce que la courbe de charge soit différente de la courbe actuelle. Si bien que les besoins de base, semi-base et pointe resteront dans les mêmes proportions afin de passer le cas la demi-heure la plus chargée (respectivement 74 MW et 91 MW).

## 2 LE RESEAU ELECTRIQUE

---

### 2.1 DESCRIPTION DU RESEAU EXISTANT

Le transport est actuellement majoritairement assuré en tension de 20 kV, utilisée habituellement uniquement pour la distribution. La structure du réseau HTA est la suivante :

- 4 postes de répartition HTA/HTA (Longoni, Badamiers, Kawéni et Convalescence).
- 17 départs HTA en technologie aérienne et souterraine (plus 1 dédié pour le raccordement de la ferme solaire de Longoni).
- 2 liaisons HTA souterraines entre Longoni et Kawéni.
- 2 liaisons HTA souterraines entre Kawéni et Convalescence.
- 3 liaisons HTA souterraines et sous-marine entre Badamiers et Kawéni.

Seul, le transport du site de production centralisé (Longoni) vers le lieu de consommation maximal (le chef-lieu Mamoudzou) est assuré par une liaison HTB de 7,5km (90kV) mise en service en 2014.

Il est à noter que le système électrique de Mayotte est très fragile du fait :

- Qu'il est non-interconnecté ;
- Que les transits d'énergie restent encore faibles,
- De la présence d'un unique palier 90kV/20kV sur le réseau,
- Qu'il est soumis à l'aléa des productions d'ENR intermittentes.

Les caractéristiques de transit du système électrique mahorais (pointe à 57MW et ruban de consommation compris entre 30 et 45MW) et les règles de sûreté inhérente à l'exploitation d'un système électrique imposent que les unités élémentaires de production ne dépassent pas 12MW à l'horizon 2030.

### 2.2 RENFORCEMENT DU RESEAU ACTUEL

Le réseau électrique de Mayotte doit s'adapter au rythme de croissance de la consommation de l'île et à l'accroissement du nombre de producteurs décentralisés.

Pour cela, d'importants investissements sont menés depuis 2017 de façon à renforcer les lignes, rénover les postes ou enterrer des lignes aériennes. En 2018, plusieurs projets d'envergure ont été finalisés :

- mise en souterrain de 20 km de HTA du Carrefour Chirongui M'Tsamoudou à Kani Be ;
- mise en souterrain de 8 km de HTA, du poste Vahibé au poste Mirereni ;
- Renforcement de 7 km de la partie émergée du câble sous –marin Sur Petite TerreSécurisation par bouclage de 6,5km entre Mbouanatsa et MJC Bambo.

Des travaux supplémentaires relatifs à la préparation de l'arrivée du poste source de Sada, ont été lancés en 2019. De plus, d'autres travaux d'enfouissement vont avoir lieu pour les lignes aériennes proches de zones nouvellement habitées. Enfin, des travaux de plus petites envergures et se situant en zone urbaine vont se dérouler afin de créer des bouclages ou des antennes supplémentaires. Ces derniers investissements permettront de rendre le réseau plus robuste aux incidents.

Notons, qu'EDM a élaboré son Schéma de Raccordement au Réseau des ENR (S2RENR) visant à solliciter les producteurs d'électricité pour le financement des ouvrages nécessaires à l'accueil des productions décentralisées sur l'île.

### 2.3 LIGNE ET POSTE 90KV LONGONI – SADA

En 2019, EDM a lancé la phase de travaux. En octobre 2019, les fondations et les érections des pylônes sont en cours.



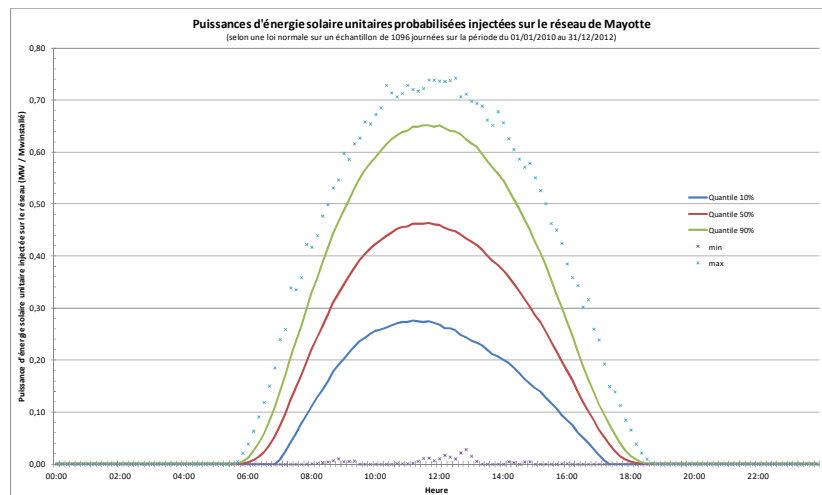
Le projet doit permettre :

- D'absorber la croissance de la consommation sur la zone géographique centre/sud ;
- De supprimer les chutes de tension sur cette même zone ;
- D'améliorer la sûreté de fonctionnement de notre réseau HTA.

Le démarrage des travaux du Poste HTB/HTA est prévu début 2020 pour une mise en service de l'ensemble Ligne + Poste au premier semestre 2021.

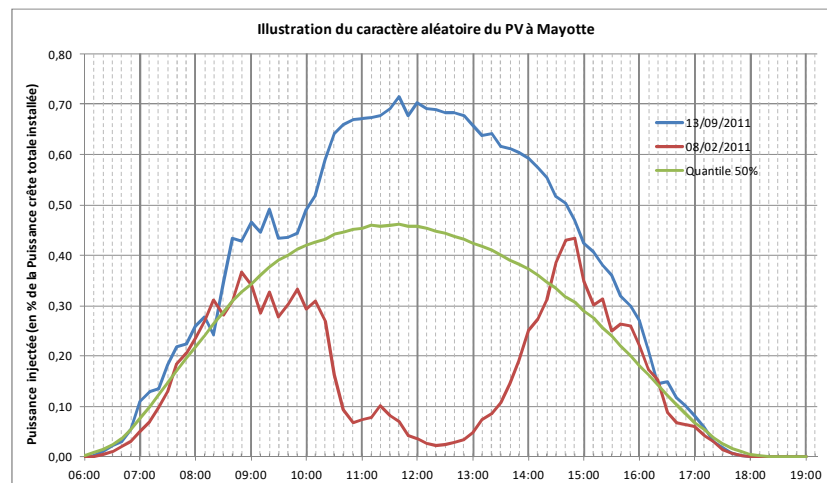
### 3 REMARQUES SUR L'INTERMITTANCE DU PHOTOVOLTAÏQUE

Une analyse effectuée en 2012 a permis de mettre en évidence les éléments suivants : le rendement référence constaté du parc photovoltaïque à 12h00 à Mayotte est de 46% (min=1% ; max=74%) c'est-à-dire que 1 jour sur 2, la puissance injectée à 12h00 pour un parc de 13,275 MW est au moins égale à 6,1 MW : voir Graphique 2. On peut potentiellement atteindre 9,8 MW injectés à 12h00 (74% de rendement déjà observé). Le pic d'injection a été enregistré le 24 janvier 2013 à 12h10 avec 9,38 MW soit 72% de rendement du parc alors installé.



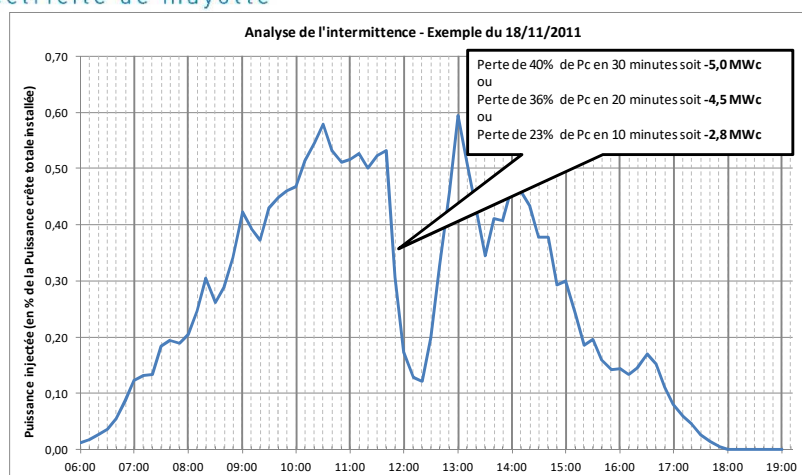
Graphique 2 – Puissance photovoltaïque injectée sur le réseau

Le développement rapide du photovoltaïque génère des contraintes que le gestionnaire de réseau a appris à gérer. Les graphiques 3 et 4 enregistrés sur le réseau de Mayotte illustrent le caractère aléatoire et intermittent du solaire.



Graphique 3 – Illustration du caractère aléatoire du PVCR à Mayotte





Graphique 4 – Illustration du caractère intermittent du PVCR à Mayotte

Ces variations rapides du photovoltaïque engendrent, notamment en été austral (météo perturbée), des difficultés de stabilisation du réseau en fréquence / tension, qui imposent au GRD de maintenir une réserve primaire élevée et peuvent générer des délestages (il faut 30 à 40 minutes pour démarrer un groupe diesel pour compenser la perte de puissance du photovoltaïque). Depuis Mars 2011 (qui a vu la mise en service de 25 nouvelles installations et le dépassement des 12 MWc installés et des 8MW injectés), la réserve primaire nécessaire a dû être progressivement relevée de 11 à 16%.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Part du PVCR dans le mix de Mayotte	5,9%	5,6%	5,3%	5,0%	5,4%	5,3%
Puissance PVCR installée (kW <sub>c</sub> ) au 31/12	13 171	13 261	13 349	15 185	15 185	16 840
<b>Taux moyen annuel de Réserve Primaire</b>	<b>15%</b>	<b>15,3%</b>	<b>19,1%</b>	<b>16,6%</b>	<b>15,8%</b>	<b>16,2%</b>

Tableau 10 – Evolution de l'impact du PVCR sur le système électrique de Mayotte

Mayotte a été l'un des premiers territoires français où le taux de pénétration des ENR à caractère aléatoire et intermittent a dépassé le seuil réglementaire de 30% (le 17/07/2011) et Electricité de Mayotte (EDM) a été le premier responsable d'équilibre Offre/Demande à expérimenter la déconnexion des ENR à caractère aléatoire et intermittent. Depuis 2013, EDM n'a procédé à aucune nouvelle déconnexion.

En 2019, EDM a mené une étude pour faire évoluer ce seuil de déconnexion, ce qui a permis, sans ajout de moyens de stockage ni de moyen d'inertie sur le réseau, **un passage de ce seuil de 30% à 36%**, appliqué depuis juin 2019.

Il faut noter que si le territoire souhaite augmenter significativement la part d'énergies intermittentes et par conséquent augmenter le seuil de déconnexion au-delà de 36%, il faut prévoir des moyens supplémentaires pour stabiliser le réseau. Il s'agit d'apport de moyens de stockage supplémentaires et de compensation synchrone (inertie) accompagnés du renforcement de la tenue des ENR aux creux de tension. Une étude particulière est à mener dans ce sens.



## 4 PREVISIONS ET BESOINS EN INVESTISSEMENTS

### 4.1 EVOLUTION PREVISIONNELLE DE LA DEMANDE

#### 4.1.1 EVOLUTION SOCIO-ECONOMIQUE DE MAYOTTE

L'évolution de la demande d'électricité repose principalement sur les critères suivants

- la progression de l'accès à l'électricité,
- l'évolution démographique (natalité, solde migratoire du territoire, décohabitation...),
- l'accroissement du taux d'équipement des ménages,
- l'évolution de l'activité économique et des infrastructures publiques.

Concernant **l'accès à l'électricité**, le taux de foyers mahorais ayant accès à l'électricité est de 93,8% en 2013 et était de 93,6% en 2012 contre 92% en 2007 et 79% en 2002 (source Insee). La progression du taux d'accès à l'électricité se heurte aujourd'hui à deux difficultés principales :

1/ les zones d'habitat non autorisées (occupation illicite de terrains publics ou privés ou non-inscrits aux PLU) qui ne peuvent être électrifiées ;

2/ des ressources affectées en matière d'électrification rurale sous maîtrise d'ouvrage Conseil Départemental en deçà des besoins. Les efforts d'électrification et de renforcement de réseaux en zone rurale n'ont pas été suffisamment soutenus et constants par rapport à la dynamique de croissance du territoire de Mayotte. Les retards accumulés sont aujourd'hui importants. **L'accès à l'électricité devrait donc continuer à progresser mais de façon lente.**

Concernant **l'évolution démographique**, le dernier recensement général de la population a été réalisé par l'Insee en 2017. La population de l'île était alors de 256 518 habitants.

Les derniers recensements (cf. tableau 11) montrent une tendance au ralentissement de l'accroissement de la population. Cependant, l'évolution de la population de l'île restera durablement importante du fait d'un taux de natalité encore important (fécondité importante appliquée à une population très jeune, plus de 50% de la population ayant moins de 17 ans).

**Ainsi, selon les dernières tendances, on pourrait atteindre 300 000 habitants vers 2025 et 400 000 habitants vers 2040.**

Recensement	1985	1991	1997	2002	2007	2012	2017
Population	67 167	94 410	131 320	160 265	186 452	212 645	256 518
Taux annuel de variation entre deux recensements	-	5,8%	5,7%	4,1%	3,1%	2,7%	-

Tableau 11 – Population de Mayotte. Source : Antenne Insee de Mayotte

Le nombre de résidences principales augmente moins vite que la population (2,3 % contre 2,7 %), entraînant une augmentation du nombre moyen de personnes par ménage (phénomène de cohabitation).

Il convient de signaler que le développement de l'immobilier, malgré la forte demande, est freiné par la raréfaction du foncier disponible et par les difficultés de maîtrise d'ouvrage de la SIM. Néanmoins, la recapitalisation de la SIM en 2018, les orientations des pouvoirs publics (achat par la SIM d'immeubles en VEFA) devraient permettre d'accélérer la construction de logements salubres dans les années à venir.

Concernant le **taux d'équipement des ménages**, les données issues du recensement de 2012 font apparaître les constats suivants :

- un taux d'équipement encore inférieur à celui observé en métropole et à la Réunion,
- une climatisation très faiblement développée au regard des caractéristiques climatiques du territoire
- une réelle dynamique d'équipement observée (2002-2012) :

Equipement	Mayotte 2002 *	Mayotte 2012 *	Réunion 2006**	Métropole 2006 **
Réfrigérateur	61%	72%	98,5%	97,5%
Congélateur		71%		
Lave-linge	13%	37%	87,6%	91,0%
Climatiseur	4%	16%	25,1% (2001)	---
Téléviseur	61%	81%	95,6%	95,0%

Tableau 12 – Comparaison des taux d'équipements Mayotte-Réunion-Métropole

Source : \* Antenne Insee de Mayotte - recensements généraux de population \*\* Insee - enquêtes Budget des Familles

**Le taux d'équipement des ménages présente donc un potentiel d'évolution qui reste significatif**, et ce d'autant que le pouvoir d'achat des ménages mahorais est susceptible de poursuivre sa hausse dans le cadre du processus de convergence post départementalisation.

Concernant **l'évolution de l'activité économique** du territoire, elle sera principalement soutenue par les investissements réalisés sur le territoire pour en développer notamment les infrastructures et par la hausse du pouvoir d'achat des mahorais.

**Investissements** - Les investissements publics, fixés par le Contrat de Projet Etat/Conseil Général pour un montant de 444 millions d'euros sur la période 2008-2013 ont été consommés à 92%. Le nouveau Contrat de Projet Etat/Région 2015-2020 s'élève à 378,5 millions d'euros. Les Fonds FEDER (320,44 millions d'euros sur la période 2014-2020) portent pour moitié à l'investissement dans des infrastructures et dans les entreprises.

**Pouvoir d'achat** - Depuis le 1<sup>er</sup> Janvier 2018, le code du travail est applicable à Mayotte et à notamment permis d'aligner le SMIG au SMIC national.

Avec la départementalisation qui est intervenue le 31 Mars 2011, le RSA a été mis en place sur le territoire à 50% du niveau national. A fin décembre 2017, 5 066 bénéficiaires du RSA était recensés (soit une diminution de 300 bénéficiaires par rapport à 2016).

Le PIB de Mayotte restait en 2017 très en retrait par rapport aux PIB réunionnais ou métropolitain (voir tableau 13).

Evolution du PIB de Mayotte	2001	2005	2009	2011	2017
PIB Mayotte (millions d'euros)	610	912	1 374	1 575	1 800
PIB Mayotte (euros par habitant)	3 960	5 201	6 575	7 896	8 980
PIB Réunion (euros par habitant)			17 520	18 902	21 378
PIB Métropole (euros par habitant)			29 290	31 536	32 754

Tableau 13 – Evolution comparée des PIB Mayotte-Réunion-Métropole - Source : IEDOM

Le potentiel de croissance est donc élevé mais dépend fortement de facteurs conjoncturels évoqués plus avant (la démographie ; la décohabitation ; la croissance économique ; les politiques de MDE).

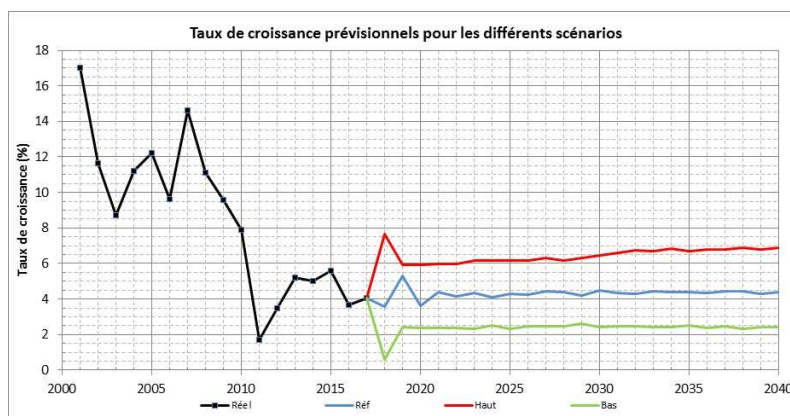
#### 4.1.2 SCENARIOS D'EVOLUTION DE LA DEMANDE

Une étude a été réalisée au deuxième trimestre 2018 par les économistes de la direction R&D d'EDF<sup>1</sup>.

Nous considérons 3 scénarios : Référence, Haut et Bas. Le scénario de référence est à caractère tendanciel, le scénario haut se base sur les hypothèses hautes de PIB et de population et tendancielle pour la MDE, tandis que le scénario bas cumule les hypothèses basses pour le PIB et la population et une MDE renforcée. Dans cette étude, la MDE renforcée exige des économies de 26MWh/an d'ici à 2030 (ce qui est cohérent avec le cadre imposé par la CRE en 2019), puis de 56MWh/an entre 2030 et 2040.

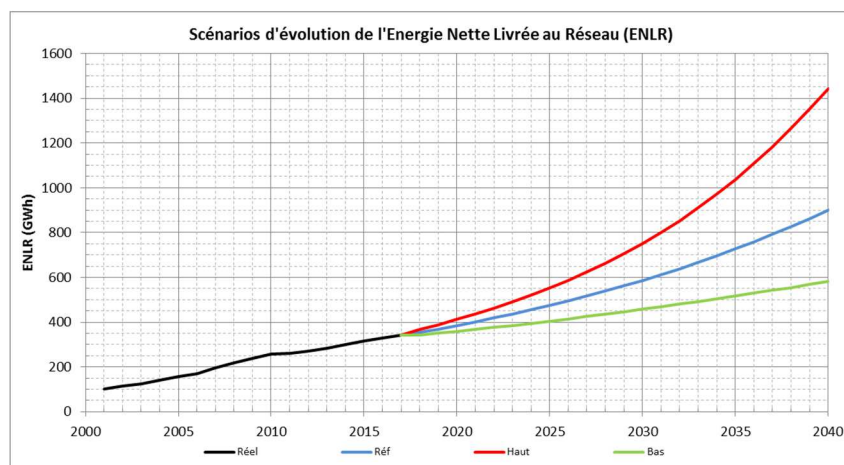
Scénarios	Ref	Bas	Haut
PIB	Ref	Bas	Haut
Population	Ref	Bas	Haut
MDE	Ref	MDE_Renf	Ref
Transport électrique	Ref	Bas	Ref
Pertes	Ref	Ref	Ref

Ces scénarios sont caractérisés sur les graphiques 5 à 7 et sur les tableaux 14 et 15.



Graphique 5 – Taux de croissance prévisionnel pour les différents scénarios

<sup>1</sup> Etude de données et perspective d'évolution de la demande d'électricité à Mayotte - EDF R&D - P.Nogues - V2 du 12/07/2018

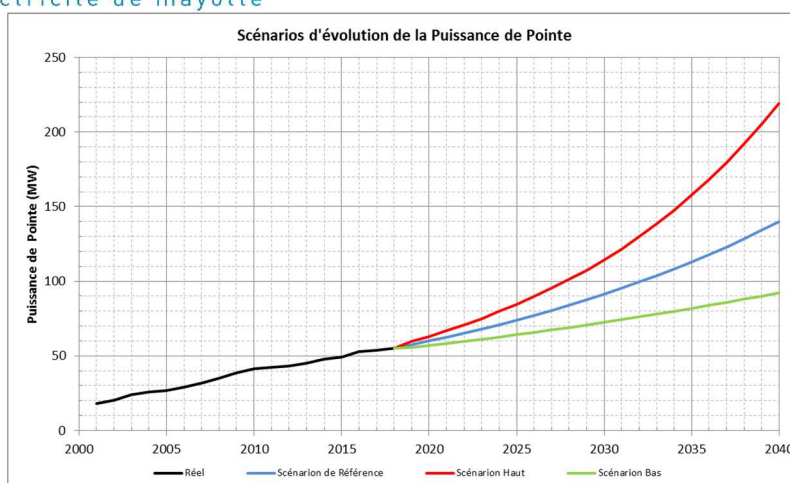


Graphique 6 – Evolution de l'énergie nette livrée au réseau à horizon 2040

Année	Energie Nette Livrée au réseau (GWh)		
	Réf	Haut	Bas
2018	353	367	343
2019	372	389	351
2020	385	412	360
2021	402	436	368
2022	419	462	377
2023	437	491	386
2024	455	521	395
2025	474	553	405
2026	495	587	415
2027	516	624	425
2028	539	662	435
2029	562	704	447
2030	587	750	457
2031	612	799	469
2032	639	853	480
2033	667	910	492
2034	696	972	504
2035	727	1037	517
2036	758	1108	529
2037	792	1183	542
2038	827	1265	555
2039	863	1351	568
2040	901	1444	582

Tableau 14 – Evolution de l'énergie nette livrée au réseau à l'horizon 2040

En fait, l'énergie nette livrée au réseau a été de 340.272 MWh en 2018, en dessous du scénario bas. Cela est dû essentiellement au ralentissement de l'activité suite aux grèves du 1er trimestre. A noter que l'énergie nette livrée au réseau à fin septembre 2019 est de 269 328 MWh, ce qui laisse prévoir un atterrissage à fin 2019 de l'ordre de 360MWh, légèrement au-dessus du scénario bas.



Graphique 7 – Evolution de la puissance de pointe à l'horizon 2040

Année	Puissance de pointe 31/12/n (MW)		
	Réf	Haut	Bas
2019	57,5	59,6	55,7
2020	60,0	63,1	57,0
2021	62,5	66,9	58,4
2022	65,2	70,8	59,8
2023	68,0	75,1	61,2
2024	70,9	79,7	62,6
2025	73,8	84,6	64,2
2026	77,0	89,8	65,7
2027	80,3	95,3	67,3
2028	83,8	101,3	69,0
2029	87,5	107,5	70,7
2030	91,2	114,3	72,5
2031	95,3	121,7	74,3
2032	99,4	129,7	76,1
2033	103,7	138,4	78,0
2034	108,3	147,8	79,9
2035	113,1	157,8	81,8
2036	118,0	168,4	83,9
2037	123,1	179,9	85,9
2038	128,6	192,1	88,0
2039	134,3	205,3	90,0
2040	140,1	219,3	92,2

Tableau 15 – Evolution de la puissance de pointe à l'horizon 2040

Au vu de l'atterrissage prévisionnel de 2019 (57 MW en pointe et 360 MWh d'énergie nette livrée au réseau), le scénario d'évolution de la demande se situe entre le scénario bas et le scénario de référence.

## 4.2 PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE (PPE)

L'actuelle PPE (2016-2018/2019-2023) est en cours de révision. Le but de cette révision est d'accélérer la dynamique de transformations du territoire de Mayotte en faveur de la transition énergétique, en portant une attention particulière aux filières pouvant se développer dans un temps cohérent avec la période couverte, c'est-à-dire 5 ans. La nouvelle période couverte sera 2019-2023/2024-2028.

La déclaration d'intention de révision de la PPE, ainsi que le bilan de la PPE 2016-2018/2019-2023 sont disponibles sur le site de la préfecture et le site du conseil départementale de Mayotte.

### **4.3 PROJETS DE DEVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION**

Ce paragraphe présente les volumes de production photovoltaïque ou de stockage issus des appels d'offres CRE alloués à Mayotte, ainsi qu'un point sur le biogaz installé.

#### **4.3.1 PHOTOVOLTAÏQUE - INJECTION DIRECTE (SANS STOCKAGE)**

La production d'énergie photovoltaïque en injection directe (sans stockage) a connu un développement très rapide à Mayotte : cf. paragraphe 1.2.3. Au 30 juin 2019, nous décomptons 94 installations photovoltaïques pour une puissance installée de 17.8 MWc.

L'appel d'offre CRE de juillet 2019 porte sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production photovoltaïque dans les ZNI, d'une part associées à du stockage et d'autre part non associées à du stockage. En ce qui concerne le développement de production photovoltaïque sans stockage, le volume appelé pour Mayotte est de 2MW (première période de candidature en 2019), puis à nouveau 2MW (deuxième période de candidature en 2020).

#### **4.3.2 PHOTOVOLTAÏQUE AVEC STOCKAGE**

Dans les appels d'offres CRE, le producteur peut répondre à un service de fourniture à la pointe (19h-21h pour Mayotte). Rien n'est obligatoire, néanmoins les conditions financières sont incitatives. A noter qu'une partie de la recharge de la batterie par de l'énergie thermique est autorisée. Le retour d'expérience d'autres systèmes électriques insulaires montre que la fourniture de puissance à la pointe est environ égale à 40% de la puissance installée de la centrale PV+stockage. Nous retiendrons cette hypothèse de puissance disponible à la pointe.

En ce qui concerne la future mise en service des projets lauréats de l'appel d'offres (AO) CRé 2016 sur le sujet (3,8 MW réparti en 7 projets), une partie de ces projets lauréats est susceptible de fournir un service à la pointe, afin de bénéficier d'un bonus du tarif de rachat. Ces projets sont pris en compte dans la puissance disponible, à partir de 2021.

En ce qui concerne l'appel d'offre CRE de juillet 2019 portant sur la production photovoltaïque couplée à un dispositif de stockage, le volume de puissance appelé est de 10MW pour la première période de candidature (2019), puis de 22MW pour la deuxième période de candidature (2020). Nous étalons les mises en service de la manière suivante :

- En 2022, 50% du volume de l'appel d'offre CRE 2019 (5MW)
- En 2023, 50% restant de l'appel d'offre CRE 2019 (5MW)
- En 2024, 50% de l'appel d'offre CRE 2020 (11MW)
- En 2025, 50% restant de l'appel d'offre CRE 2020 (11MW).

A ce jour, EDM n'a reçu aucune demande de raccordement correspondant à cet appel d'offres. Suite à ce constat, nous présentons l'évolution des besoins de production avec 2 hypothèses

- L'une intégrant le volume total de PV+Stockage de l'AO CRE 2019
- La deuxième n'intégrant aucun projet consécutif à cet AO CRE.

(cf. tableaux de résultats au paragraphe 4.4.2).

#### **4.3.3 LES MOYENS DE STOCKAGE**

La méthodologie de rémunération des moyens de stockage centralisé dans les ZNI a été détaillée dans une délibération de la CRé du 30 Mars 2017.



Successivement à cette publication, EDM a publié ses prescriptions techniques relatives aux deux services présentant de la valeur pour le système électrique.

EDM estime donc, un besoin de 8MW (4MWh) de stockage centralisé permettant de réaliser du réglage de fréquence assimilable à de la réserve primaire et un besoin de 16MW (30MWh à 60MWh) de stockage centralisé réalisant du report de charge, disponible à la pointe de consommation.

La délibération de la CRE n°2019-230, de fin octobre 2019 donne les résultats de l'appel d'offre, ainsi, 4MW (2MWh) seront alloués à la réserve primaire de fréquence et 7,4MW (14,9 MWh) seront alloués au report de charge, avec une mise en service des deux projets à l'horizon 2021. Ces puissances disponibles sont prises en compte dans le calcul du besoin en production (voir § 4.4.2).

Notons que :

1. les moyens de stockage assurant un service de réglage de fréquence assurent une régulation en temps réel de la charge du réseau et permettent ainsi de pallier, en partie, l'intermittence de la production photovoltaïque. Ils participent donc à la capacité du GRD à augmenter le seuil de déconnexion des énergies renouvelables au-delà de 30%.
2. Les moyens de stockage assurant un service de report de charge, doivent se recharger en dehors des périodes de pointe. Si cette recharge intervient de manière particulièrement bien pilotée de 9h à 15h, ils permettent de stocker une partie de la production photovoltaïque. En déformant artificiellement la courbe de charge du réseau, ces rechargements participent à éloigner la perspective d'atteinte du seuil limite de pénétration instantanée de la production intermittente (seuil de déconnexion).

#### 4.3.4 BIOGAZ

L'Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux (ISDND) mise en service en 2014 sur la commune de Dzoumogné a installé fin 2017 un moteur thermique de 1,063 MW. Des difficultés dans la collecte des gaz de fermentation n'ont pas permis au moteur de produire de l'électricité en 2018, ni au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2019

La production d'électricité étant directement liée à la quantité de gaz émise et donc à la collecte de déchet, elle est amené à évoluer au cours du temps. Les chiffres annoncés font état d'une augmentation progressive pour atteindre une production de 8 GWh/an en 2022.

## 4.4 BESOIN EN PRODUCTION

### 4.4.1 HYPOTHESES PRINCIPALES

Concernant l'évolution de la demande, trois scénarios ont été envisagés (cf §4.1.2).

On estime que l'évolution de la puissance de pointe est susceptible de suivre exactement la même courbe de croissance que la demande en énergie (énergie nette livrée au réseau).

Le tableau 17 ci-après récapitule les éléments les plus importants.

Scénario	Année	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Haut	Energie (GWh)	367	389	412	436	462	491	521	553	587	624	662	704	750	799	853	910	972	1037
	Puissance (MW)	55	60	63	67	71	75	80	85	90	95	101	108	114	122	130	138	148	158
Référence	Energie (GWh)	354	369	385	402	419	437	455	474	495	516	539	562	587	612	639	667	696	727
	Puissance (MW)	55	58	60	63	65	68	71	74	77	80	84	88	91	95	99	104	108	113
Bas	Energie (GWh)	343	351	360	368	377	386	395	405	415	425	435	447	457	469	480	492	504	517
	Puissance (MW)	55	56	57	58	60	61	63	64	66	67	69	71	73	74	76	78	80	82

Tableau 17 – Energie Nette Livrée au Réseau et Puissance de pointe des scénarios Haut, Référence et MDE renforcée

Concernant le parc de production, les hypothèses retenues sont les suivantes :

- Taux de disponibilité des centrales thermiques existantes et futures est égal à 87%.
- Capacité d'absorber la perte du groupe de plus forte puissance (12 MW depuis 2015 puis 15/18 MW à partir de 2029/31 selon les scénarios).

- Déclassés comme anticipés au paragraphe 1.2.
- Le photovoltaïque (en injection directe) ne constituant pas une puissance garantie et n'étant pas disponible à la pointe du soir, n'a pas été intégré dans la réponse à la puissance de pointe.
- Le biogaz est considéré comme une puissance garantie et a été intégré en tant que tel dans l'étude à partir de 2020.
- Le stockage centralisé est considéré comme une puissance garantie et a été intégré à partir de 2021, selon les résultats de l'AO CRE 2017.
- Les installations PV + Stockage participent à la pointe pour 40% de leur puissance installée (voir §4.3.2). Le taux de disponibilité retenu pour ces équipements est de 99%. Les projets de PV+stockage de l'appel d'offre CRE 2016 sont inclus dans les hypothèses de production (avec une mise en service en 2021).  
Les volumes alloués au PV+stockage de l'appel d'offre CRE 2019-2020 sont répartis de la manière suivante (tableau 18). La mise en service de l'intégralité des installations PV+stockage de cet appel d'offre apporte 13MW de puissance supplémentaire à la pointe. Dans le tableau des résultats, nous présentons une ligne de besoin incluant cette puissance disponible et une ligne de besoin ne les incluant pas, ce pour chaque scénario.

Puissance des projets PV+Stockage de l'appel d'offre CRE 2019/2020																								
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Cumul
Puissance libérée à la pointe					2	2	4	4																13

Tableau 18 – puissance libérée par les installations PV+stockage potentiellement mises en place entre 2022 et 2025

## 4.4.2 RESULTATS

Les résultats de l'étude sont consignés dans le tableau 19 suivant, en termes de MW à installer dans les années à venir.

Besoins de puissance dans des moyens de production pour répondre à la pointe du soir.																									
Scénarios		2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	Cumul
Scénario haut	avec PV+stockage AO CRE 19-20									7	8	10	9	19	12	12	14	15	16	17	18	19	20	21	217
	sans PV+stockage AO CRE 19-20							5	7	9	8	9	10	19	12	12	14	14	16	16	18	19	21	21	230
Scénario de référence	avec PV+stockage AO CRE 19-20													3	14	8	7	7	7	8	8	8	8	9	94
	sans PV+stockage AO CRE 19-20									1	5	5	6	14	7	6	7	8	7	7	8	8	9	9	107
Scénario bas	avec PV+stockage AO CRE 19-20																		3	4	3	3	3	3	19
	sans PV+stockage AO CRE 19-20													3	2	3	3	3	4	4	3	3	2	3	33

Tableau 19 – Besoin de puissance de production à installer selon les scénarios

### 4.4.2.1 Scénario haut

La première ligne présente les besoins en production du réseau, avec un scénario de croissance de la consommation « haut ». Sans installation PV+stockage mise en service, les premiers besoins en production apparaissent en 2024 et augmentent de manière plutôt linéaire, sauf un pic en 2030 (démantèlement des G5 à G8 des Badamiers). Si toutes les installations PV+stockage sont mises en service, le besoin en production recule de 2 ans et diminue de 13MW au total.

### 4.4.2.2 Scénario de référence

Sans PV+stockage et avec un scénario de croissance moyenne, le besoin en production arrive en 2026, avec un pic en 2030 (démantèlement des G5 à G8 des Badamiers), puis reste quasi constant autour de 7MW/an.

Avec les mises en service des installations de PV+stockage, le besoin apparaît trois ans plus tard, présentant à nouveau un pic de 2030, puis un besoin constant autour de 7MW/an.



En considérant une évolution de la demande en scénario bas, le besoin en production apparait en 2030 et reste constant, autour de 4MW/an, sans mises en service de PV+stockage. En prenant en compte le PV+stockage, ce besoin recule de 5ans et reste constant autour de 4MW/an.

#### 4.4.3 EVOLUTION DU MIX ENERGETIQUE

Le paragraphe 4.4.2 adresse particulièrement la gestion de la pointe de consommation, et conclut à la nécessité d'investissement dans des moyens de production supplémentaires disponibles à l'horizon 2029, pour le scénario de référence, avec prise en compte du PV+stockage de l'appel d'offre CRE 2019-2020.

Cependant il est à noter que le raccordement de moyens de production photovoltaïque sur le réseau électrique est à prévoir. Cet essor est actuellement porté par deux leviers : les appels d'offre de la CRé (actuellement au rythme d'un appel d'offre par an) et par un tarif d'achat incitatif des petites installations inférieurs à 100kWc défini par l'arrêté du 4 mai 2017.

Les hypothèses de croissance retenues, basées sur des projets identifiés, ayant fait l'objet d'une demande de raccordement et donc réceptionnés d'ici 2021, soient 10,6MWc de panneaux photovoltaïque en injection directe (~110 points d'injection compris entre 36kVA et 100kVA).

Cet essor des moyens de production renouvelables répond aux enjeux de décarbonation du mix énergétique de Mayotte, le mix évoluerait selon les scénarios de croissance du besoin dans les proportions ci-dessous :

Année	Prod. ENR GWh	% d'ENR		
		Réf	Haut	Bas
2018	19,5	5,50%	5,32%	5,69%
2019	28,1	7,60%	7,22%	7,99%
2020	37,8	9,82%	9,18%	10,51%
2021	43,9	10,93%	10,07%	11,93%
2022	46,0	11,00%	9,96%	12,22%
2023	47,2	10,80%	9,61%	12,23%
2024	48,3	10,63%	9,28%	12,23%
2025	49,6	10,45%	8,96%	12,25%
2026	50,8	10,27%	8,66%	12,25%
2027	52,1	10,09%	8,35%	12,26%
2028	53,4	9,91%	8,06%	12,27%
2029	54,8	9,75%	7,78%	12,26%
2030	56,2	9,57%	7,49%	12,28%
2031	57,6	9,41%	7,21%	12,29%
2032	59,1	9,25%	6,93%	12,31%
2033	60,6	9,09%	6,66%	12,33%
2034	62,2	8,93%	6,40%	12,35%
2035	63,8	8,78%	6,15%	12,36%

Tableau 20 – évolution du mix énergétique selon les scénarios de croissance de la consommation

*NB : Dans le tableau 20, après 2021, la production d'ENR croît au rythme de 3% permettant ainsi de suivre la courbe de croissance de la consommation et maintient le taux de pénétration des ENR aux alentours de 10%. Notons que cela nécessite de multiplier par trois la production de 2017 d'ici 2030.*

A noter que la production réalisée en 2018 (16,8GWh) et à mi 2019 (9,1GWh) rendent les prévisions réalisées dans l'étude mi 2018 trop optimistes. Cependant, vu la quantité de nouvelle puissance installée d'ici à 2021, la production pourra recoller aux prévisions.

## 4.5 EVOLUTION DU SYSTEME ELECTRIQUE

Le principal potentiel de développement d'énergie réside à court terme dans le développement d'une filière photovoltaïque innovante associée à des techniques de lissage de la production et d'apport d'inertie à même de prémunir le système électrique contre les perturbations générées par son caractère intermittent.

Les besoins exprimés par le gestionnaire de réseau EDM sont :

- la stabilisation de la fréquence lors des variations rapides de production photovoltaïque,
- la constitution d'une réserve primaire à la disposition du gestionnaire de réseau pour la sécurisation du système électrique,
- la prévision J+1 et infra-horaire de la production photovoltaïque pour une programmation optimisée des moyens de production thermique et la participation aux productions de pointe (le midi et le soir vers 19h30,).

Le système électrique va également voir, d'ici à 2035 :

- les moyens de stockage centralisés
- les moyens de production PV +stockage
- l'augmentation conséquente d'installations PV en injection directe
- l'autoconsommation
- Les compteurs communicants
- et la mobilité électrique.

Tous ces outils de la transition énergétique, tendent à imposer au GRD de modifier son métier, d'intégrer plus d'interlocuteurs, d'accueillir une production décentralisée et de satisfaire des consommateurs de plus en plus exigeants sur la qualité du produit.

Pour cela EDM va rédiger sa feuille de route smart-grid, qui sert de fil conducteur aux travaux à mener et entame un projet de révision de son outil de conduite du système électrique.