

# Bilan technique et financier du S2REnR de la Réunion

01/01/2025

## Préambule

Le S2REnR de la Réunion a été **approuvé le 19/03/2019** par le préfet de la Réunion. Ce schéma met à disposition des projets de production EnR une **capacité d'accueil de 162,7 MW**.

Il prévoit pour cela des **investissements sur le réseau de transport à hauteur de 3,4 M€** correspondant à la création d'un transformateur déphaseur au poste électrique d'Abondance.

La quote-part s'établit, après actualisation au 1<sup>er</sup> janvier 2025 selon l'indice TP12a (indice INSEE du BTP – Réseaux d'énergie et de télécommunication hors fibre optique) à **25,7 k€/MW**.

- Valeur de l'indice en 09/2020 = 112,1 (parution au JO du 17/01/2021)
- Valeur de l'indice en 09/2021 = 116,5 (parution au JO du 16/12/2021)
- Valeur de l'indice en 10/2022 = 123,8 (parution au JO du 16/12/2022)
- Valeur de l'indice en 12/2023 = 128,9 (parution au JO du 17/12/2023)
- Valeur de l'indice en 12/2024 = 130,7 (parution au JO du 19/12/2024)
- **Quote-part actualisée** =  $(130,7/128,9) \times 25,3$  (montant de la QP actualisé en 2024) = **25.7 k€/MW**

Le présent document a pour objet d'établir un **bilan technique et financier** de la mise en œuvre de ce S2REnR à la date du **1<sup>er</sup> janvier 2025**.

## Evolutions de la production d'énergie renouvelable

Production (MW)	A la date d'approbation du schéma	Au 1 <sup>er</sup> janvier 2025
En file d'attente	45	131
En service	427	803*
<b>Total</b>	<b>472</b>	<b>934*</b>

\* Avec les conversions à la biomasse des groupes– les projets en repowering sont comptabilisés en file d'attente

Entre le 1<sup>er</sup> janvier 2024 et le 1<sup>er</sup> janvier 2025, 23,9 MW ont été mis en service :

- 8,4 MW de productions photovoltaïques
- 4 MW de productions photovoltaïques avec stockage
- 11 MW de productions éoliennes avec stockage
- 0,5 MW de production hydraulique

34,6 MW de projets EnR sont entrés en file d'attente dans le cadre du S2REnR :

- 0,1 MW de projets hydrauliques
- 34,3 MW de projets photovoltaïques

La dynamique des demandes de raccordement EnR se poursuit. Le mécanisme de transferts est régulièrement mis en œuvre et permet de soutenir cette dynamique.

Le seuil des deux tiers de capacité globale attribués a été atteint en fin d'année 2021. Le processus de révision a été enclenché en 2022.

### Avancement des travaux de l'état initial

L'état initial du S2REnR de la Réunion prend en compte le projet de poste électrique de Montvert et son alimentation par deux liaisons depuis le poste de Saint-Pierre. L'ensemble de ces travaux est à la seule charge du gestionnaire de réseau.

Le poste électrique de Montvert et ses liaisons de raccordement ont été mis en service en novembre 2020. Plusieurs projets EnR sont en file d'attente sur ce poste.

### Avancement des travaux du S2REnR

Le seuil de déclenchement des travaux associés à la mise en service du **transformateur déphaseur** n'est pas encore atteint avec les projets actuellement en file d'attente aux postes de Sainte-Rose, Beaufonds et Abondance notamment.

Le coût prévisionnel associé à cet investissement indiqué dans le S2REnR est de 3.400 k€ (aux conditions économiques de 2017). Le coût prévisionnel actualisé au 1<sup>er</sup> janvier 2025 selon l'indice TP12a (indice INSEE du BTP – Réseaux d'énergie et de télécommunication hors fibre optique) est de (indice base 100) :

- Valeur de l'indice en 12/2017 = 108,2 (parution au JO du 22/03/2018)
- Valeur de l'indice en 09/2022 = 116,5 (parution au JO du 16/12/2021)
- Valeur de l'indice en 10/2022 = 123,8 (parution au JO du 16/12/2022)
- Valeur de l'indice en 12/2023 = 128,9 (parution au JO du 17/12/2023)
- Valeur de l'indice en 12/2024 = 130,7 (parution au JO du 19/12/2024)
- **Coût actualisé =  $(130,7/128,9) \times 4,05 = 4,1 \text{ M€}$**

Les sommes déjà dépensées au 1<sup>er</sup> janvier 2025 s'élèvent à 22 k€ correspondant à la fourniture d'un premier livrable d'étude.

## Évolution du schéma depuis son approbation

Afin de prendre en compte les besoins des producteurs en termes de localisation et de volume de leurs projets EnR, le S2REnR de la Réunion a fait l'objet de nombreux transferts de capacité réservée sur l'année 2024. Cependant, aucun transfert n'a donné lieu à des déplacements de travaux.

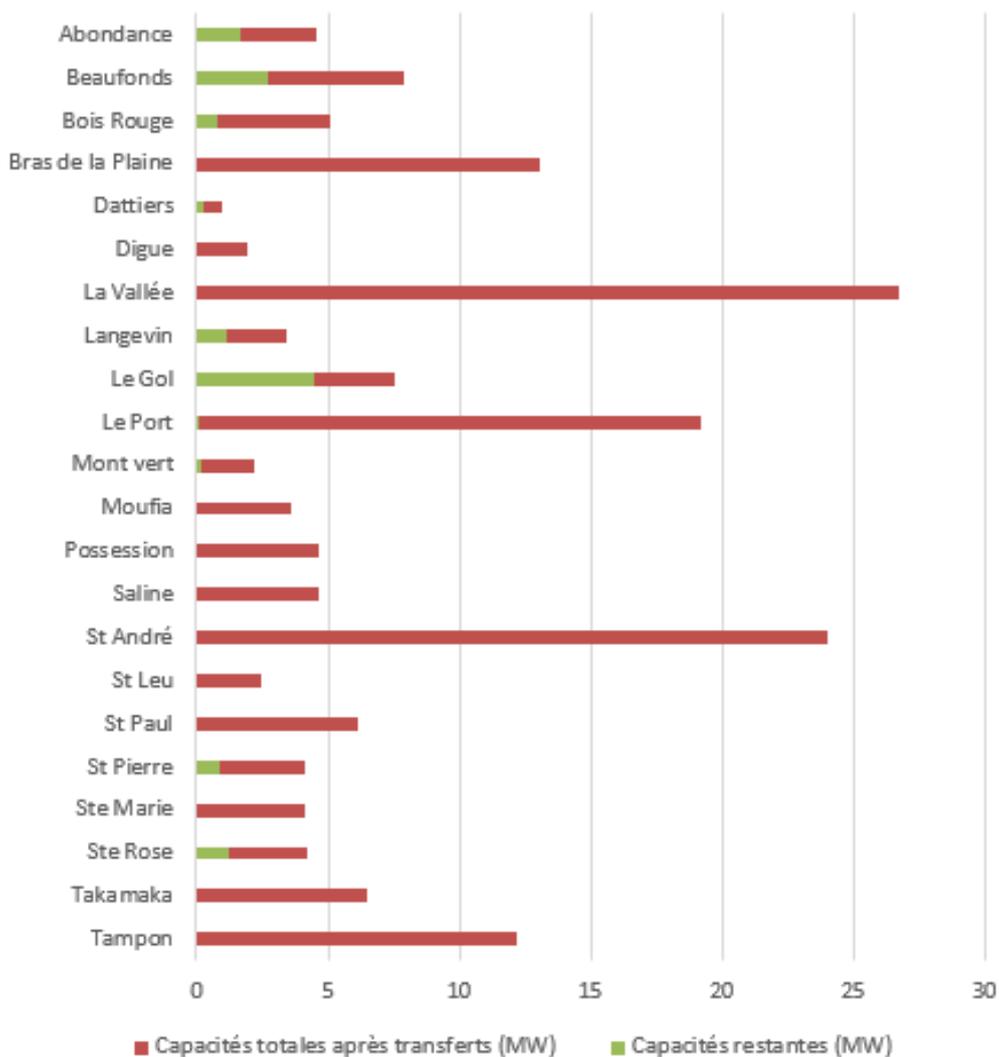
Au total, plus de 84,5 MW ont été transférés entre postes. L'évolution des capacités réservées par poste après transferts est illustrée ci-dessous. Les valeurs numériques et la liste complète des transferts sont données en annexe.

Les capacités S2REnR sont épuisées sur plusieurs postes.

Cependant, tous ces postes ne sont pas saturés d'un point de vue électrique et des transferts sont encore envisageables sur certains postes dans la zone ouest et dans la zone sud.

Le diagnostic du réseau montre que la production située dans la zone nord-est de l'île génère des contraintes sur les lignes HTB, des transferts de capacités depuis une autre zone ne seront pas possibles quand les dernières capacités S2RENr auront été allouées.

Répartition de l'allocation des capacités réservées



## Estimation du solde du schéma

Le solde du schéma est établi selon la formule suivante :

$$\Delta = QP \text{ propositions acceptées} - I \text{ engagé} + QP \text{ diffus}$$

### Estimation des quotes-parts correspondants aux propositions acceptées

Le terme *QP propositions acceptées* représente les quotes-parts perçues et à percevoir au titre des offres de raccordement acceptées dans le cadre du schéma en cours. Il s'élève à 2 223 k€\*. Ce terme ne tient pas compte des installations de production diffuse exonérées du paiement de la quote-part.

### Estimation des quotes-parts non perçues liées aux raccordements dits diffus

Les quotes-parts non perçues liées aux raccordements diffus représentent les quotes-parts qui auraient été collectées au titre des raccordements d'installations EnR de puissance inférieure ou égale à 250 kVA mises en service dans le cadre du schéma.

Pour les raccordements dont la convention de raccordement a été signée avant le 3 avril 2020 (conformément au décret du 31 mars 2020) le terme « QP diffus » correspond aux quotes-parts qui auraient été touchées au titre des raccordements d'installations EnR de puissance inférieure ou égale à 100 kVA. Aucun projet n'est concerné par cette disposition à la Réunion.

Bien que ces installations soient exonérées du paiement de la quote-part, elles sont comprises dans la capacité réservée du schéma. Par conséquent, une partie du coût prévisionnel des investissements de création du schéma n'est pas financée par la quote-part versée par les producteurs EnR, mais supportée par EDF SEI, via le TURPE.

Sur le schéma de la Réunion, 39 MW de production diffuse en service et en développement sont entrés en file d'attente depuis l'approbation du schéma à fin 2024. Le terme *QP diffus* s'élève à 904 k€\*.

\* Les QP perçues et à percevoir tiennent compte uniquement des projets pour lesquels une offre de raccordement a été acceptée.

### Estimation du montant des investissements engagés

Le seuil de déclenchement des travaux n'ayant pas été atteint, les sommes dépensées pour la création des ouvrages mis en service s'élèvent à 22 k€. Les coûts estimés pour la création des ouvrages dont les travaux ont été engagés sont de 0 k€.

Ainsi, le terme *I engagé* s'élève à 0 k€.

Le solde du schéma s'élève au 1er janvier 2024 à 3 127 k€. Il sera réactualisé régulièrement jusqu'à l'entrée en vigueur du schéma révisé.

## Conclusion

Au 1<sup>er</sup> janvier 2025 environ 92 % des capacités réservées ont été affectées. La dynamique de raccordement reste soutenue. Le processus de révision est engagé, et les échanges avec la DEAL et la Région ont permis de définir des hypothèses pour les capacités cibles du nouveau schéma.

Les études de dimensionnement avec ces capacités cibles sont lancées pour évaluer leur impact sur les réseaux HTB et les postes sources, dans le but de définir les investissements nécessaires.

A ce jour, le mécanisme de transfert des capacités réservées a été utilisé et a permis de prendre en compte sans difficulté les besoins des producteurs pour la localisation et le volume de leurs projets d'installations EnR.

Cependant, les capacités S2REnR sont aujourd'hui épuisées sur plusieurs postes.

Tous ces postes ne sont pas saturés d'un point de vue électrique et des transferts sont encore envisageables sur certains postes dans la zone ouest et dans la zone sud.

Le diagnostic du réseau montre que la production située dans la zone nord-est de l'île génère des contraintes sur les lignes HTB, des transferts de capacités depuis une autre zone ne seront pas possibles quand les dernières capacités S2RENr auront été allouées.

## Annexe 1 – Evolution des capacités par poste

	Capacités réservées à l'entrée en vigueur du S2EREnR	Capacités totales après transferts (MW)	Capacités restantes (MW)
Abondance	14,7	4,6	1,7
Beaufonds	1	7,9	2,7
Bois Rouge	6,9	5,1	0,8
Bras de la Plaine	3,9	13,0	-
Dattiers	2	1,0	0,3
Digue	2	1,9	-
La Vallée	8,9	26,8	-
Langevin	3,4	3,4	1,1
Le Gol	31,2	7,5	4,5
Le Port	15,6	19,2	0,1
Mont vert	2,2	2,2	0,2
Moufia	2	3,6	-
Possession	1	4,6	-
Saline	3,2	4,7	-
St André	11,7	24,0	-
St Leu	2	2,5	-
St Paul	2	6,1	-
St Pierre	17,3	4,1	0,9
Ste Marie	2,4	4,1	-
Ste Rose	17,4	4,3	1,2
Takamaka	6,5	6,5	-
Tampon	5,4	12,2	-

## Annexe 2 – Transferts réalisés

	Volume transféré (MW)	Depuis le poste	Vers le poste
11/06/2020	2,1	St Pierre	Bras de la Plaine
30/06/2020	0,1	St Pierre	Bras de la Plaine
30/06/2020	0,1	St Pierre	Bras de la Plaine
01/07/2020	1,8	Le Port	St Paul
01/07/2020	0,4	St Pierre	Bras de la Plaine
23/08/2020	0,2	Digue	St Paul
23/08/2020	0,6	Le Port	Possession
24/09/2020	0,1	St Pierre	Bras de la Plaine
30/09/2020	0,1	St Pierre	Bras de la Plaine
05/10/2020	0,1	St Pierre	Bras de la Plaine
30/11/2020	0,1	Le Port	St Paul
24/12/2020	0,1	St Pierre	Bras de la Plaine
27/12/2020	0,1	Le Port	Possession

27/12/2020	0,1	Le Port	Possession
27/12/2020	0,1	Le Port	Possession
09/02/2021	0,8	Le Port	St Paul
09/02/2021	0,8	Le Port	St Paul
25/02/2021	0,3	St André	Ste Marie
26/02/2021	0,5	Ste Rose	Beaufonds
04/03/2021	0,1	Le Port	St Paul
04/03/2021	0,1	Le Port	St Paul
16/03/2021	0,1	St Pierre	Bras de la Plaine
31/03/2021	0,1	St Pierre	Bras de la Plaine
20/04/2021	3,1	Abondance	St André
20/04/2021	3,3	Abondance	St André
08/06/2021	0,1	Ste Rose	Beaufonds
17/06/2021	0,1	Abondance	St André
29/06/2021	0,1	Abondance	Dattiers
16/08/2021	1,3	St Leu	Le Port
16/08/2021	0,7	St Pierre	Bras de la Plaine
17/08/2021	0,8	Digue	Le Port
19/08/2021	1,1	St Leu	Le Port
19/08/2021	1,3	Dattiers	Digue
19/08/2021	1,8	Ste Rose	Beaufonds
19/08/2021	1	Abondance	Moufia
01/09/2021	1	Ste Rose	Beaufonds
01/09/2021	4	St Pierre	La Vallée
01/09/2021	5,2	St Pierre	La Vallée
09/09/2021	0,3	Abondance	Ste Marie
10/09/2021	0,5	Abondance	Moufia
10/09/2021	0,4	Saline	Le Port
14/09/2021	0,3	Saline	Le Port
14/09/2021	0,2	St Paul	Le Port
14/09/2021	3,7	Le Gol	Tampon
14/09/2021	0,5	Le Port	St Paul
15/09/2021	0,5	Le Port	Possession
29/09/2021	0,1	Digue	Possession
06/10/2021	0,2	Le Gol	Le Port
11/10/2021	0,6	Le Gol	Digue
11/10/2021	0,3	Le Gol	Possession
11/10/2021	0,3	Le Gol	Bras de la Plaine
11/10/2021	0,1	Abondance	Beaufonds
11/10/2021	0,1	St Paul	Dattiers
11/10/2021	0,1	Le Gol	Dattiers
11/10/2021	0,8	Abondance	St André
11/10/2021	0,3	Abondance	Ste Marie
12/10/2021	0,5	Le Port	Possession
20/10/2021	1,4	Le Gol	St Leu
23/11/2021	0,1	Le Port	St Paul

30/11/2021	0,3	Abondance	Beaufonds
02/12/2021	0,6	Le Gol	Bras de la Plaine
16/12/2021	0,4	Le Gol	Tampon
22/02/2022	2,45	Le Gol	Bras de la Plaine
23/02/2022	2,75	Le Gol	Langevin
31/12/2021	0,1	Abondance	Beaufonds
04/04/2022	0,2	Le Gol	Digue
09/08/2021	0,1	Le Gol	Saint Leu
07/03/2022	0,5	Le Gol	Saint Paul
09/02/2022	0,5	Le Gol	Bras de la Plaine
20/04/2022	0,2	Le Gol	La Vallée
02/08/2022	0,1	Le Gol	Tampon
29/07/2022	0,1	Le Port	Saint Leu
17/06/2022	0,3	Le Gol	Bras de la Plaine
12/05/2022	0,1	Le Gol	La Vallée
20/06/2022	0,1	Le Gol	Tampon
06/09/2022	0,2	Le Port	Saline
01/05/2023	3,1	Le Gol	La Vallée
01/05/2023	5	Sainte Rose	Saint André
01/08/2023	1,1	Le Gol	Tampon
01/10/2023	0,9	Le Port	Saline
01/10/2023	0,4	Le Gol	Bras de la Plaine
01/10/2023	0,3	Le Gol	La Vallée
01/10/2023	0,9	Le Gol	Tampon
01/01/2024	0,5	Possession	Le Port
01/01/2024	0,1	Possession	Saline
01/01/2024	0,1	Le Gol	Tampon
01/04/2024	0,2	Saline	St Paul
01/07/2024	0,6	Takamaka	Saline
01/07/2024	0,9	Takamaka	Possession
01/07/2024	1,7	Takamaka	Le Port
01/10/2024	1,5	Le Gol	Le Port
01/10/2024	0,5	Le Gol	Bras de la Plaine
01/10/2024	3,3	Takamaka	Le Port
01/10/2024	0,4	St Paul	Le Port
01/10/2024	0,2	St Leu	Le Port
01/10/2024	0,2	Beaufonds	Ste Marie
01/10/2024	0,6	Beaufonds	Possession
01/01/2025	4	Ste Rose	Beaufonds
01/01/2025	0,5	Ste Rose	Ste Marie
01/01/2025	0,3	Ste Rose	St André
01/01/2025	0,4	Le Gol	Tampon
01/01/2025	0,2	Le Gol	Bras de la Plaine
01/01/2025	0,7	Le Gol	La Vallée
01/01/2025	0,5	Bois Rouge	Le Port
01/01/2025	0,5	Bois Rouge	Possession

01/01/2025	0,2	Bois Rouge	Saline
01/01/2025	0,3	Bois Rouge	St Leu
01/01/2025	0,3	Bois Rouge	St Paul

### Annexe 3 – Echancier des jalons d’avancement des investissements de réseau de type ajout ou mutation de transformateur

Décision de lancement du projet	6 à 9 mois
Justification technico-économique	3 à 4 mois
Etude environnementales	3 à 6 mois
Etudes techniques et commandes travaux et fournitures	6 à 18 mois
Examen au cas par cas (si extension foncière)	2 à 3 mois
Consultation maires et gestionnaires de domaines public (poste et LS)	3 mois
Permis de construire & autres autorisations administratives	6 à 7 mois
Ouverture de chantier : Travaux puis mise en service	1 an environ

Certaines étapes peuvent se faire simultanément. La durée globale d’un projet de ce type varie de 24 à 38 mois.

### Annexe 4 – Echancier des jalons d’avancement des investissements de réseau de type création de ligne HTB

Décision de lancement du projet	6 à 9 mois
Justification technico-économique et concertation	6 à 16 mois
Participation du public	4 à 6 mois
Etude environnementales	4 à 15 mois
Etudes techniques et commandes travaux et fournitures	12 à 24 mois
Réalisation d’études d’impacts	6 à 12 mois
Déclaration d’utilité publique (DUP)	6 à 14 mois
Consultation maires et gestionnaires de domaines publics	3 mois
Permis de construire & autres autorisations administratives	6 à 8 mois
Mise en servitude et expropriation	12 mois environ
Dérogation espèces protégées	6 à 12 mois
Ouverture de chantier : Travaux puis mise en service	2 ans environ

Certaines étapes peuvent se faire simultanément. La durée globale d’un projet de ce type varie de 46 à 70 mois.