



# COMITE DE CONCERTATION AVEC LES PRODUCTEURS

23 janvier 2023



# ORDRE DU JOUR

## 0. Validation CR CCP de juin

1. Statistique de raccordements
2. Présentation du nouveau portail raccordement
3. Point réglementation et DTR
4. Déploiement compteur numérique
5. Possibilités de raccordement lorsque les S2R sont saturés
6. Historique de développement PV BT et open data
7. RGPD dans les relations avec le dispatching
8. Bilan prévisionnels à partir de 15h



## Raccordements producteurs sup 36 kVA

# 1. Dynamique des entrées en FA des nouvelles demandes de raccordement SUP 36 kVA PROD (maj au 31 décembre 2022)

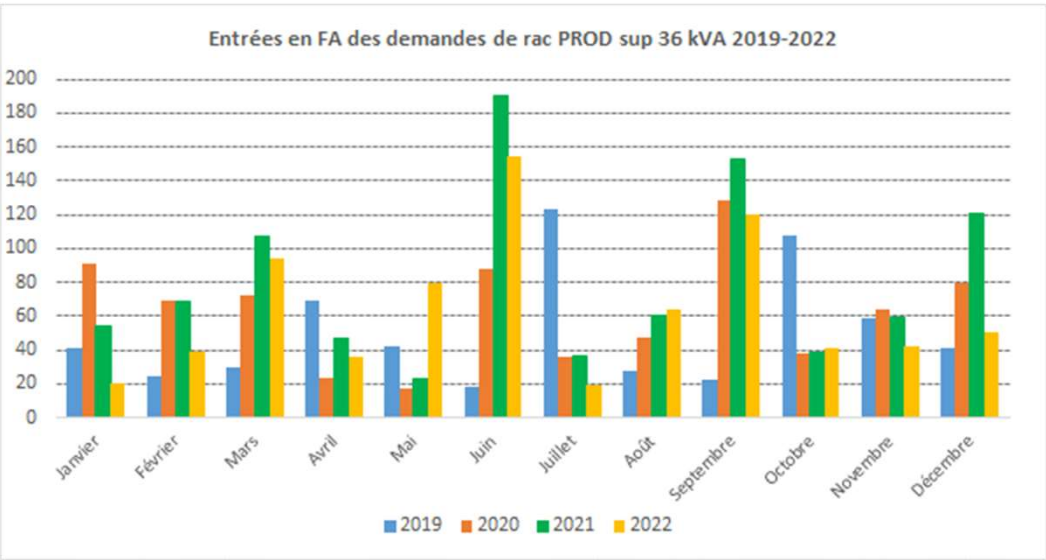
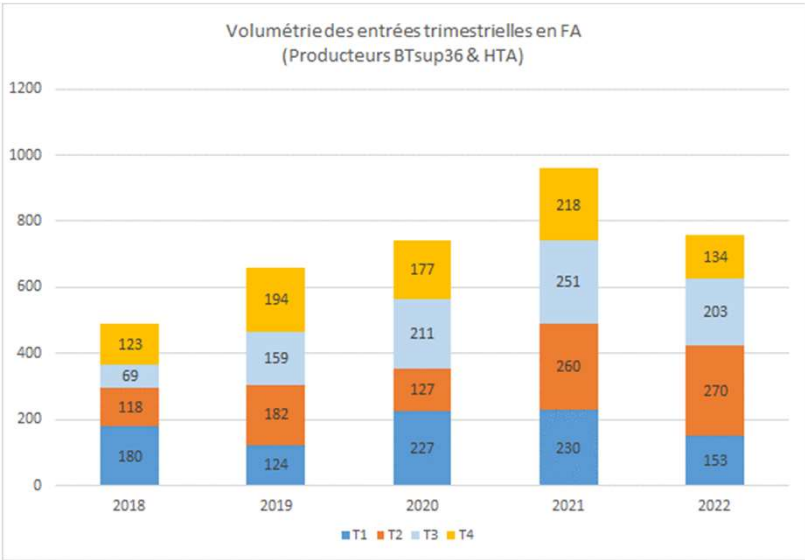
En 2022, l'ARD a validé 760 projets (vs 959 en 2021)

⇒ Temporisation de projets dans l'attente du tarif S23 ; effet sensible des évènements et conditions climatiques rencontrés sur plusieurs territoires sur 2022

## Point sur la tenue des délais en 2022 (BT et HTA):

94% des PTF ont été envoyées dans les délais (81% en 2021)

94% des CRD ont été envoyées dans les délais (90% en 2021)

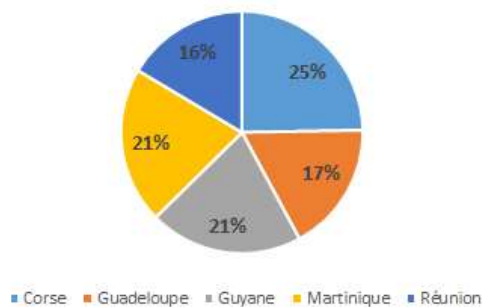


## 2. Dynamique par centre des entrées en FA des demandes de raccordement SUP 36 kVA PROD (maj à fin décembre 2022)

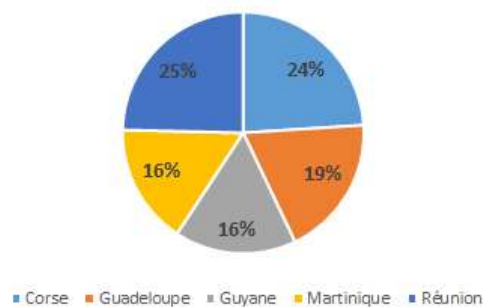
Sur l'année 2022 :

- ✓ Corse a reçu 25 % des demandes.
- ✓ Guadeloupe : 17 %
- ✓ Martinique : 21 %
- ✓ Réunion : 16 %
- ✓ La Guyane : 21 %

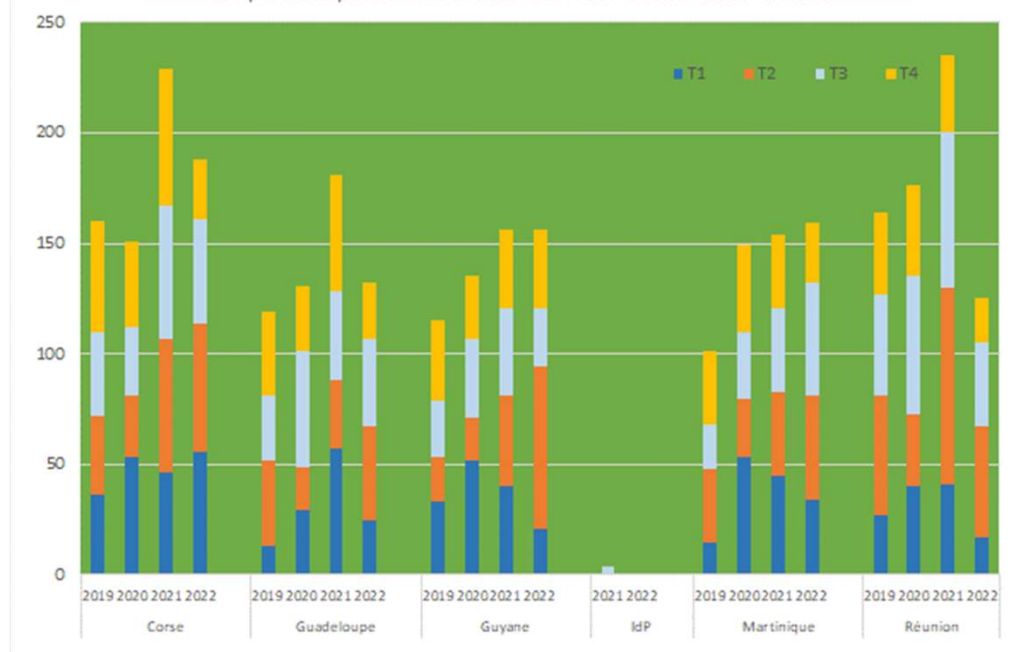
Répartition par Centre des entrées en FA des affaires Prod sup36 kVA - 2022



Répartition par Centre des entrées en FA des affaires Prod sup36 kVA - 2021



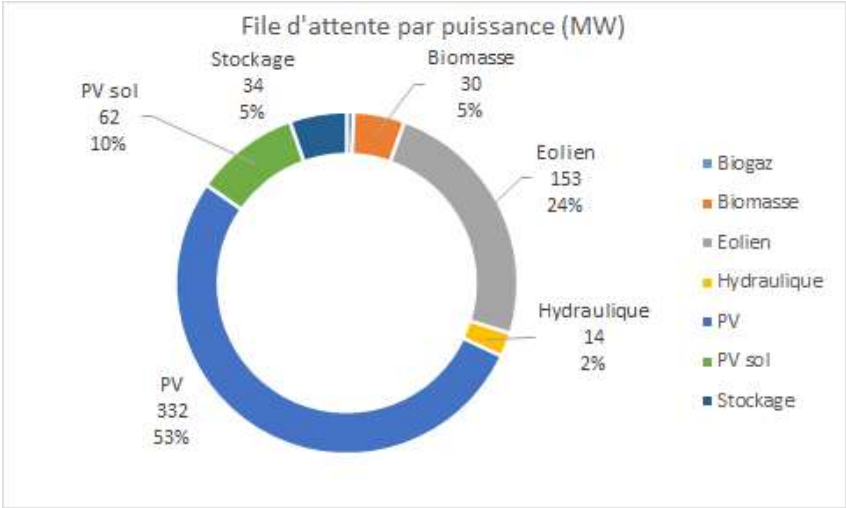
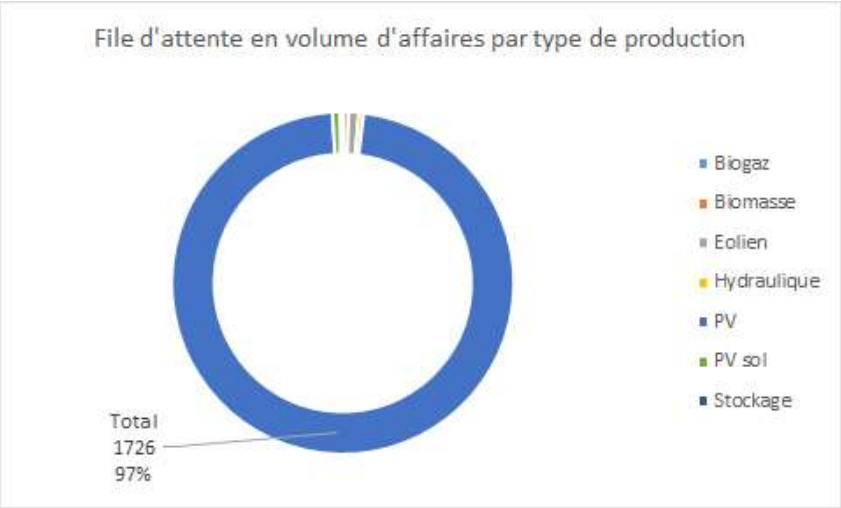
Comparaison par trim des entrées en FA SUP 36 kVA 2019- & 2022



### 3. Volume des affaires en file d'attente SUP 36 kVA PROD (maj au 31 décembre 2022)

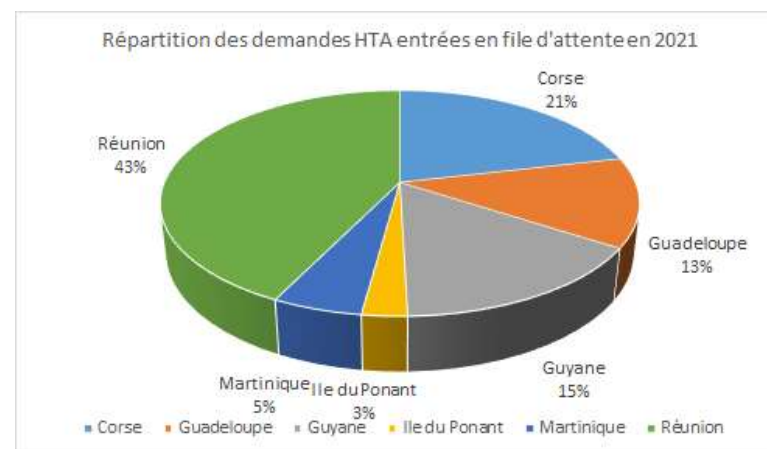
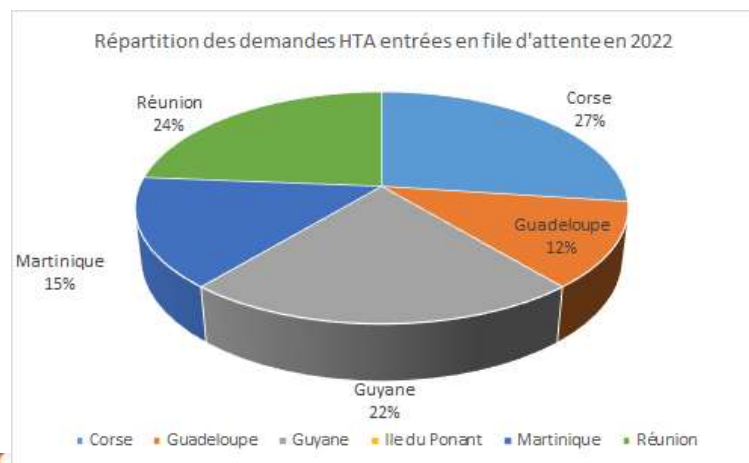
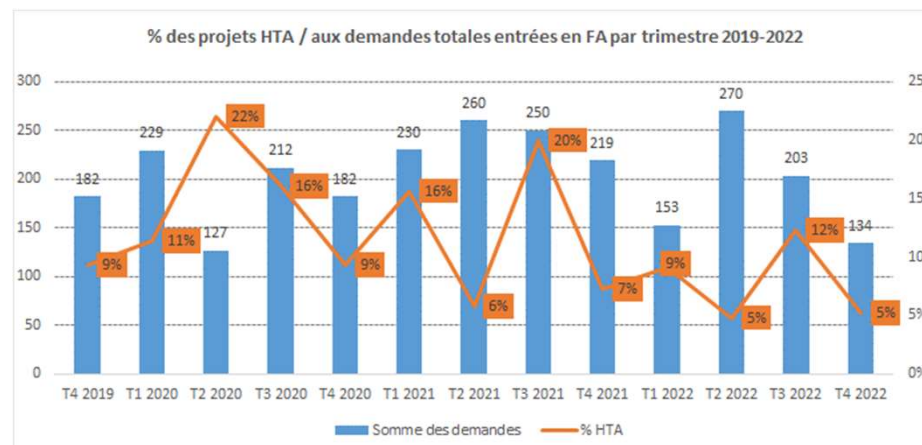
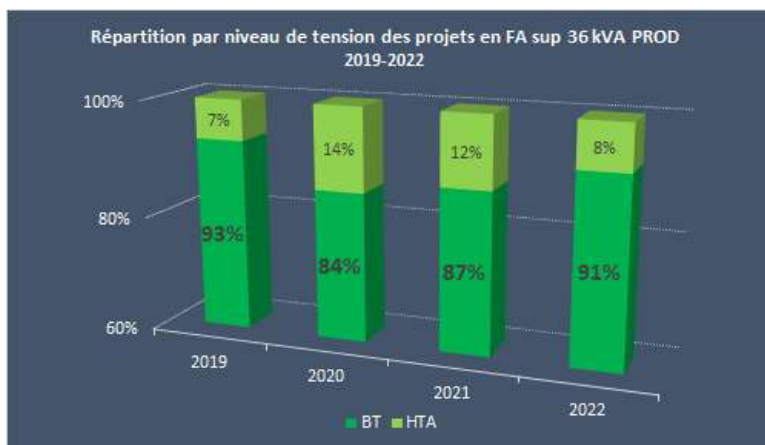
A fin décembre :

- ✓ Sur l'ensemble des demandes qui sont en FA (hors HTB), le PV représente 97% des projets pour une puissance totale réservée (hors PRAC) en file d'attente de 395 MW.



#### 4. Zoom des demandes HTA entrées en FA (maj au 31 décembre 2022)

- ✓ A fin décembre, nous avons enregistré 59 nouveaux projets HTA (vs 117 affaires HTA en 2021).
- ✓ 148 projets HTA sont présents en file d'attente pour une puissance réservée de 509 MW (à noter + 22 projets PRAC pour une puissance de 106 MW).





## Portail raccordement



# 1. Nouveau Portail Raccordement <https://portail-raccordement-edf.fr>



! Si vous avez une demande en cours de traitement et entrée avant le 19 décembre 2022, continuez à la suivre en vous connectant sur ce site : <https://portail-raccordement-edf.fr>

## Portail de raccordement EDF

Ce portail est destiné aux utilisateurs du réseau de distribution publique d'électricité dans les zones non interconnectées suivantes : Départements d'outre-mer (hors Mayotte), Saint Martin, Saint-Barthélemy, Corse et les Îles de Sein, Ouessant, Molène et Chausey.

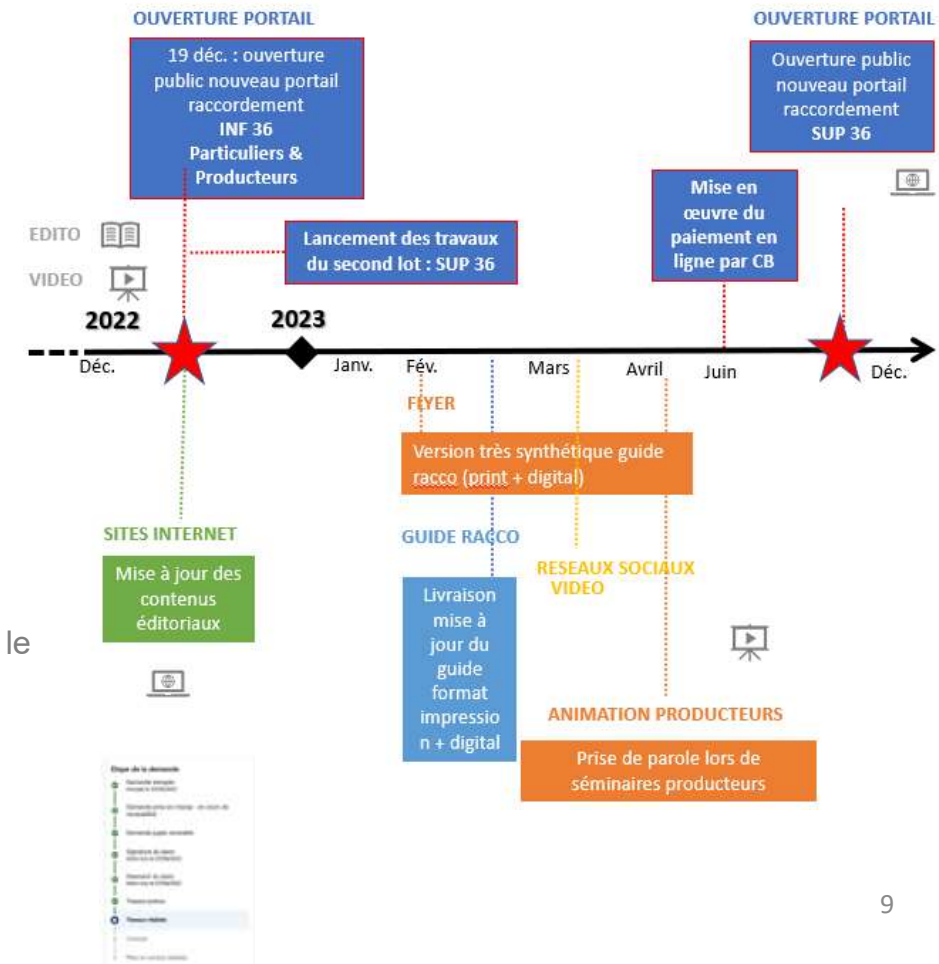
Accessible 24h/24, le portail raccordement vous offre tout le confort d'une saisie en ligne et la sécurité d'une transmission immédiate à nos services. Grâce à cette plateforme, vous pouvez faire une demande de raccordement rapidement et en toute simplicité. Vous pouvez également :

- Profiter d'un traitement en ligne et de délais plus courts
- Suivre la prise en charge et l'avancement de vos demandes
- Recevoir des notifications concernant l'évolution de vos demandes
- Échanger avec nos chargés d'affaires et d'études via la messagerie



### Cinq grandes attentes :

- ✓ Une messagerie associée à une demande afin de centraliser les échanges avec le Client
- ✓ Un suivi en temps réel du traitement des demandes pour les Agents et les Clients
- ✓ La possibilité de signature en ligne du devis
- ✓ Le choix du paiement en ligne pour les demandeurs
- ✓ La mise en contact avec la clientèle pour instruction du contrat de fourniture





## Compteur numérique inf36

# DÉPLOIEMENT DES CLIENTS PRODUCTEURS : UNE DYNAMIQUE DE POSE FORTE



**~8 000**

Parc de sites producteurs CRE, soit **~0,7%** du parc global de compteurs actuel.



**~4 000**

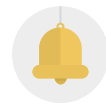
Compteurs numériques producteurs installés, soit un taux de remplacement de **50%**.

- ✓ Tous les cas techniques sont maîtrisés et peuvent être déployés en compteurs numériques
- ✓ Pour l'existant, le remplacement est réalisée par les équipes EDF au fil de l'eau
- ✓ Pour les nouveaux sites producteurs, la pose d'un Compteur Numérique est immédiate



Les télé-opérations producteurs sont possibles et offrent les services suivants :

- ✓ Changement du mode TIC historique/standard
- ✓ Mise en service et programmation compteur
- ✓ Relève
- ✓ Modification programmation
- ✓ Remontée de la courbe de charge
- ✓ Mise hors service



Il est possible de modifier le mode TIC en fonction des besoins du producteur, soit lors de la programmation , soit ultérieurement. S'adresser à l'acheteur en précisant les coordonnées du PDL et le mode souhaité



## Point règlementaire DTR

# ACTU RÉGLEMENTAIRE ET DTR

Période 6 AO 2019 retardée du 19 décembre 2022 au 20 janvier 2023

Contrat AO PV+S 2019 en version 1 minute

S17 modificatif, S23, nouvel AO : arbitrages, consultations et concertations en cours

S06-S10 :

- décision du conseil d'état attendues dans la semaine
- Les décisions individuels de la CRE et la DGEC arrivent et font l'objet de bilan pour l'établissement des titres de perception

Stockage, délib publiée dans les prochains jours

DTR, Consultation prochaine sur :

- Procédure de racco inf 36 hors  $\mu$ Réseaux
- Procédure de racco sup 36
- méthode de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser dans le cadre des schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables (MCCP)



5 – S2R ou S3R saturé

# SCHÉMA SATURÉ

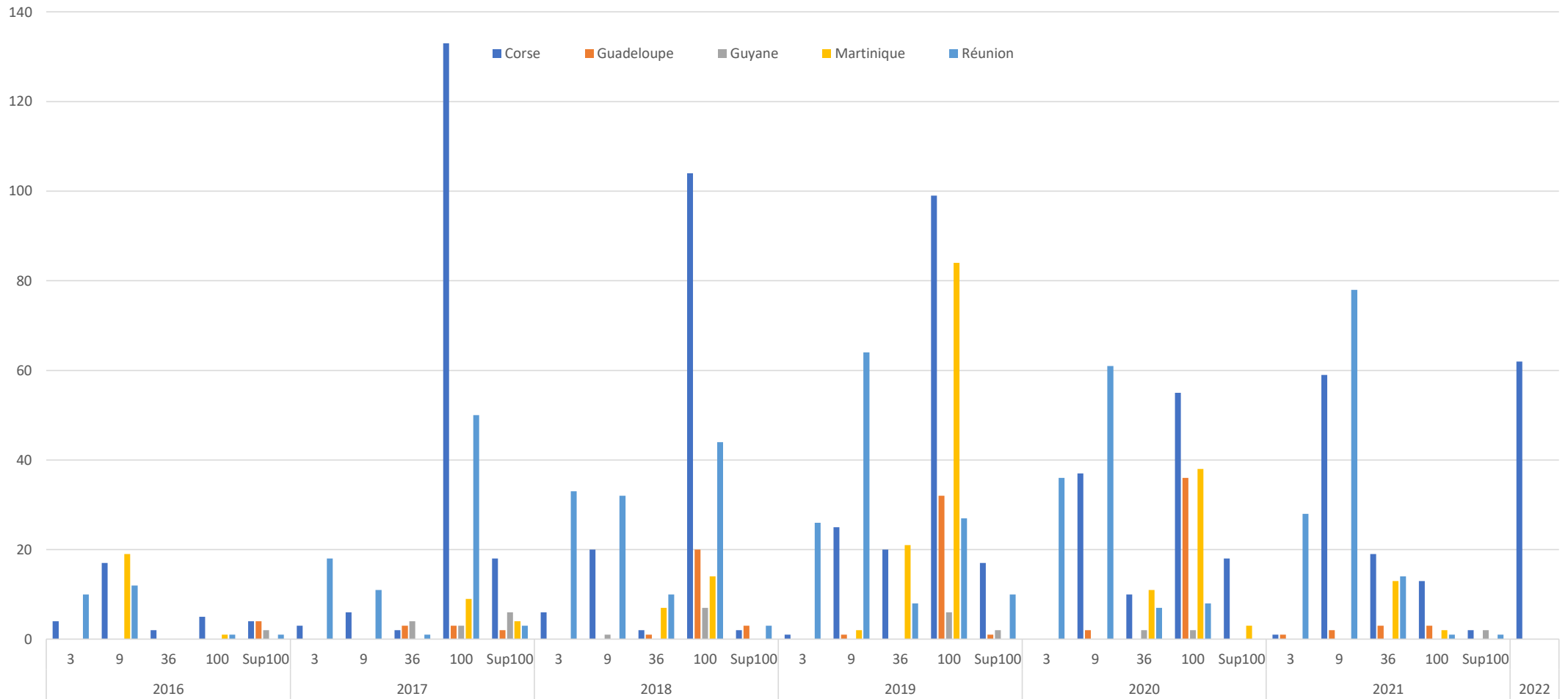
- **L'entrée en file d'attente en anticipation du prochain schéma prévue par l'article D. 342-22-2 du code de l'énergie** qui dispose que la quote-part applicable est alors celle du schéma en cours.
- Le transfert de capacité d'accueil prévu par le D. 321-21 du code de l'énergie dispose de la possibilité de transférer des capacités entre poste, sous réserve de leurs capacités techniques
- L'adaptation du schéma, d'après les articles D. 321-20-1 à 4 du code de l'énergie, permet d'ajouter de nouvelles capacités et éventuellement de nouveaux travaux dans la limite des critères définis au D. 321-20-2. Comme en dispose le D. 321-20-3, cette adaptation relève de l'initiative du gestionnaire de réseau et doit uniquement être notifié en amont et en aval au Préfet de Région



## Historique de développement PV et Opendata



# INSTALLATIONS DE PRODUCTION PV



Nombre installation entrée en FA puis MSI	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	Total général
Avant 2015 dont	1879	1800	139	1525	3916	9259
Inf 3	1 070	825	12	391	1 706	4 004
Sup 3 in 9	478	294	7	284	739	1 802
Sup 9 inf 36	109	369	29	556	1 119	2 182
Sup 36 inf 100	126	193	45	194	155	713
Sup100	96	119	46	100	197	558
2016 dont	32	4	2	20	24	82
3	4				10	14
9	17			19	12	48
36	2					2
100	5			1	1	7
Sup100	4	4	2		1	11
2017 dont	162	8	13	13	83	279
3	3				18	21
9	6				11	17
36	2	3	4		1	10
100	133	3	3	9	50	198
Sup100	18	2	6	4	3	33
2018 dont	134	24	8	21	122	309
3	6				33	39
9	20		1		32	53
36	2	1		7	10	20
100	104	20	7	14	44	189
Sup100	2	3			3	8
2019	162	34	8	107	135	446
3	1				26	27
9	25	1		2	64	92
36	20			21	8	49
100	99	32	6	84	27	248
Sup100	17	1	2		10	30
2020	120	38	4	52	112	326
3					36	36
9	37	2			61	100
36	10		2	11	7	30
100	55	36	2	38	8	139
Sup100	18			3		21
2021	94	9	2	15	122	242
3	1	1			28	30
9	59	2			78	139
36	19	3		13	14	49
100	13	3		2	1	19
Sup100	2		2		1	5
Total général	2 583	1 917	176	1 753	4 514	10 943

kWc entrés en FA puis MSI	Corse	Guadeloupe	Guyane	Martinique	Réunion	Total général	
Avant 2015 dont		181 577	91 765	45 016	89 664	227 434	635 456
Inf 3		2 846	1 790	26	832	4 614	10 108
Sup 3 in 9		1 668	1 264	34	1 427	3 170	7 563
Sup 9 inf 36		2 633	8 310	822	14 144	18 750	44 658
Sup 36 inf 100		10 838	11 008	2 494	10 729	10 284	45 352
Sup100		163 593	69 394	41 639	62 532	190 616	527 774
2016 dont		11 942	6 777	7 748	195	1 475	28 137
3		12				29	41
9		53			95	62	210
36		18					18
100		492			100	45	637
Sup100		11 368	6 777	7 748		1 339	27 232
2017 dont		16 009	5 282	15 674	7 286	8 545	52 795
3		9				49	58
9		30				51	81
36		18	27	144		29	218
100		13 105	172	208	836	4 687	19 007
Sup100		2 847	5 083	15 323	6 450	3 729	33 432
2018 dont		10 599	2 505	664	1 132	5 117	20 017
3		14				85	99
9		79		6		166	250
36		34	9		161	205	409
100		9 873	1 304	658	971	3 925	16 731
Sup100		599	1 192			736	2 527
2019		18 675	5 773	2 823	4 968	9 538	41 776
3		2				61	63
9		91	6		10	289	396
36		481			626	173	1 280
100		8 703	2 489	519	4 332	2 316	18 359
Sup100		9 397	3 278	2 304		6 699	21 678
2020		16 194	2 236	223	6 232	1 131	26 016
3						95	95
9		168	9			270	447
36		138		24	333	97	592
100		4 822	2 227	199	2 086	669	10 003
Sup100		11 066			3 813		14 879
2021		1 736	201	12 757	506	1 152	16 352
3		2	3			76	81
9		291	7			374	671
36		241	84		422	295	1 042
100		851	108		84	100	1 143
Sup100		350		12 757		308	13 415
Total général		256 732	114 538	84 904	109 983	254 391	820 549



**Systemes électriques des grandes ZNI gérées par SEI  
Perspectives à 2038**

**CCP – 23/01/23**

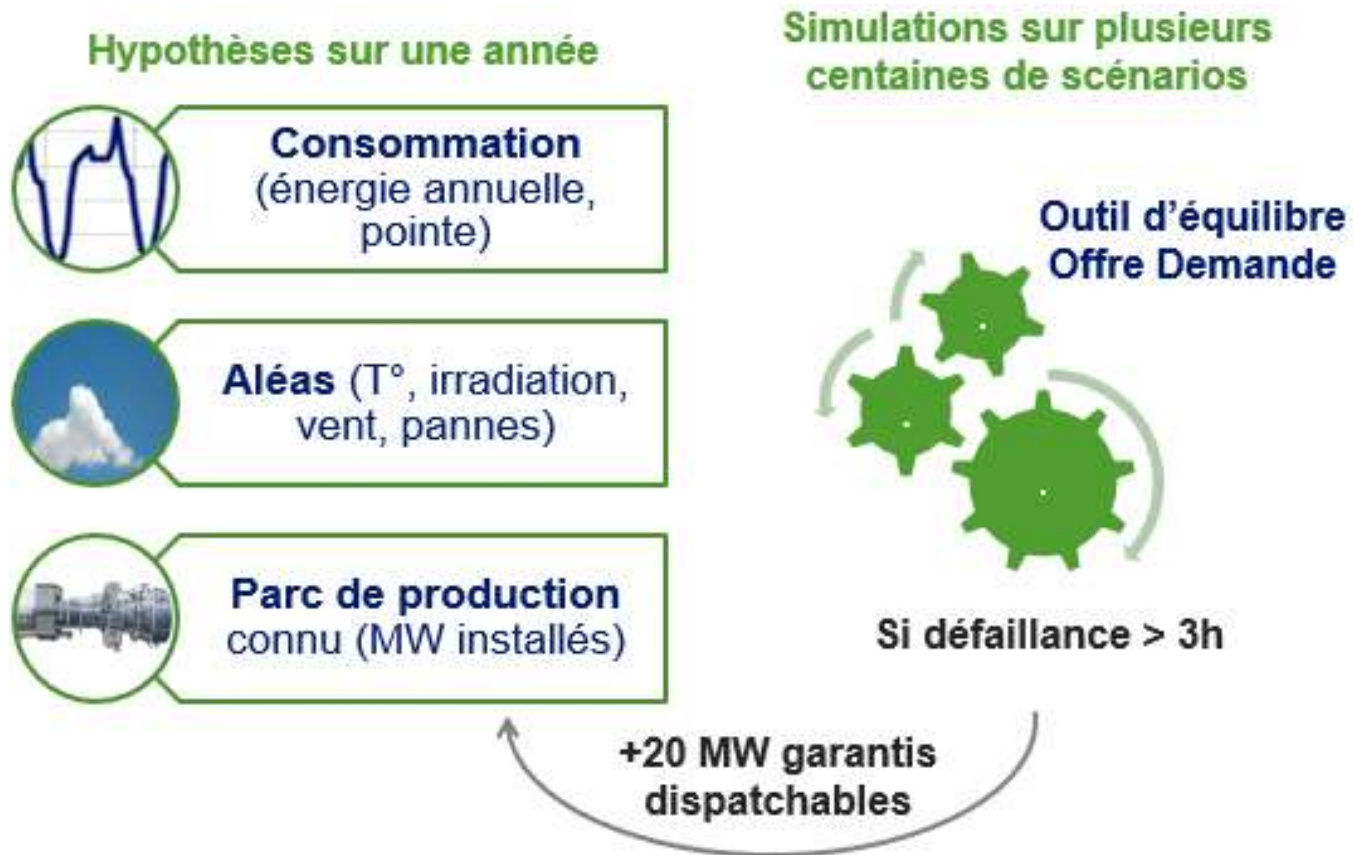


## UN BILAN PRÉVISIONNEL POUR IDENTIFIER LES BESOINS DU SYSTÈME À MOYEN-TERME

- EDF 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 besoins en développement de production permettant de garantir le respect du critère de défaillance, fixé à trois heures par an en moyenne
  
- Cet exercice est réalisé au travers des Bilans Prévisionnels, qui ont été publiés sur les sites institutionnels et dont certains résultats sont présentés ci-après
  - Guadeloupe : <https://www.edf.gp/edf-en-guadeloupe/les-engagements-edf-dans-l-archipel-guadeloupe/bilan-previsionnel-par-territoire>
  - Martinique : <https://www.edf.mq/edf-en-martinique/les-engagements-edf-en-martinique/bilan-previsionnel-par-territoire>
  - Guyane du littoral : <https://www.edf.gf/edf-en-guyane/bilan-previsionnel-par-territoire/bilan-previsionnel-par-territoire>
  - Corse : <https://corse.edf.fr/edf-en-corse/bilan-previsionnel-par-territoire/bilan-previsionnel-par-territoire>
  - La Réunion : <https://reunion.edf.fr/edf-a-la-reunion/bilan-previsionnel-par-territoire/bilan-previsionnel-par-territoire>



## LE DIMENSIONNEMENT DU PARC EST RÉALISÉ DE SORTE À RESPECTER LE CRITÈRE DES 3H DE DÉFAILLANCE SUR CHAQUE ANNÉE ÉTUDIÉE, À L'AIDE D'UNE APPROCHE STOCHASTIQUE





## AZUR ET EMERAUDE : 2 SCÉNARIOS CONTRASTÉS



	Parc de production	MDE	Mobilité électrique
Azur	Parc connu et développement EnR +	80 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2040 et 40 % de recharge pilotée
Emeraude	Parc connu et développement EnR ++	100 % du cadre de compensation en 2023 puis poursuite très ambitieuse des actions	Fin de vente des véhicules thermiques légers en 2035 et 80 % de recharge pilotée

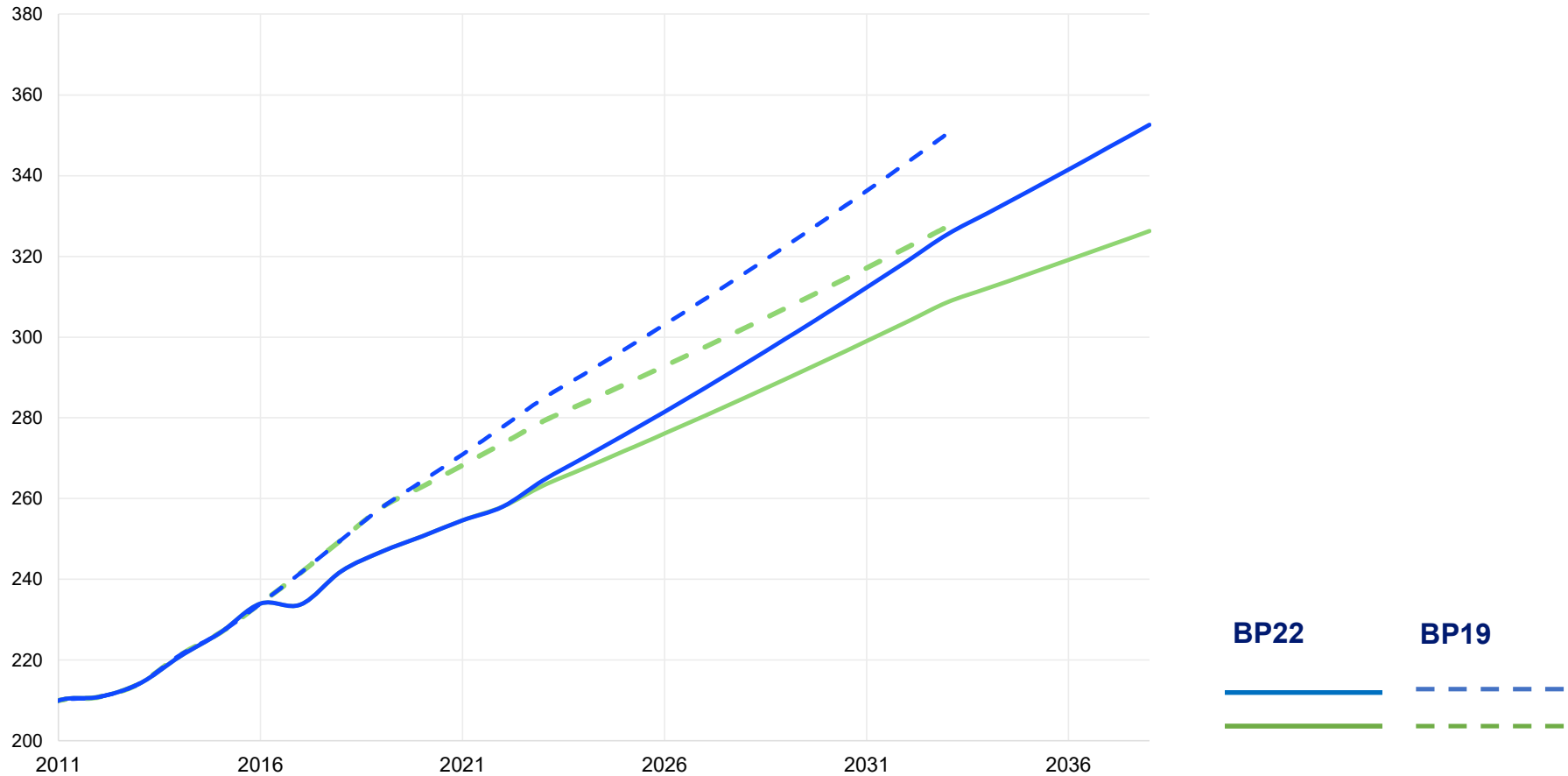
Population	Macro-économie
Scénario INSEE haut	Scenario PIB/habitant haut
Scénario INSEE central	Scenario PIB/habitant bas



# HYPOTHÈSES RELATIVES À LA CONSOMMATION : SCÉNARIOS DE POPULATION INSEE HAUT ET CENTRAL



Evolution de la population  
Guyane du littoral (en milliers d'habitants)





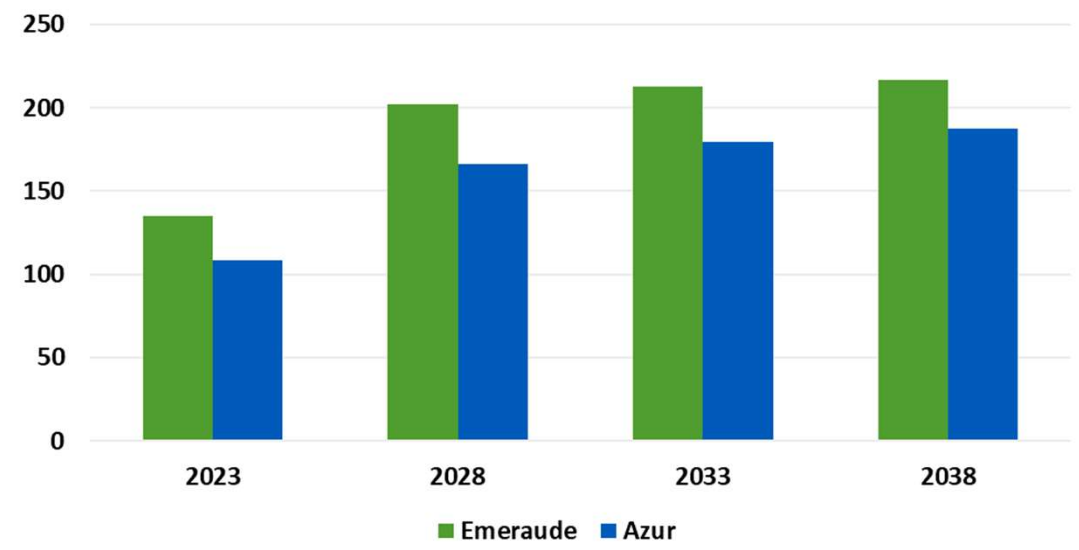


## HYPOTHÈSES RELATIVES À LA CONSOMMATION : MAÎTRISE DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE FORTE OU MODÉRÉE



- **Les objectifs de MDE sont déterminés à partir des actions mises en place depuis 2019**
  - Ex. d'actions mises en place : pose d'isolation, installation de climatiseurs performants et de chauffe-eaux solaires individuels
  - Objectifs de la période 2021-2023 basés sur la révision du cadre de MDE d'avril 2021
  - A partir de 2024, en l'absence de cadre validé par la CRE, des objectifs ont été fixés à partir du retour d'expérience du 1<sup>er</sup> cadre
- **Azur suppose l'atteinte de 80% du cadre et Emeraude de 100% du cadre en 2023**

*Hypothèses d'économies d'énergie cumulées issues des actions liées aux cadres de compensation (en GWh)*



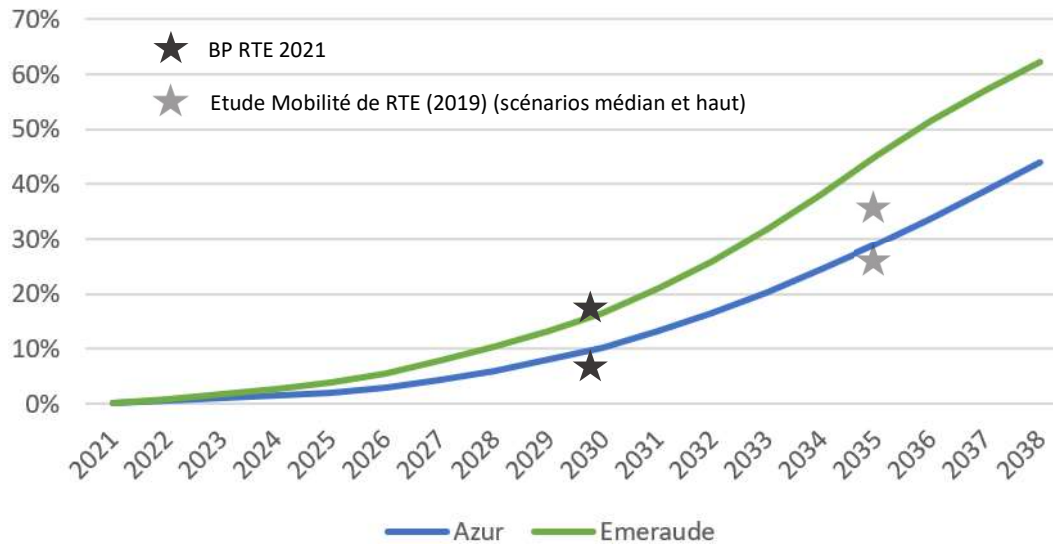
Ce document de travail revêt un caractère confidentiel et est strictement destiné aux participants à ce CCP. La responsabilité d'EDF SEI ne saurait être engagée pour les conséquences de quelque nature que ce soit, directes ou indirectes, résultant de l'utilisation, de l'exploitation ou de la diffusion des données et informations contenues dans ce dernier.



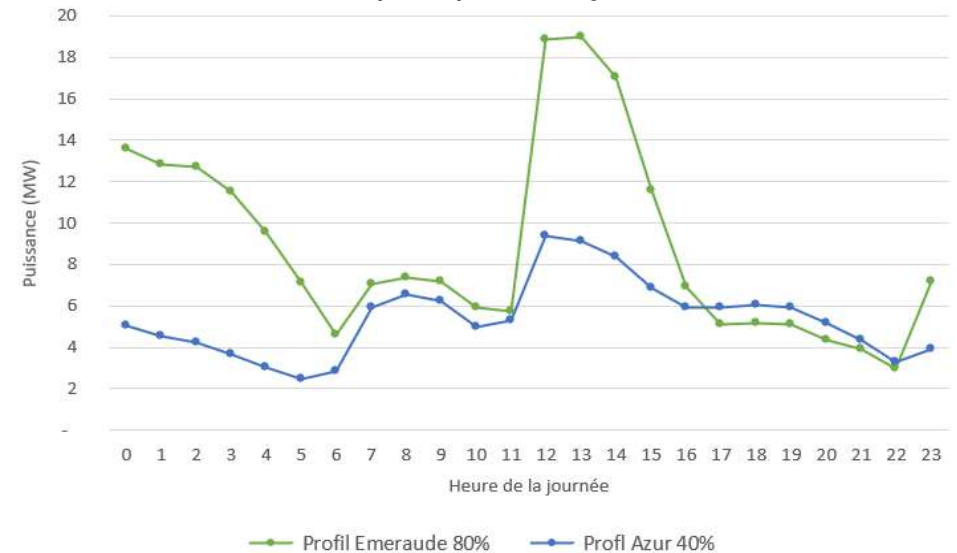
## LES HYPOTHÈSES DE PARTS DE MARCHÉ DU VÉHICULE ÉLECTRIQUE SONT COHÉRENTES AVEC CELLES DE RTE POUR LA MÉTROPOLE



Part électrifiée du parc des véhicules légers



Hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques pour un jour ouvré en 2033



- **Azur** : fin de vente des véhicules thermiques en 2040 → Part électrifiée du parc des véhicules légers de **44%** en 2038
  - Hypothèse pilotage : 40 % de véhicule avec une recharge pilotée
- **Emeraude** : fin de vente des véhicules thermiques en 2035 → Part électrifiée du parc des véhicules légers de **62%** en 2038
  - Hypothèse pilotage : 80% de véhicule avec une recharge pilotée



## SYNTHÈSE DES HYPOTHÈSES SUR LA CONSOMMATION

Azur	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	1712	1684	1826	2002
Pointe moy. sur 1h (MW)	256	252	276	309

Emeraude	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	1653	1496	1548	1611
Pointe moy. sur 1h (MW)	247	229	249	274

Azur	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	1481	1412	1447	1548
Pointe moy. sur 1h (MW)	230	220	226	245

Emeraude	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	1413	1229	1186	1195
Pointe moy. sur 1h (MW)	220	194	193	204

Azur	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	990	1096	1299	1554
Pointe moy. sur 1h (MW)	157	174	206	248

Emeraude	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	966	1013	1171	1365
Pointe moy. sur 1h (MW)	154	162	190	228

Azur	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	2463	2644	3015	3444
Pointe moy. sur 1h (MW)	535	566	626	694

Emeraude	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	2426	2514	2803	3132
Pointe moy. sur 1h (MW)	528	536	572	613

Azur	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	3164	3434	3888	4441
Pointe moy. sur 1h (MW)	511	557	631	726

Emeraude	2023	2028	2033	2038
Energie moyenne (GWh)	3071	3131	3476	3920
Pointe moy. sur 1h (MW)	498	516	584	676

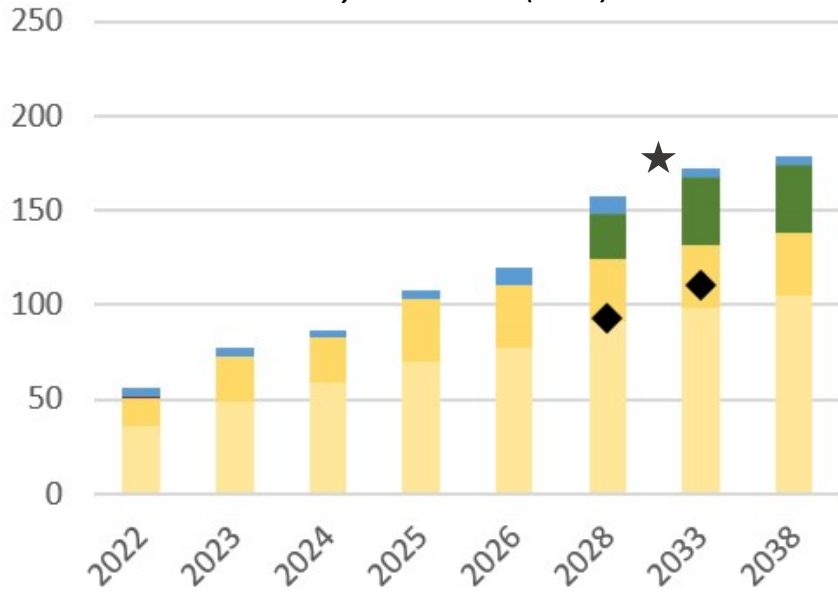




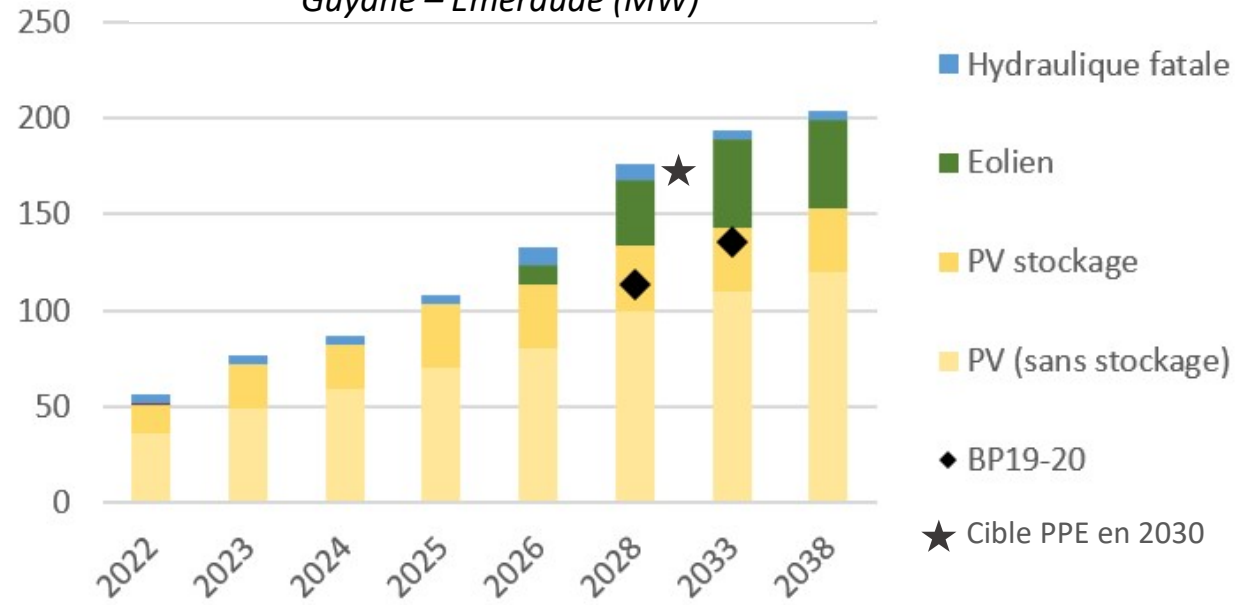
# DES TRAJECTOIRES DU PV ET DE L'ÉOLIEN REVUES À LA HAUSSE, EN LIGNE AVEC LA PPE EN COURS



Capacités fatales  
Guyane – Azur (MW)



Capacités fatales  
Guyane – Emeraude (MW)



- Hydraulique fatale
- Eolien
- PV stockage
- PV (sans stockage)
- ◆ BP19-20
- ★ Cible PPE en 2030



## LE MIX DE LA GUYANE DU LITTORAL SERA 100 % RENOUELABLES A HORIZON 2028



### Puissance installée au 1<sup>er</sup> janvier dans les scénarios Azur et Emeraude

- Puissances du parc : données d'entrée des scénarios
- Développement significatif de la filière biomasse solide (possibilité d'ajout de +30MW/+45MW d'ici 2038)
- Les moteurs diesel, les TAC de Dégrad-des-Cannes et de Kourou ainsi que les groupes électrogènes sont considérés comme déclassés lors de la mise en service de la centrale de Larivot, conformément à la PPE révisée
- A cet horizon, les groupes diesel de l'ouest étant remplacés par des projets EnR pour sécuriser l'agglomération de St-Laurent, le mix de la Guyane du littoral sera 100% renouvelable

Puissance (MW)		2022	2028	2033	2038
Azur	Thermique fossile	171	0	0	0
	Hydraulique	112	117	112	112
	Biomasse solide	7	32	37	37
	Biomasse liquide	0	111	111	111
	Biogaz	0	1	1	1
	EnR non synchrones	50	148	167	174
	20 MW de l'ouest	0	20	20	20
	20 MW de l'est	0	20	20	20
Emeraude	Thermique fossile	171	0	0	0
	Hydraulique	112	117	112	112
	Biomasse solide	7	32	52	52
	Biomasse liquide	0	111	111	111
	Biogaz	0	1	1	1
	EnR non synchrones	50	167	189	199
	20 MW de l'ouest	0	20	20	20
	20 MW de l'est	0	20	20	20

**Le critère de défaillance est respecté sur tout l'horizon** sous réserve de la concrétisation aux échéances considérées de projets de biomasse solide et des projets concourant à la sécurisation de l'ouest

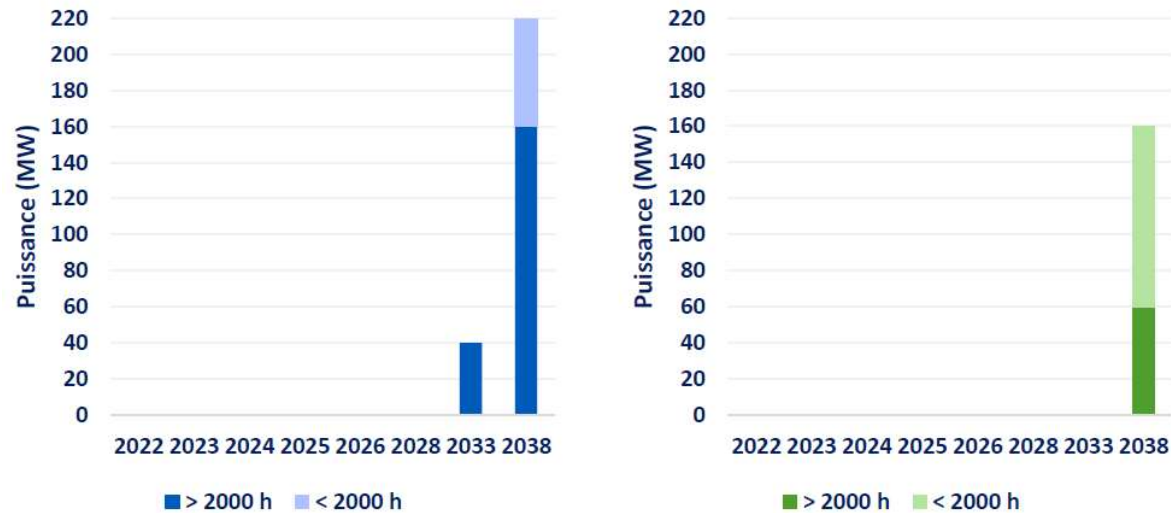


## A L'HORIZON 10 ANS, LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE GUADELOUPÉEN VERRA APPARAÎTRE DE NOUVEAUX BESOINS EN PUISSANCE PILOTABLE



- Ces besoins en fin d'horizon du BP s'expliquent essentiellement par
  - la croissance de la consommation
  - les hypothèses de fin de contrat des tranches Albioma 1 et 2 en 2033 et des groupes de la centrale EDF PEI de Pointe Jarry en 2037
- Le mix électrique serait en très large partie renouvelable à la fin de la période étudiée dans Azur et dès 2025 dans Emeraude (même si sur quelques heures de l'année, la sollicitation de moyens de pointe, qui ne font pas à date l'objet d'une hypothèse de conversion, reste nécessaire)

*Besoin cumulé de puissance en Guadeloupe (MW)*



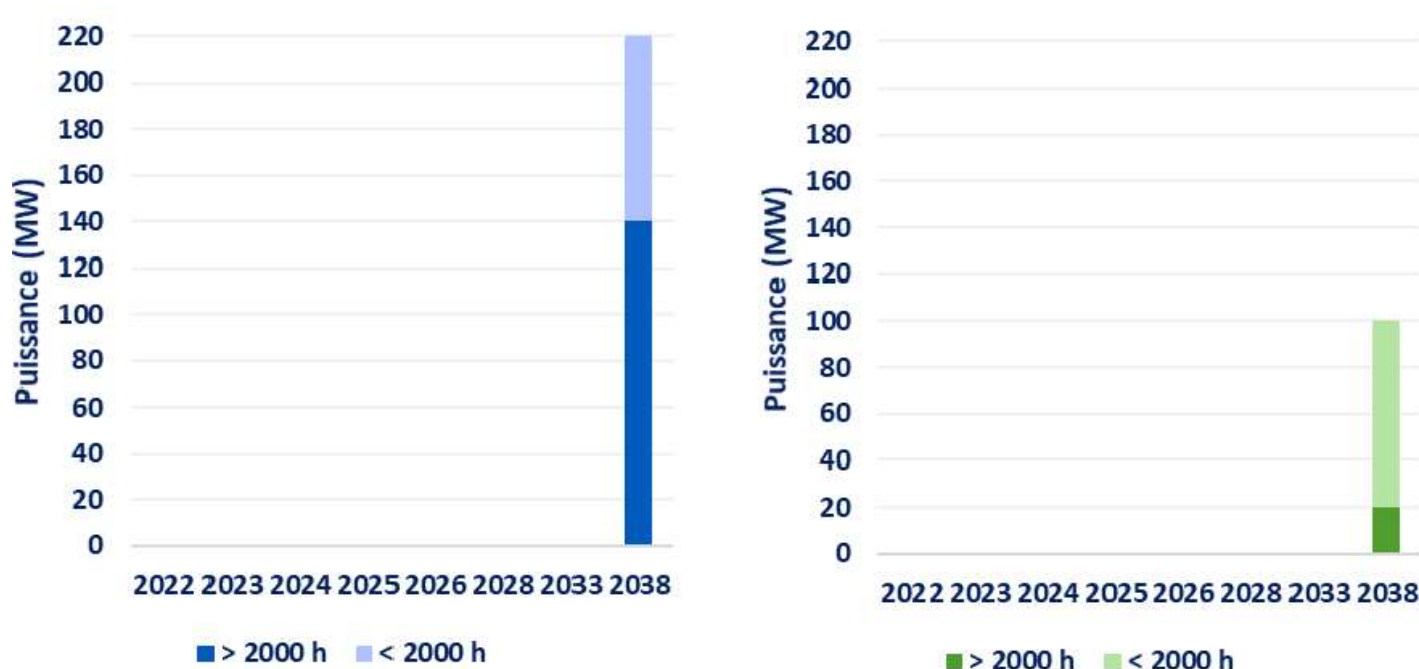


## UN BESOIN DE PUISSANCE PILOTABLE APPARAÎT EN 2038, EN LIEN AVEC LA FIN DE CONTRAT DES MOTEURS DE BELLEFONTAINE



- En supposant renouvelables les moyens complémentaires nécessaires en 2038, le mix électrique serait en large partie renouvelable dès 2028 dans Emeraude et dès 2038 dans Azur (sur quelques heures de l'année, la sollicitation de moyens de pointe, qui ne font pas à date l'objet d'une hypothèse de conversion, resterait nécessaire)

Besoin cumulé de puissance en Martinique (MW)

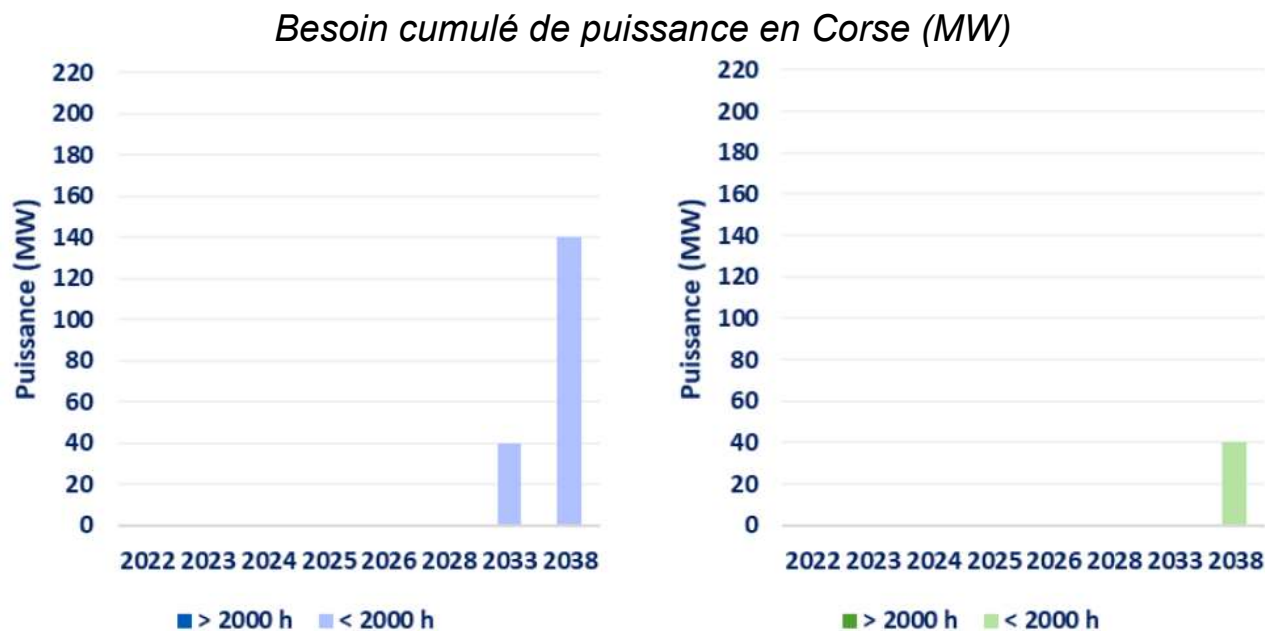




## L'AUGMENTATION DE LA CONSOMMATION FAIT APPARAÎTRE UN BESOIN DE PUISSANCE PILOTABLE EN CORSE À PARTIR DE 2033 DANS LE SCÉNARIO AZUR



- Ces nouveaux besoins en fin d'horizon du BP s'expliquent par
  - la croissance de la consommation, notamment tirée par les nouveaux usages
  - l'hypothèse d'un déclassement de TACs
- Le caractère renouvelable du mix électrique évoluerait dans Azur et Emeraude selon le combustible retenu pour le fonctionnement des moyens thermiques situés au Ricanto et à Lucciana



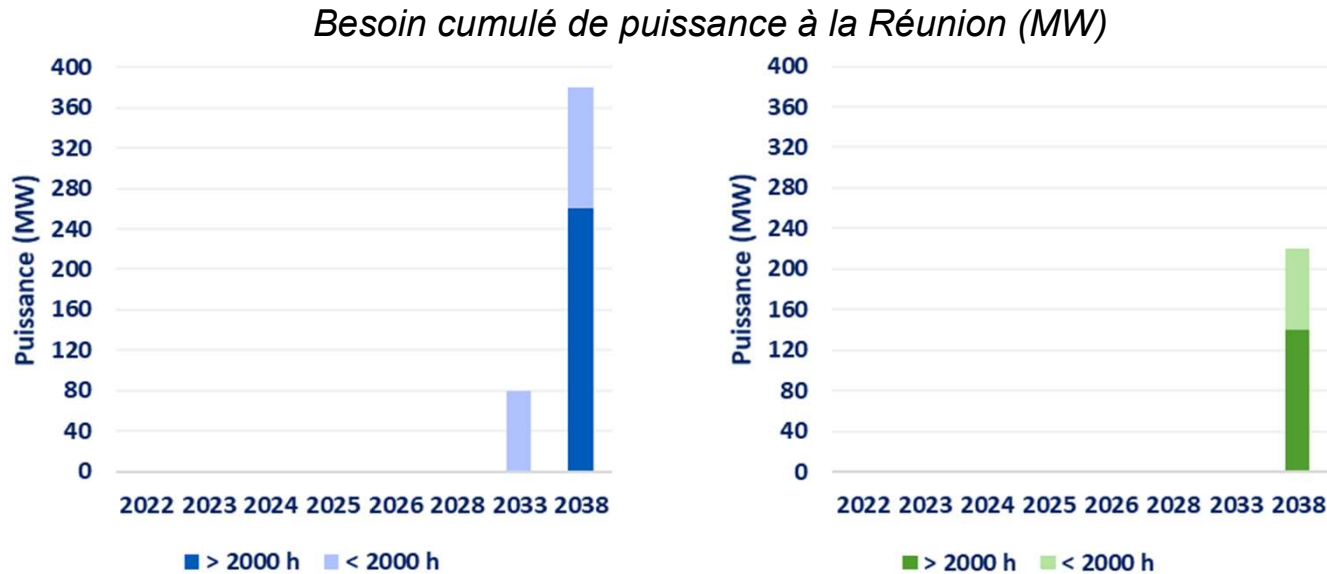


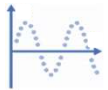


## A L'HORIZON 10 ANS, LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE RÉUNIONNAIS AURA BESOIN DE PUISSANCE PILOTABLE



- En 2033, étant donné l'arrêt de la TAC 41 et la trajectoire de demande, un besoin de 80 MW apparaît dans Azur
- En 2038, la fin de contrat de la centrale de PEI Port-Est et la tendance haussière de la demande font apparaître des besoins dans les deux scénarios
- Le mix électrique serait, au terme des conversions qui s'achèveront en 2024, totalement renouvelable, hormis sur quelques heures de l'année durant lesquelles la sollicitation de moyens de pointe non renouvelables reste nécessaire



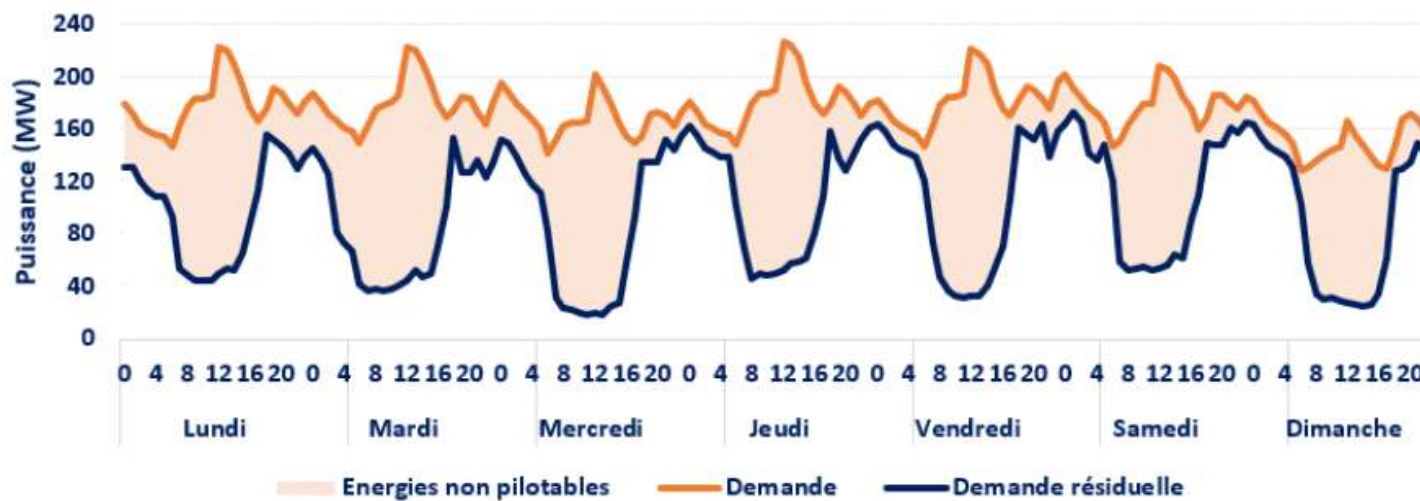


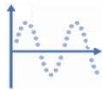
## UN FORT DÉVELOPPEMENT DES ENR FATALES QUI INDUIT UN BESOIN DE FLEXIBILITÉ HORAIRE



- Dans le système actuel, la demande est relativement stable dans l'année
- Le fort développement des EnR fatales, essentiellement composées de PV, structurera différemment la demande résiduelle à long terme, avec des variations beaucoup plus amples au sein des journées
- La demande résiduelle peut présenter un creux important en milieu de journée, tout en conservant une pointe du soir quasiment inchangée
- Le parc pilotable devra être en mesure d'assurer des rampes de plusieurs dizaines de MW en quelques heures

*Illustration du besoin de flexibilité sur une semaine, dans le scénario Emeraude en 2033*



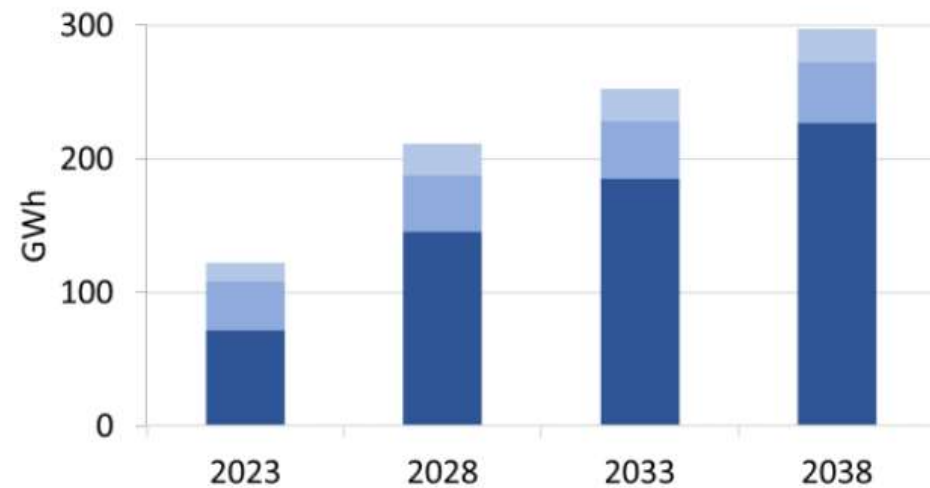


## LE BESOIN EN MODULATION AUGMENTE SUR L'HORIZON



- Pour accompagner cette augmentation, le système électrique devra disposer de flexibilités de plus en plus importantes, pouvant être apportées par
  - la flexibilité de la demande
  - du stockage centralisé
  - les moyens existants ou nouveaux

*Evolution de l'énergie annuelle à moduler à la maille journalière, hebdomadaire et mensuelle, pour le scénario Emeraude*



■ Energie journalière à moduler

■ Energie hebdomadaire à moduler

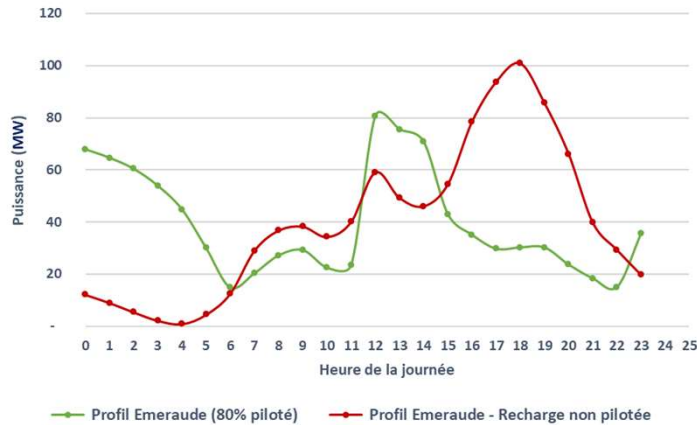
■ Energie mensuelle à moduler



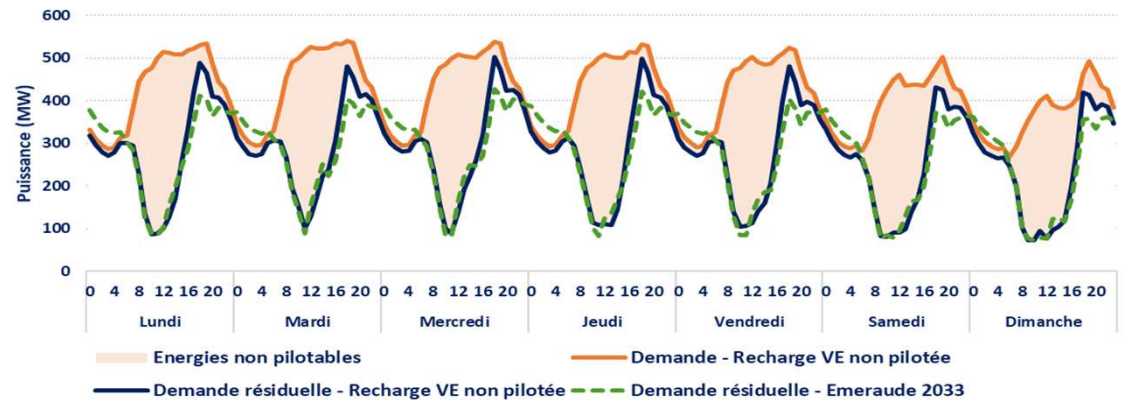
## LE DÉVELOPPEMENT DU VÉHICULE ÉLECTRIQUE NÉCESSITE UN EFFORT IMPORTANT SUR LE PILOTAGE DE LA RECHARGE

- En cas d'absence de pilotage de la recharge des véhicules électriques légers, les pics et les creux de demande résiduelle seraient davantage contrastés, conduisant à des appels de puissance importants sur quelques heures
- Le besoin en flexibilité s'en trouverait renforcé, accentuant les contraintes sur le parc pilotable

Hypothèses de profils de consommation des véhicules électriques pour un jour ouvré en 2033



Hypothèses de profils de demande résiduelle pour une semaine type dans le scénario Emeraude en 2033 à La Réunion



		2033	
	Hepp*	Référence	Sans pilotage
Azur	> 2000 h		
	< 2000 h	80 MW	100 MW
Emeraude	> 2000 h		
	< 2000 h	0 MW	40 MW

Hepp : Heures équivalent pleine puissance

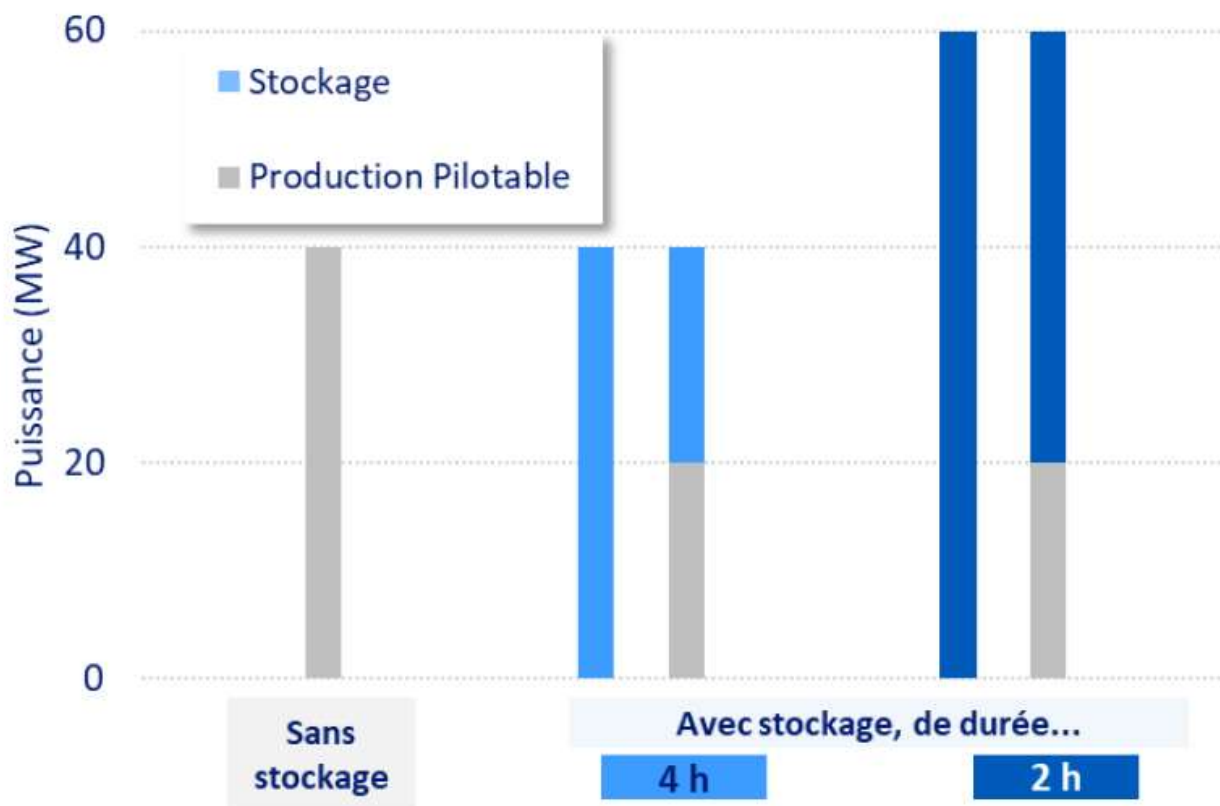
*Besoin en puissance supplémentaire si la recharge des véhicules électriques n'est pas pilotée*



## EN APPORTANT DE LA FLEXIBILITÉ TOUT EN PARTICIPANT À LA SÉCURITÉ D'ALIMENTATION DU SYSTÈME, LE STOCKAGE PEUT JOUER UN RÔLE IMPORTANT DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE CORSE



*Scénario Azur 2033 - Besoin de stockage (en bleu) en complément à la puissance pilotable (0 et 20 MW, en gris) pour plusieurs durées de stock*

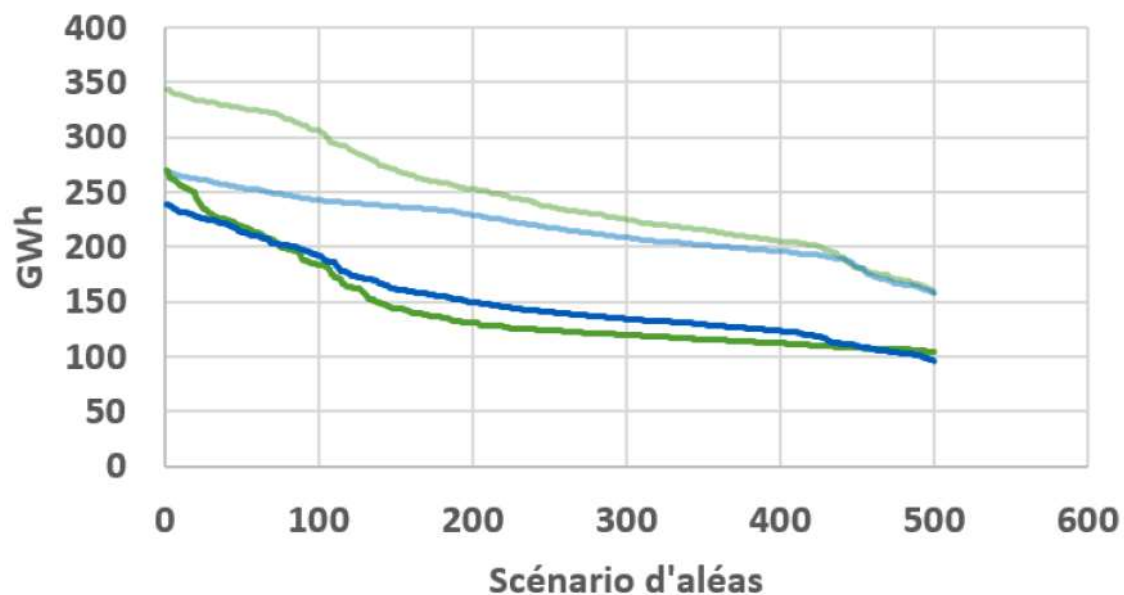




## LA SOLLICITATION DE LA BIOMASSE SOLIDE DÉPEND DES AUTRES COMPOSANTES DU SYSTÈME



*Sollicitation de la biomasse solide en 2033  
(GWh)*



### Taux d'utilisation moyen

Emeraude sans 20MW de l'est avant biomasse solide	63%
Azur sans 20MW de l'est avant biomasse solide	77%
Emeraude avec 20MW de l'est avant biomasse solide	36%
Azur avec 20MW de l'est avant biomasse solide	54%

## CONCLUSION

- En conformité avec les ambitions de la Transition Energétique et la mission qui lui est confiée, pour les grandes ZNI qu'elle gère, EDF SEI a évalué les besoins en développement de moyens de production permettant de garantir le respect du critère de défaillance, fixé à trois heures par an en moyenne
- Les études ont été réalisées à partir d'analyses stochastiques sur la base d'un grand nombre de scénarios intégrant des tirages aléatoires, notamment sur les indisponibilités fortuites des installations de production et les chroniques climatiques (ex. : apports hydrauliques, productible PV et éolien, consommation)
- Selon les trajectoires envisagées pour les conversions aux bio-énergies, les mix électriques de ces territoires seraient en très large partie renouvelables à des échéances variables
- Compte-tenu du développement de la mobilité électrique, la mise en place du pilotage de la recharge du véhicule électrique est indispensable pour gérer au mieux la courbe de demande journalière
- Le fort développement des énergies renouvelables fatales induira un besoin de flexibilité horaire accru de la demande et des moyens existants ou futurs, le respect par les installations de production des performances exigées et le développement de services systèmes



Merci