Le réseau de transport d'électricité

GT Producteurs et Stockeurs

12 mai 2025

Présentation externe

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

SOMMAIRE

1. Services systèmes tension
2. Evolution du CART Producteur
3. Décompte algorithmique Off-shore
4. Consultation sur les capacités constructives

1 Services Systèmes Tension

Objectifs

Réalisation de l'étude par l'école Centrale Supélec pilotée par RTE de septembre 2024 à avril 2025

Objectif de l'étude est de déterminer les coûts du réglage de la tension liés au surdimensionnement et aux pertes

Méthode

Modélisation d'un groupe nucléaire / groupe hydraulique / installation éolienne / installation photovoltaïque

Pour chacune de ces installations, dimensionnement suivant 3 configurations :

- Dimensionnement réactif nul : pas de réglage de la tension
- Dimensionnement conforme aux exigences règlementaires de l'arrêté de 2008 : plage de réactif [-0,35 Pmax ; 0,32 Pmax]
- Surdimensionnement par rapport aux exigences réglementaires : plages supérieures à [-0,35 Pmax ; 0,32 Pmax]

Pour chaque configuration, estimation :

- Des coûts d'investissement lié au dimensionnement des machines. Fourchette de prix €/kVA
- Des pertes de rendement liées à la fourniture/absorption de réactif.

Méthode

Choix des configs

- Nucléaire et TAC : alternateur à pôles lisses
- Hydraulique : alternateur à pôles saillants
- Eolien off/on shore & PV : interfaçage direct par onduleur

Dimension-nement Qmax

- Choix de 3 niveaux de Tan ϕ pour dimensionner l'installation en fourniture de réactif
- 0 (pas de réglage tension) / 0,32 (réglementation arrêté de 2008) / surdimensionnement à 0,5 0,7 et 1

Déterminati on Qmin

- Détermination des capacités d'absorption de réactif de l'installation en fonction de Qmax et des limites :
- d'angle interne (LAI) / d'intensité stator (LIS) ou onduleur / de tension onduleur

Calcul des pertes

- Elaboration de 3 monotones traduisant les niveaux de réactifs vus par les installations sur une année (issu de CDP Prod)
- Point de fonctionnement en puissance active choisi :
- Nucléaire et hydraulique : Pmax / Eolien & PV : Taux de charge x Pmax

Valorisation

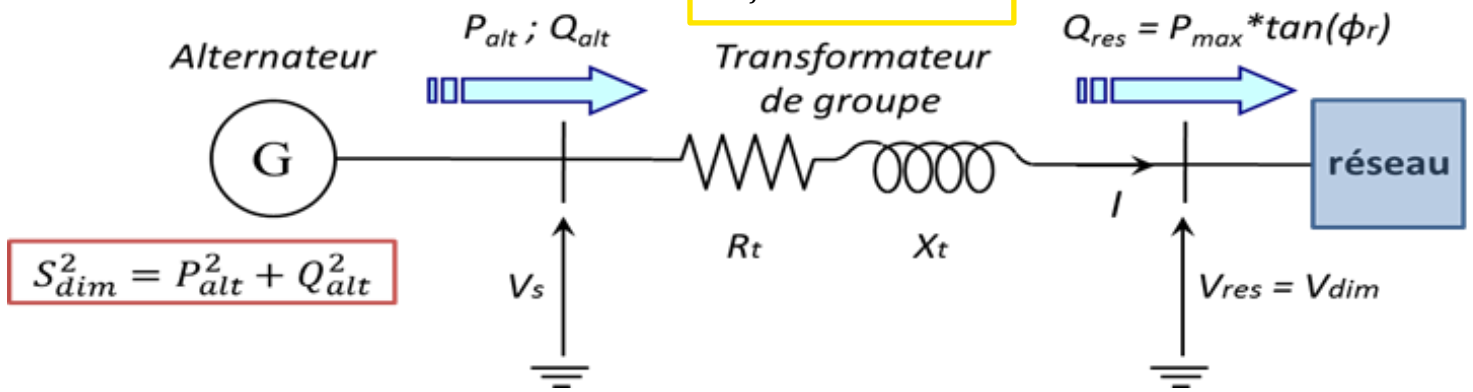
- Dimensionnement : fourchette de prix pour le coût d'investissement en €/kVA
- Pertes calculées en MWh sur une année valorisées sur la base de cotations

Modélisation

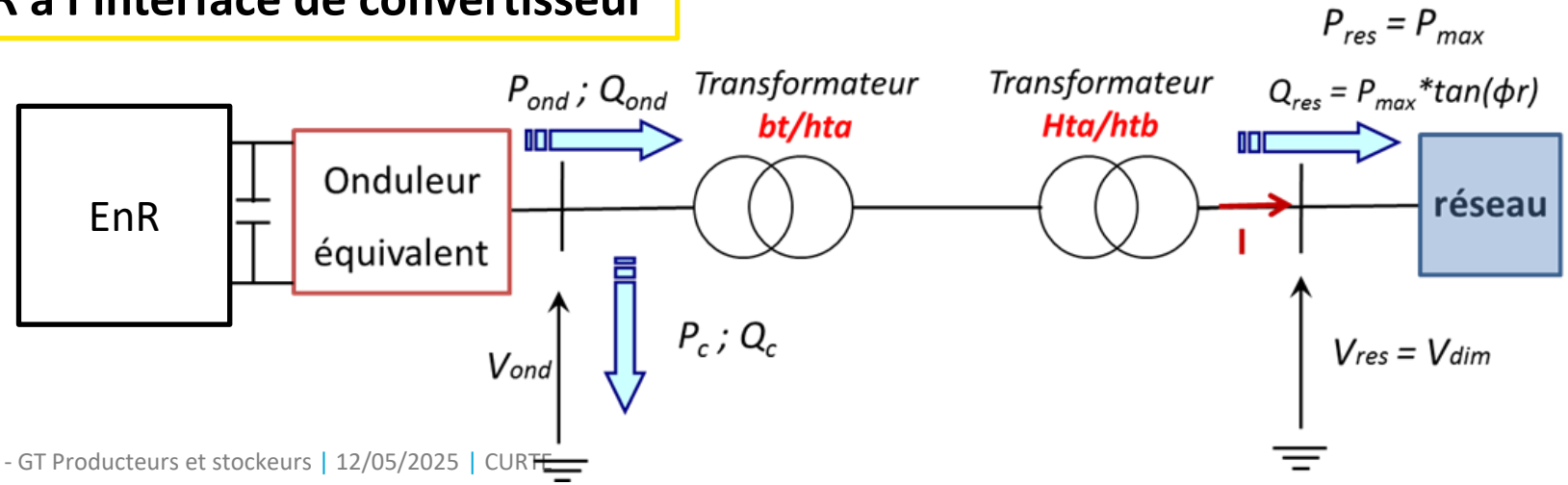
Alternateurs classiques

$$P_{tfo} = 3 * R_t * I^2$$

$$Q_{tfo} = 3 * X_t * I^2$$



EnR à l'interface de convertisseur



Méthode de l'étude par l'école CentraleSupélec

Choix des tan φ au point de livraison (prise en compte du transformateur)



Objectif: Calcul du ΔS_{dim} pour déterminer le coût marginal de mise à disposition de la plage de réactif

Alternateur nucléaire ou hydraulique de Pmax = 50 MW

Installation		tan φ = 0	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
Puissance apparente (MVA)	S_{dim} MVA	50,5	54,7	59	65,2	76,3
	ΔS_{dim}	-4,2	0	4,3	10,5	21,6
Puissance réactive (Mvar)	Q_{dim} Mvar	5,6	21,7	31	41,5	57,4
	ΔQ_{dim}	-16,1	0	9,3	19,8	35,7

ENR via onduleur de Pmax = 50 MW

Installation		tan φ = 0	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
Puissance apparente (MVA)	S_{dim} MVA	50,7	54,9	59,2	65,5	77,1
	ΔS_{dim}	-4,2	0	4,3	10,6	22,2
Puissance réactive (Mvar)	Q_{dim} Mvar	5,7	21,8	31,2	41,8	58,2
	ΔQ_{dim}	-16,1	0	9,4	20,0	36,4

Valorisation du surdimensionnement

Surcoût (€) = Surdimensionnement (VA) x Coût (€/VA)

Alternateurs classiques

Surcoût de l'alternateur + surcoût du transformateur (€) =

Surdimensionnement ΔS_{dim} (VA) x Coût de l'alternateur (€/VA)
+ Surdimensionnement ΔS_{dim}(VA) x Coût du transformateur (€/VA)

EnR à l'interface de convertisseur

Surcoût de l'onduleur + surcoût du transformateur (€) =

Surdimensionnement ΔS_{dim} (VA) x Coût de l'onduleur (€/VA)
+ Surdimensionnement ΔS_{dim}(VA) x Coût du transformateur (€/VA)

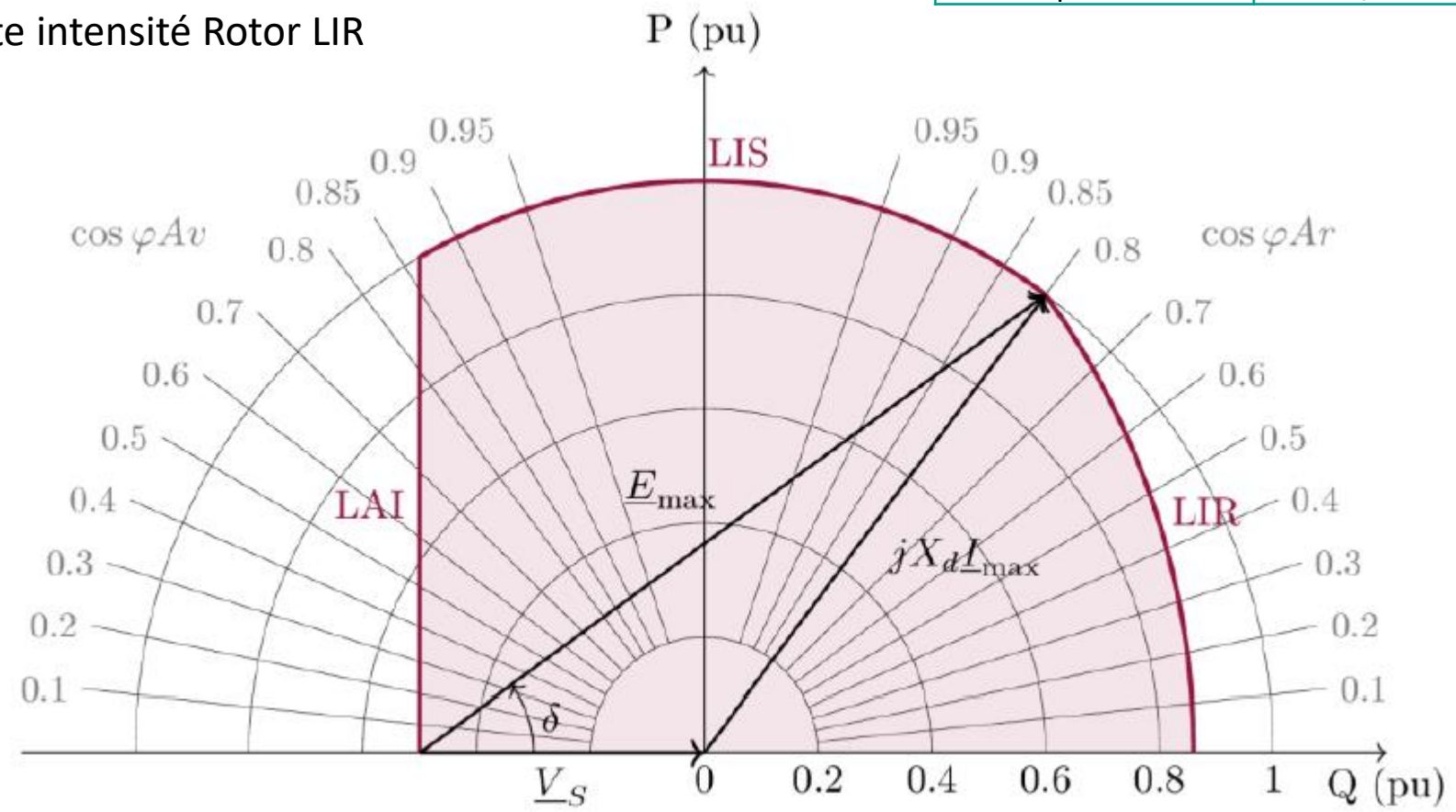
Capacités d'absorption

Alternateurs classiques

- Limite de stabilité LAI (Limitation d'Angle Interne)
- Limite du courant statorique LIS
- Limite intensité Rotor LIR

3 cas considérés:

Machine	$xd\ [pu]$	$xq\ [pu]$	Application type
M1 – pôles saillants	1,5	0,8	Hydraulique
M2 – pôles lisses	2	2	TAC, nucléaire 900
M3 – pôles lisses	2,81	2,81	Nucléaire 1500

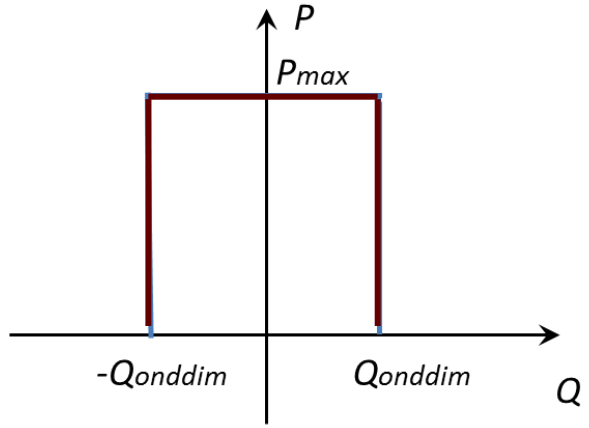


Capacités d'absorption

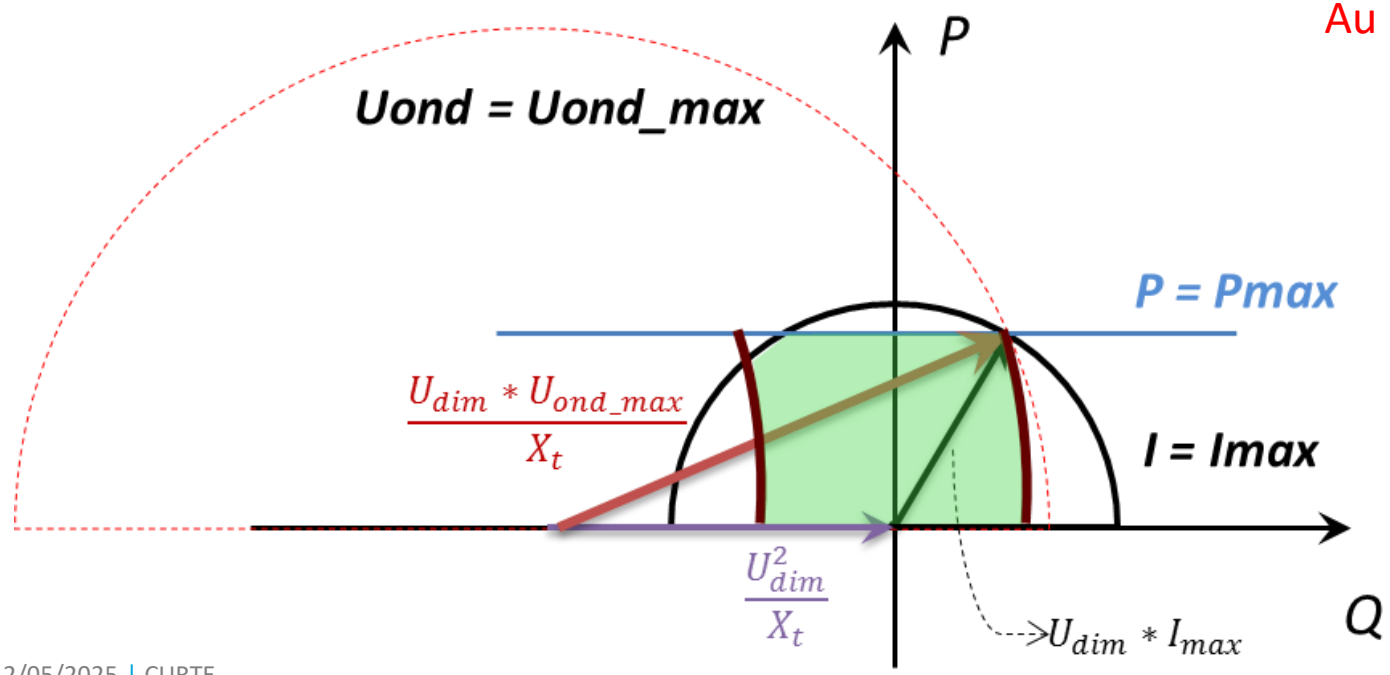
EnR à l'interface de convertisseur

Limite de l'onduleur vis-à-vis:

- La capacité d'absorption du réactif
- Le courant maximal Imax
- La tension maximale Uond_max



Au niveau d'onduleur



Capacités d'absorption

Détermination du Qmin => Résultats cohérents car capacité d'absorption supérieure à la fourniture

Type d'alternateur	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
M1-Hydro	-33,8 Mvar	-56,3 Mvar	-64,9 Mvar	-79,8 Mvar
M2-TAC	-35,3 Mvar	-37,5 Mvar	-40,5 Mvar	-46,3 Mvar
M3-Nucléaire	-26,6 Mvar	-28,0 Mvar	-30,1 Mvar	-34,1 Mvar

Limite en absorption de puissance réactive des groupes Qmin **LIS en violet** et **LAI en orange**

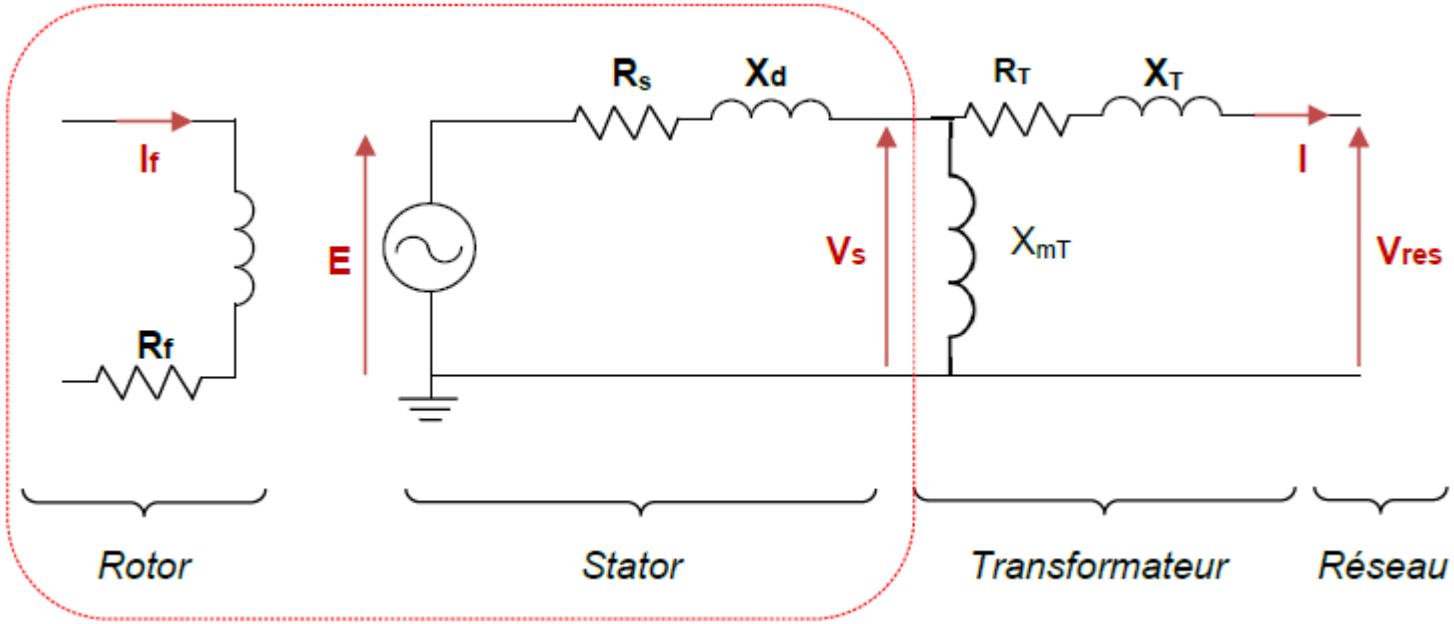
	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
ENR	-29,0 Mvar	-39,0 Mvar	-52,0 Mvar	-70,0 Mvar

Limite en absorption de puissance réactive des groupes Qmin **LPO** (limite en puissance onduleur) **en bleu** et **LIO** (Limite en intensité onduleur) **en rose**

Pertes - modèle

Alternateurs classiques

- Pour l'alternateur:
  - xd = 2.81;
  - Ifn = 2000 A;
  - rend = 0.987;
  - pstat = 29%;
  - prot = 20%;



La circulation d'une puissance réactive plus importante augmente les pertes dans l'alternateur et dans le transformateur du groupe.

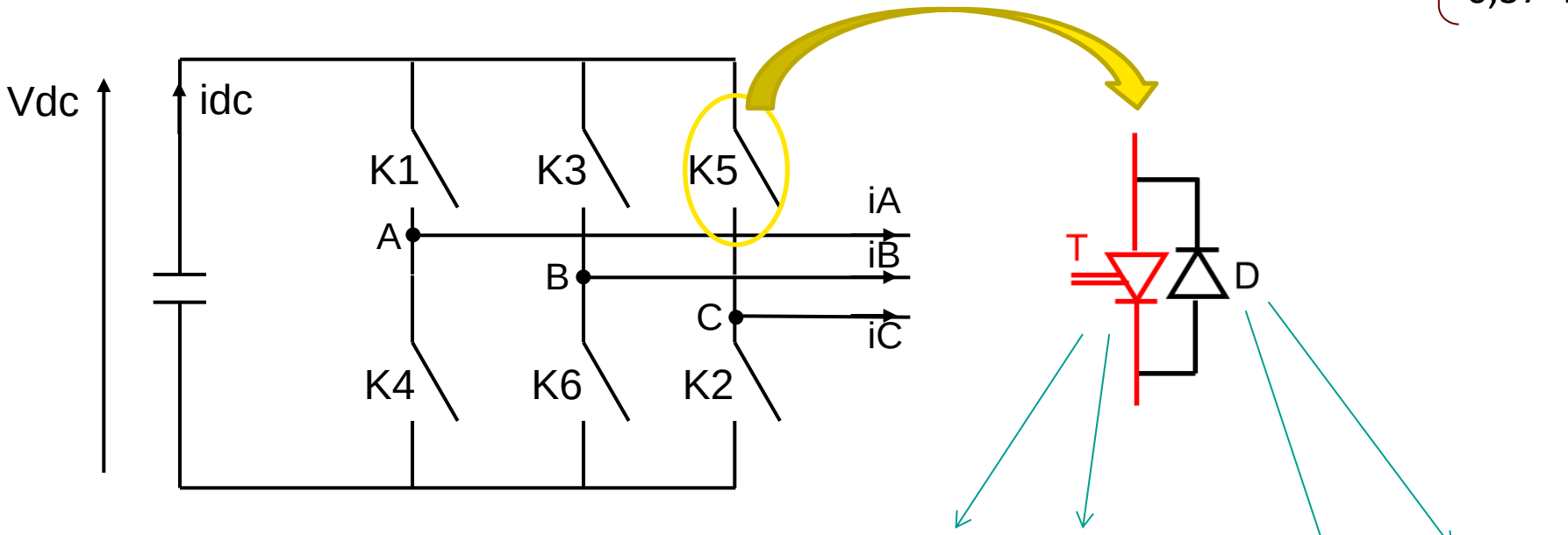
Pertes totales du groupe : $P_{tot} = PJ_s + PJ_r + P_F + PJ_{tfo}$

PJ_S: Perte Joule au stator
PJ_R: Pertes Joule au rotor
P_F : Pertes fer
PJ_{tfo} : Pertes transformateur

Pertes - modèle

EnR via onduleur

Pres = Pmoy = Taux de charge x Pmax =
- 0,12*Pmax pour PV
- 0,22*Pmax pour Eolien Onshore
- 0,37*Pmax pour Eolien Offshore



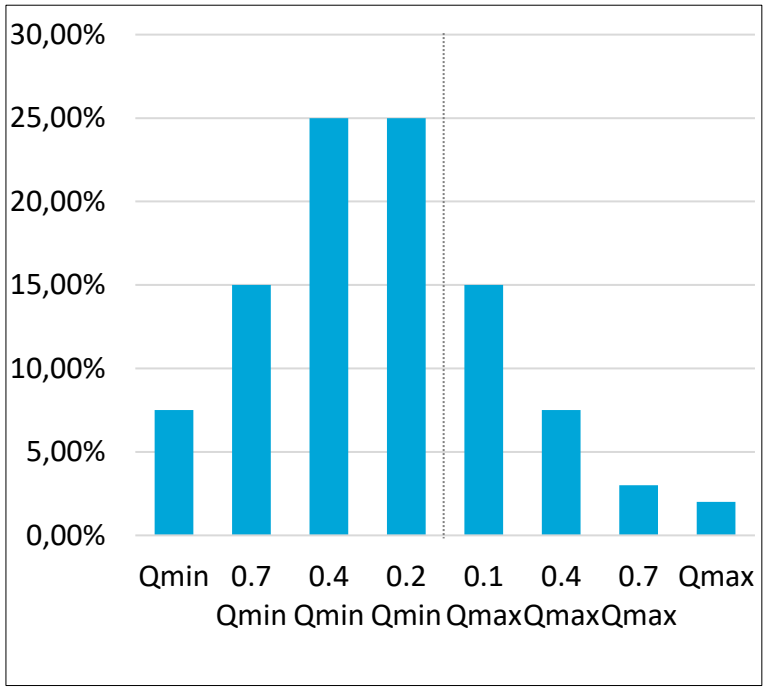
$$P_{ond} = N_{ondel} \cdot 6 \cdot \left(P_{cond(T)} + P_{sw(T)} + P_{cond(D)} + P_{sw(D)}\right)$$

Pertes totales du groupe : $P_{tot} = P_{ond} + PJ_{câble} + PJ_{tfo}$

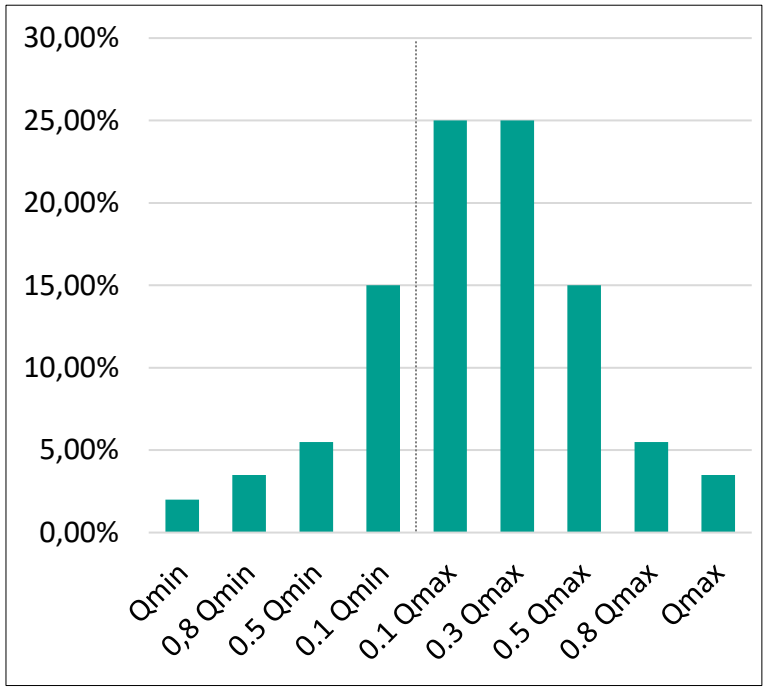
P_{ond}: Perte Onduleur
$PJ_{câble}$: Pertes Joule des câbles
PJ_{tfo} : Pertes transformateur

Pertes - modèle

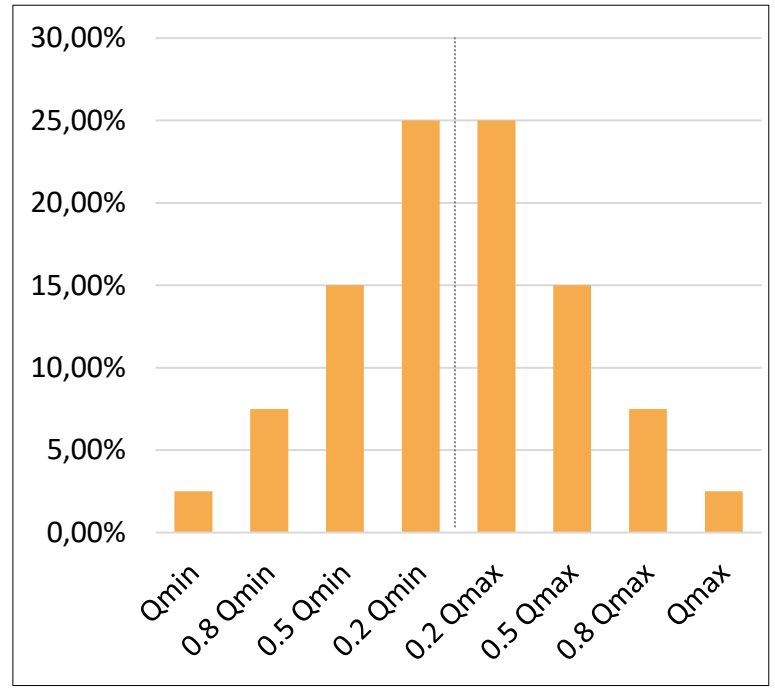
3 Histogrammes de réactif considérés pour le calcul des pertes (MWh)



Histogramme n°1
(centré à Q = 0,3*Qmin)



Histogramme n°2
(centré à Q = 0,2*Qmax)



Histogramme n°3
(centré à Q = 0)

Pertes - résultats

Alternateurs classiques – M1- Hydraulique

Type d'alternateur	Pertes d'énergie en MWh	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
M1-Hydraulique	Qres = 0	6 141,5	5 788,5	5 410,5	4 933,0
	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	6 332,8	6 356,2	6 106,6	5 830,3
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	6 272,4	6 085,0	5 809,2	5 484,3
	Histogramme 3 - centrage sur 0	6 307,9	6 223,7	5 973,0	5 689,2

Pertes dues au réglage de tension = différence entre les pertes avec le réglage de tension (histogramme 1,2 & 3) avec les pertes à réactif nul

Pertes supplémentaires en MWh Par histogramme – Qres=0		tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
M1-Hydraulique	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	191,3 (0,1%)	567,7 (0,2%)	696,1 (0,2%)	897,3 (0,3%)
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	130,9 (0,0%)	296,5 (0,1%)	398,7 (0,1%)	551,3 (0,2%)
	Histogramme 3 - centrage sur 0	166,4 (0,1%)	435,2 (0,1%)	562,5 (0,2%)	756,2 (0,3%)

Pertes supp. liées au surdimensionnement en MWh: Qres = 0	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
M1-Hydraulique	0	-353,0 (-0,1%)	-731,0 (-0,2%)	-1 208,5 (-0,4%)

% d'énergie active annuelle avec un taux de disponibilité moyen de 70% d'une centrale de 50 MW

Pertes - résultats

Alternateurs classiques – M2- TAC

Type d'alternateur	Pertes d'énergie en MWh	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
M2- TAC	Qres = 0	6 171,6	5 805,9	5 416,4	4 926,5
	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	6 394,5	6 059,8	5 707,0	5 274,7
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	6 312,0	6 011,3	5 698,0	5 319,9
	Histogramme 3 - centrage sur 0	6 357,4	6 053,1	5 735,8	5 353,5

Pertes dues au réglage de tension = différence entre les pertes avec le réglage de tension (histogramme 1,2 & 3) avec les pertes à réactif nul

Pertes supplémentaires en MWh Par histogramme – Qres=0		tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
M2- TAC	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	222,9 (0,1%)	253,9 (0,1%)	290,6 (0,1%)	348,2 (0,1%)
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	140,4 (0,1%)	205,4 (0,1%)	281,6 (0,1%)	393,4 (0,1%)
	Histogramme 3 - centrage sur 0	185,8 (0,1%)	247,2 (0,1%)	319,4 (0,1%)	427,0 (0,1%)

Pertes supp. liées au surdimensionnement en MWh: Qres = 0	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
M2- TAC	0	-365,7 (-0,1%)	-755,2 (-0,3%)	-1 245,1 (-0,4%)

% d'énergie active annuelle avec un taux de disponibilité moyen de 70% d'une centrale de 50 MW

Pertes - résultats

Alternateurs classiques – M3- Nucléaire

Type d'alternateur	Pertes d'énergie en MWh	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
M3- Nucléaire	Qres = 0	6 214,5	5 836,0	5 433,6	4 928,8
	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	6 343,4	5 991,1	5 619,6	5 162,1
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	6 325,3	6 010,9	5 683,6	5 288,8
	Histogramme 3 - centrage sur 0	6 343,1	6 023,4	5 690,1	5 287,5

Pertes dues au réglage de tension = différence entre les pertes avec le réglage de tension (histogramme 1,2 & 3) avec les pertes à réactif nul

Pertes supplémentaires en MWh Par histogramme – Qres=0		tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
M3- Nucléaire	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	128,9 (0,0%)	155,1 (0,1%)	186,0 (0,1%)	233,3 (0,1%)
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	110,8 (0,0%)	174,9 (0,1%)	250,0 (0,1%)	360,0 (0,1%)
	Histogramme 3 - centrage sur 0	128,6 (0,0%)	187,4 (0,1%)	256,5 (0,1%)	358,7 (0,1%)

Pertes supp. liées au surdimensionnement en MWh: Qres = 0	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
M3- Nucléaire	0	-378,5 (-0,1%)	-780,9 (-0,3%)	-1 285,7 (-0,4%)

% d'énergie active annuelle avec un taux de disponibilité moyen de 70% d'une centrale de 50 MW

Pertes - résultats

EnR via onduleur - PV avec Pres = 12%Pmax

Type d'alternateur	Pertes d'énergie en MWh	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
PV avec Pres = 12%Pmax	Qres = 0	461,5	461,2	461,0	462,9
	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	1 139,3	1 562,6	2 105,4	2 906,8
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	797,2	1 068,2	1 419,2	1 978,3
	Histogramme 3 - centrage sur 0	989,4	1 364,4	1 847,2	2 589,1

Pertes dues au réglage de tension = différence entre les pertes avec le réglage de tension (histogramme 1,2 & 3) avec les pertes à réactif nul

Pertes supplémentaires en MWh Par histogramme – Qres=0		tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
PV avec Pres = 12%Pmax	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	677,8 (1,3%)	1 101,4 (2,1%)	1 644,4 (3,1%)	2 443,9 (4,6%)
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	335,7 (0,6%)	607,0 (1,2%)	958,2 (1,8%)	1 515,4 (2,9%)
	Histogramme 3 - centrage sur 0	527,9 (1,0%)	903,2 (1,7%)	1 386,2 (2,6%)	2 126,2 (4,0%)

Pertes supp. liées au surdimensionnement en MWh: Qres = 0	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
PV avec Pres = 12%Pmax	0	-0,3 (0,0%)	-0,5 (0,0%)	1,4 (0,0%)

% d'énergie active annuelle avec un taux de charge de 12% d'une centrale de 50 MW

Pertes - résultats

EnR via onduleur - Eolien Onshore avec Pres = 22%Pmax

Type d'alternateur	Pertes d'énergie en MWh	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
Eolien Onshore avec Pres = 22%Pmax	Qres = 0	887,6	880,4	872,3	863,6
	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	1 461,9	1 849,7	2 360,1	3 124,8
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	1 163,0	1 399,2	1 717,5	2 237,2
	Histogramme 3 - centrage sur 0	1 325,4	1 660,9	2 107,7	2 808,2

Pertes dues au réglage de tension = différence entre les pertes avec le réglage de tension (histogramme 1,2 & 3) avec les pertes à réactif nul

Pertes supplémentaires en MWh Par histogramme – Qres=0		tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
Eolien Onshore avec Pres = 22%Pmax	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	574,3 (0,6%)	969,3 (1,0%)	1 487,8 (1,5%)	2 261,2 (2,3%)
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	275,4 (0,3%)	518,8 (0,5%)	845,2 (0,9%)	1 373,6 (1,4%)
	Histogramme 3 - centrage sur 0	437,8 (0,5%)	780,5 (0,8%)	1 235,4 (1,3%)	1 944,6 (2,0%)

Pertes supp. liées au surdimensionnement en MWh: Qres = 0	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
Eolien Onshore avec Pres = 22%Pmax	0	-7,2 (0,0%)	-15,3 (0,0%)	-24,0 (-0,0%)

% d'énergie active annuelle avec un taux de charge de 22% d'une centrale de 50 MW

Pertes - résultats

EnR via onduleur - Eolien Offshore avec Pres = 37%Pmax

Type d'alternateur	Pertes d'énergie en MWh	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
Eolien Offshore avec Pres = 37%Pmax	Qres = 0	1 655,4	1 628,0	1 597,3	1 556,1
	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	2 140,1	2 472,3	2 925,8	3 619,3
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	1 884,6	2 072,5	2 339,6	2 790,7
	Histogramme 3 - centrage sur 0	2 020,1	2 299,3	2 687,5	3 312,7

Pertes dues au réglage de tension = différence entre les pertes avec le réglage de tension (histogramme 1,2 & 3) avec les pertes à réactif nul

Pertes supplémentaires en MWh Par histogramme – Qres=0		tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
Eolien Offshore avec Pres = 37%Pmax	Histogramme 1 - centrage sur 0,3 Qmin	484,7 (0,3%)	844,3 (0,5%)	1 328,5 (0,8%)	2 063,2 (1,3%)
	Histogramme 2- centrage sur 0,2 Qmax	229,2 (0,1%)	444,5 (0,3%)	742,3 (0,5%)	1 234,6 (0,8%)
	Histogramme 3 - centrage sur 0	364,7 (0,2%)	671,3 (0,4%)	1 090,2 (0,7%)	1 756,6 (1,1%)

Pertes supp. liées au surdimensionnement en MWh: Qres = 0	tan φ = 0,32	tan φ = 0,5	tan φ = 0,7	tan φ = 1
Eolien Offshore avec Pres = 37%Pmax	0	-27,4 (-0,0%)	-58,1 (-0,0%)	-99,3 (-0,0%)

% d'énergie active annuelle avec un taux de charge de 37% d'une centrale de 50 MW

Couverture des coûts associés au réglage

Par an en M€	Basse	Haute
Pertes liées au réglage de la tension		
Coût de Maintenance lié au réglage		
Part d'investissement liée au Surdimensionnement (alternateur / onduleur et transformateur)		
Gains liés à la diminution des pertes grâce au surdimensionnement		
Coût des régulateurs de tension		
Total	**80**	**130**

Estimations réalisées sur la base du parc de réglage de tension à fin 2024 contractualisé: 93 GW, Q+: 39 Gvar et Q-: -49 Gvar

Variables structurantes :

- Durée de vie des matériels en nombre d'années
- Coût alternateur en k€/MVA
- Coût onduleur en k€/MVA
- Coût transformateur en k€/MVA
- Coût des régulateurs de tension en k€ par groupe
- Coût de maintenance pour 100 MW en k€/an
- Part de maintenance liée au réglage de la tension en %



Besoin de travailler ensemble pour affiner les hypothèses du futur niveau

2 Evolutions du CART Producteur

SOMMAIRE

EVOLUTIONS DU CART PRODUCTEUR

1. Planning de concertation

2. Renouvellement des ouvrages du RPT

2.1 Contexte

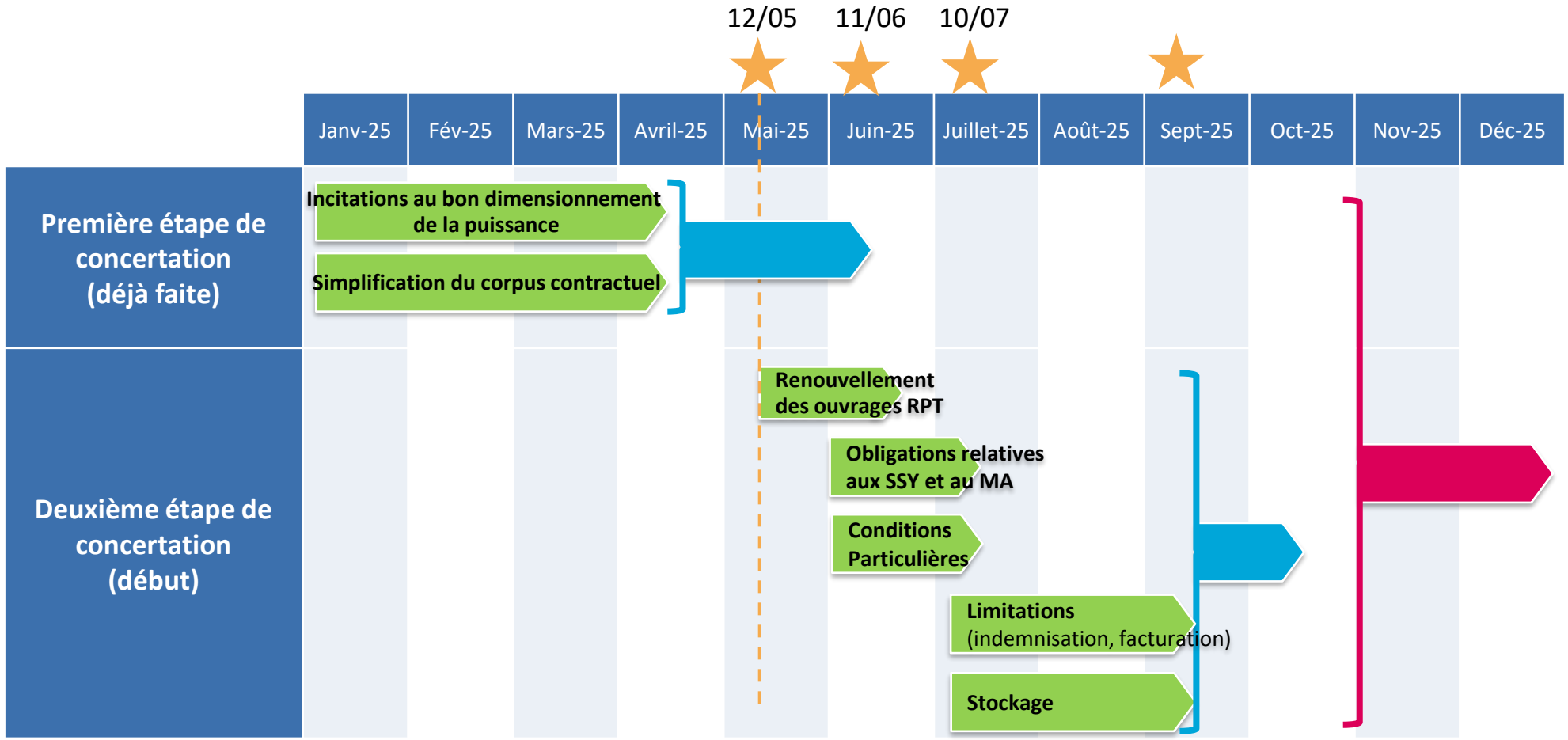
2.2 Evolution des engagements d'Interruptions Programmées liées aux opérations de Renouvellement

2.3 Modalités de notification des opérations

2.4 Mise en application des nouveaux engagements

1 Planning de concertation

Organisation de la Concertation sur le CART-P



Une concertation en 2 étapes : 2 consultations du CART prévues avec un objectif de saisine unique à la fin 2025

2 Renouvellement des ouvrages du RPT

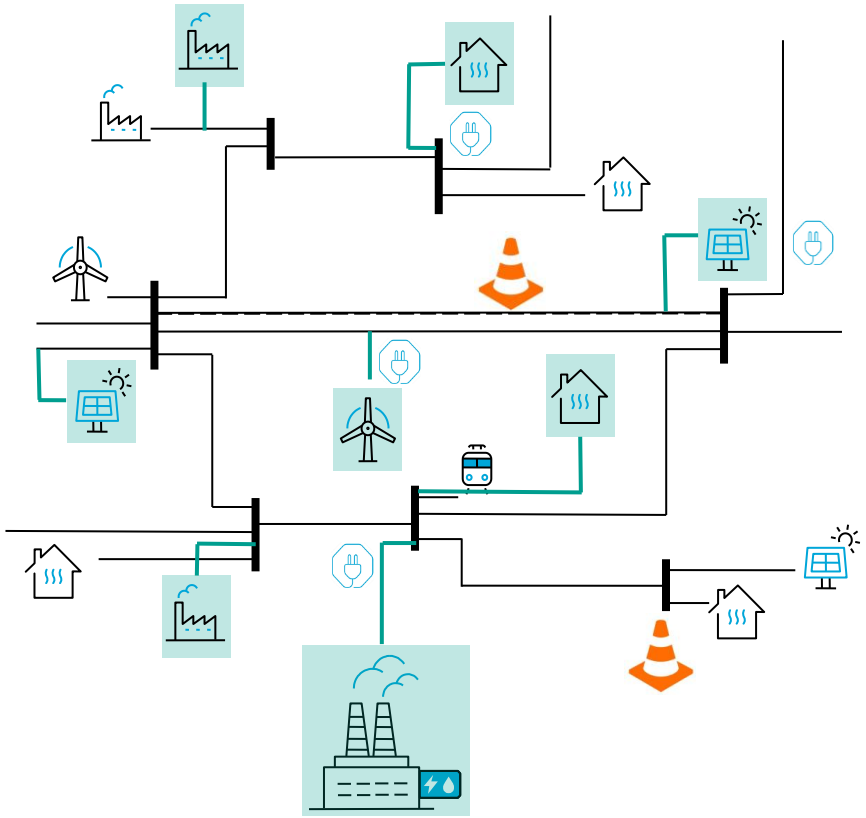
2.1 Contexte

Un cadre légal et des responsabilités de RTE clairs

- **Des responsabilités encadrées :**
  - L'entretien et le développement du réseau public de transport relèvent des **missions de RTE** (art. L. 321-6 du code de l'énergie)
  - Le cahier des charges de concession du RPT indique que le concessionnaire a pour mission d'assurer les travaux nécessaires à la maintenance, au développement et au renouvellement du réseau et que pour ce faire, il « ***peut interrompre l'accès au réseau public de transport*** ».

- **Quels engagements aujourd'hui ?**
  - Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession du RPT, RTE prend des engagements quantitatifs pour les interruptions programmées (Art. 6.2 CART-P)

Un système électrique en forte évolution



Un accroissement inédit des demandes de raccordements

- Densification des ouvrages et du nombre de clients liée à la stratégie nationale bas carbone, aux enjeux de réindustrialisation et à l'insertion des EnR

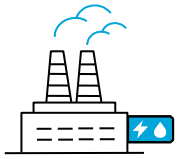
Un mur de travaux pour renouveler le réseau et l'adapter au changement climatique

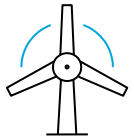
- Face à un réseau vieillissant et à la nécessité d'adapter le réseau au changement climatique, le défi majeur pour RTE : rester un gestionnaire de réseau performant tout en minimisant l'impact pour la collectivité

Des enjeux plus nombreux :

- Réseau plus dense entrainant un **volume plus important d'interventions** RTE
- Des difficultés de **coordination** des travaux entre clients ayant des modalités contractuelles de planification différentes (producteurs /consommateurs)
  => Manque de **stabilité du planning** des travaux
- Des **difficultés de consignabilité** avec des conséquences sur les clients aux structures d'alimentation **non redondées**

Un système électrique en forte évolution





De nouveaux usages, des process qui évoluent

- De plus en plus de clients développent des process continus (maintenance par tranche d'installation/par atelier)



Choix de la structure du raccordement du client :

- Des choix de structure de raccordement ou d'alimentation qui présentent des risques de qualité de l'électricité (peu de secours, peu ou pas de redondance). RTE rappelle au moment du raccordement sur les risques associés au choix de la structure

Des enjeux plus nombreux

- Moins d'opportunités pour RTE de se caler sur des arrêts clients inexistants, afin de minimiser la gêne (maintenance client partielle, par tranche de l'installation pour la production EnR et non pour la totalité de l'installation)
- Augmentation du nombre de raccordements en piquage

  ⇒ **précarisation** du client raccordé mais aussi pouvant dégrader la QdE des **clients voisins**
- Une structure de raccordement qui peut imposer une interruption de l'accès au réseau du site du client pendant les travaux sur le réseau, d'autant plus problématique pour les interventions longues (type renouvellement)

Panorama européen des engagements GRT/Clients

- Pour information, RTE a complété sa réflexion avec un benchmark externe réalisé en février 2023 sur les pratiques des GRT européens sur leur process et engagement vis-à-vis des clients.

- Parmi les conclusions, on note que **RTE est le seul à avoir des engagements contractuels quantifiés précis** au niveau des interruptions programmées ou des interruptions non programmées

- Les GRT n'ont pas d'engagement et par conséquent la « double connexion » est **souvent systématique** pour sécuriser le raccordement des clients voire même pour certains **la redondance est obligatoire.**



Le réseau **le plus important** d'Europe

Le plus **grand nombre de sites** de Clients producteurs

RTE ne remet pas en cause le principe d'engagement mais doit s'assurer que ces engagements soient proportionnés aux choix d'alimentation et de raccordement retenus par les clients.

2.2 Evolution des engagements d’Interruptions Programmées liées aux opérations de Renouvellement du RPT

Les opérations de renouvellement du RPT

NEW

Pour le **renouvellement des ouvrages** dont l'indisponibilité génère une **Interruption Programmée client :**

Opérations peu fréquentes, elles consistent à réaliser les travaux nécessaires à la remise à neuf du réseau vieillissant, déjà présentées au travers des différentes politiques de Renouvellement lors des présentations des derniers SDDR de RTE.

Les équipements concernés sont les équipements qui ont atteint la fin de leur cycle de vie comme référencés dans les SDDR*.

OPERATIONS de renouvellement *	Durée de vie estimative (en années) *	Temps repères - Durée estimative de l'opération (en jours ouvrés)
Contrôle commande	25	5 à 10
Disjoncteurs	50	20 à 35
Sectionneurs	40	7 à 10 en fonction du niveau de tension
Transformateur de mesure	25 à 50	5 à 7
Isolateurs Liaisons aériennes	Entre 30 et 60 iso verres 20 iso composites	Fonction de la longueur de la liaison
Supports Liaisons aériennes	50	
Conducteurs Liaisons aériennes	85	

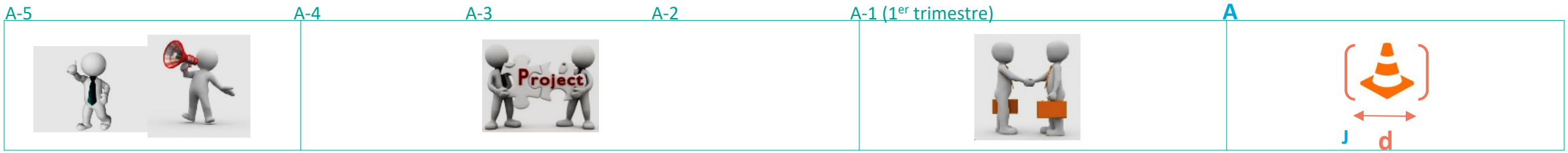
** SDDR 2019 et 2025*

Engagement sur les opérations de renouvellement du RPT (hors EMR AO3 et AO suivants)

NEW

Dès l'identification par RTE des opérations de **renouvellement** entrainant une Interruption sur le raccordement client :

- Engagement de **planification et de programmation** des travaux à un horizon **pluri annuel,**
- **Echanges réguliers** avec le client et **coordination permettant autant que possible l'intégration de ses besoins**
- **Validation d'un planning ferme** de l'opération au premier trimestre de l'année précédant l'Interruption Programmée (IP)
- Indemnisation en cas de non-respect de l'engagement planning



Information client par RTE

Année d'intervention projetée **A**
Fourchette de durée **[d- ; d+]**
Consistance des travaux

Echanges client

Intégration des contraintes/besoins clients
modification éventuelle de **A**, **d**, consistance
examen des **modes opératoires particuliers à la demande du client**

Engagement planning

début des travaux **J**
Durée **d**
Consistance des travaux
LAED* pour sécuriser le choix de la prestation de **modes opératoires particuliers**

Une fois l'IP CONFIRMEE

Si durée réalisée > **d**
Si décalage de l'opération / **J**
Si modification de consistance
=> **Indemnisation des frais**

SITUATION ACTUELLE

Identifié dans le **programme annuel** regroupant toutes les opérations de renouvellement, de maintenance et de développement.

* Lettre d'Accord d'Engagement de Dépenses

2.3 Modalités de notification des opérations

Modalités de notification des opérations (1/2)

Maintenance | Développement | Renouvellement

Interruptions Programmées avec notification simple

Catégorie 1

Maintenance | Développement

SITUATION ACTUELLE

Notification au plus tard 15 jours avant l'Interruption Programmée.

Interruptions Programmées nécessitant une notification anticipée

Catégorie 2

NEW

Renouvellement | Maintenance | Développement

Nécessité de coordonner plusieurs clients

Interruptions Programmées **Synchronisées**

Interruptions Programmées **NON Synchronisées**

Notification Anticipée pour cette nouvelle catégorie au plus tard :

- **3 mois** avant le début de l'opération pour des opérations de Maintenance et de Développement, quand besoin de coordonner plusieurs clients
- **1 année** avant le début de l'opération pour les opérations de **Renouvellement.**
- Le client a 10 JO pour confirmer. Sans retour, l'Interruption Programmée est confirmée.

Le client et RTE ont trouvé **un accord sur le placement** de l'opération, notamment lors d'un arrêt du client ou sur une période de moindre gène.

Le client et RTE n'ont **pas trouvé d'accord sur le placement** de l'opération mais RTE n'a pas d'autre choix que de fixer une date d'intervention.

- L'utilisation d'Interruption Programmée non synchronisée doit rester exceptionnelle, au plus 1 fois par période triennale d'engagement.
- RTE s'efforce de mutualiser la réalisation d'opérations compatibles sur ce créneau d'intervention.

Modalités de notification des opérations (2/2)

Maintenance | Développement | Renouvellement

Catégorie 1

IP avec notification simple

Maintenance

Développement

SITUATION ACTUELLE

Demande de report par une partie
- Le report ne peut pas excéder 6 mois
- A défaut, RTE fixe la date
- Si demande <u>après **notification envoyée au moins 15 j avant**</u> : indemnisation des frais actuels, directs et certains par le demandeur

Annulation par RTE
- Si demande <u>après **notification envoyée au moins 15 j avant**</u> : indemnisation des frais actuels, directs et certains au Client

Décompte :

Pas de décompte de l'engagement de 5 JO/3 ans

Catégorie 2

NEW

IP nécessitant une notification anticipée

Nécessité de coordonner plusieurs clients

Renouvellement

Maintenance

Développement

Demande de report ou modification par une partie, les 2 parties se rapprochent en vue d'une solution sous 5J :
- Si **accord des parties : màj acceptée** et indemnisation des frais actuels, directs et certains par la partie demanderesse si conséquence financière
- **Sinon :**
  - Soit IP initiale maintenue
  - Soit IP repositionnée par RTE, NON synchronisée. Si le report ou la modification a des **conséquences financières**, indemnisation des frais actuels, directs et certains au client
- Quand demande RTE : IP comptabilisée dans le planning

Annulation par RTE
- IP supprimée du planning
- Si l'annulation a des **conséquences financières** : indemnisation par RTE des frais actuels, directs et certains
- IP comptabilisée dans le planning, si demande RTE

Décompte de l'engagement de 5 JO/3 ans en cas de **report ou d'annulation par RTE**

NEW

Mutualisation des opérations de RTE

La mutualisation d'opérations compatibles* sera accentuée afin d'occasionner au Client **le moins d'Interruptions d'alimentation possible**.



1. Quand une opération de Maintenance (et/ou Développement) est mutualisée avec une opération de Renouvellement, RTE prend systématiquement à sa charge le **décompte de l'engagement** maintenance et développement (5 JO/ 3ans) dans la limite de la durée programmée.



2. Les deux conditions suivantes doivent être réunies pour déclencher la **demande d'indemnisation** des frais induits et justifiés des jours supplémentaires :
   - La durée de l'Interruption Programmée de Maintenance (et/ou Développement) doit dépasser l'engagement (5 jours/3 ans)
   - L'opération de Maintenance (et/ou Développement) est plus longue que l'opération de Renouvellement.

* Dans le respect de la sécurité des personnes et des biens

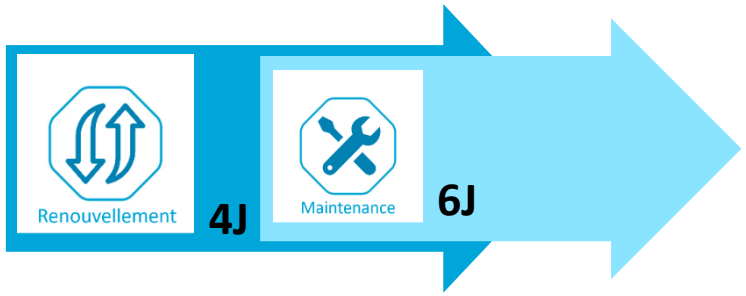
Mutualisation des opérations de RTE

Mutualisation d'opérations de renouvellement et de maintenance (engagement de 5j/3 ans)



L'opération liée à la maintenance est de 6>5 jours
- **décompte des 5j** de l'engagement (qui tombe à 0j)

Le 6ème jour est réalisé pendant les travaux de renouvellement
- pas d'indemnisation du 6eme jour



L'opération liée à la maintenance est de 6>5 jours
- **décompte des 5j** de l'engagement (qui tombe à 0j)

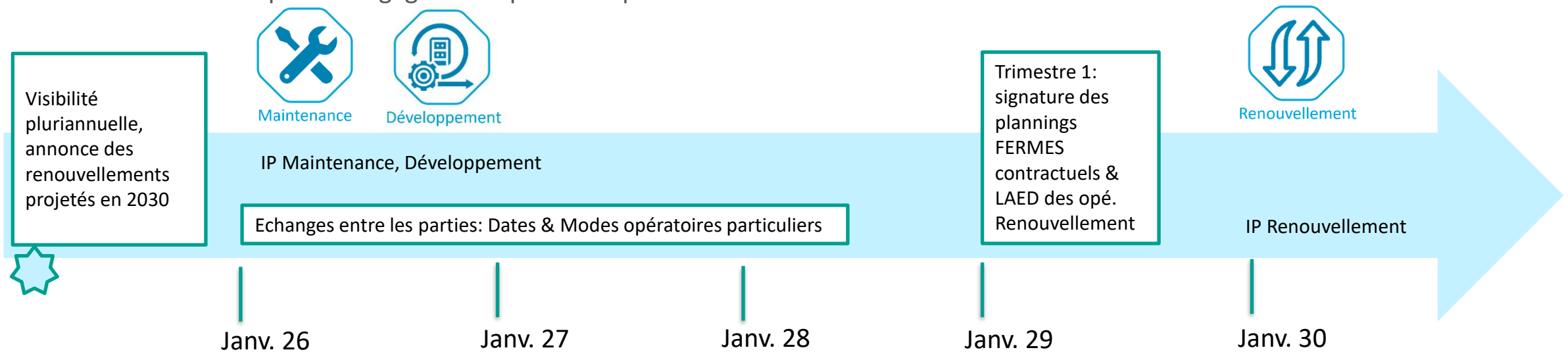
le 6ème jour est au-delà de la fin de travaux de renouvellement
- le client est **indemnisable** au titre des frais induits du 6eme jour

Dans les 2 cas, l'éventuel placement d'une nouvelle opération de maintenance / développement durant la période d'engagement triennale serait éligible à une indemnisation du client (car engagement 5JO/3 ans dépassé).

2.4 Mise en application des nouveaux engagements

Application des engagements du CART-P

- **<u>Les nouveaux engagements pour les Interruptions Programmées</u>** liées aux Opérations de Maintenance, de Développement seront mis en œuvre dès la validation du nouveau CART
- Travaux concernés par les engagements pour les opérations de Renouvellement : **Travaux 2030**



➢ ***Cas du contrat de Gestion Prévisionnelle :***
Les engagements pour les opérations de renouvellement seront pris uniquement dans le CART : les modalités opérationnelles de consultation, de concertation et de coordination prévues au contrat de GP ne s'appliqueront qu'aux opérations de maintenance et développement

Application des engagements du CART-P

- Transmission des articles du CART modifiés courant mai et présentation lors du **prochain GT le 11 juin 2025**.
- Phase de consultation septembre-octobre 2025
- Analyse des retours de la consultation octobre-novembre 2025
- Saisine CRE – novembre-décembre 2025

3 Décompte algorithmique off-shore

REX sur le tarif : réponse des producteurs

Compte-tenu du retour d'expérience sur le Service Décompte Algorithmique Off-shore, **RTE a proposé d'arrêter le service, ou bien de réviser le tarif à la hausse,** le cas échéant chaque année en fonction du nombre de souscriptions constatées l'année précédente.

Réponses des producteurs (synthèse)

- Nécessité de maintenir le service pour se prémunir d'aléas pendant la construction du parc, avec comme objectif de ne souscrire qu'à la 1ère phase (tests) et d'éviter de souscrire à la 2nde phase du service (phase d'exploitation)
- En cas de souscription à la phase 2, recherche d'une utilisation temporaire du service (max 1 an)
- Souhait de conserver le tarif actuel, pour des raisons de non-discrimination et d'équilibre économique
- Proposition de changer de méthodologie, en retenant une méthode au prorata (« 1/N »)
- Aucune réponse chiffrée fournie sur le gain financier que permet ce service

Réponses RTE :

- La composition des tranches du contrat d'OA pouvant être modifiée après leur activation, selon retour d'expérience (EDF OA), la durée de la phase 2 peut être réduite à 1 an
- A partir de son entrée en vigueur, l'évolution tarifaire s'applique de manière identique pour tous les producteurs, sans discrimination.
  Par ailleurs, le tarif du service n'était pas connu par l'ensemble des producteurs au moment des AO et de la détermination de leur tarif d'achat, car fixé ultérieurement. Le service de décompte « classique » était donc bien le service de référence pour les AO, le Service Décompte Algorithmique Off-shore restant un service optionnel.
- La méthode « 1/N » n'est pas adaptée à la mission de comptage de RTE basée sur la mesure des flux. Par ailleurs le développement d'un nouvel algorithme - même simplifié - pour implémenter cette méthode nécessiterait de nouveaux investissements

Impact du passage des données au pas 5 mn

Rappel du contexte :

- Dans le cadre du Règlement européen 2017/2195 « Guideline on Electricity Balancing » (EBGL), le système d'information de RTE a évolué afin de permettre le passage du **Pas de Règlement des Ecarts au pas 15 minutes à partir du 1er janvier 2025 (ISP15)**



Les Données de Comptage et les Données Physiques ont basculé d'un pas 10 minutes vers un **pas 5 minutes** depuis le **1er juin 2024,** en concertation avec les acteurs concernés.

- Cette évolution doit être prise en compte par **le Service de Décompte algorithmique offshore**, qui doit également exposer des données au pas 5 minutes. Une évolution du Contrat de Prestation Annexe (CPA) pour le Service de Décompte algorithmique off-shore a ainsi été proposée en concertation pour prendre en compte 2 options :
  - ✓ Soit le producteur transmet les télémesures de ses éoliennes au pas **5 minutes**, afin de permettre le maintien du service dans les conditions prévues initialement par le CPA
  - ✓ Soit le producteur transmet les télémesures de ses éoliennes au **pas 10 minutes**, avec des restrictions dans les conditions de réalisation de ce service par RTE.

Les étapes :

- Concertation sur l'évolution du CPA le 22/10/24
- Consultation sur l'évolution du CPA du 07/11/2024 au 22/11/2024, sur le site ConceRTE.

A l'issue de ce processus, **le nouveau CPA a été publié** dans la DTR le **28/04/25**

4 Consultation sur les capacités constructives

Ouverture d’une consultation sur les capacités constructives jusqu’au 16 juin 2025

- **Lancement d’une consultation** sur le périmètre proposé lors de la concertation ouverte en GT Producteurs du 02/12/2024 :
  - Ajout de la **capacité à amortir les oscillations électromécaniques (fonction PSS)** pour les **unités synchrones de type D d’une puissance supérieure à 75 MW**
  - Ajout de **la fourniture d’un modèle fréquentiel de l’installation pour les unités de stockage,** par homogénéité avec les unités non synchrone (y compris en mer)
  - Lot de **modifications pour clarification** dans les cahiers de charges, dans les **données** et **simulations** à fournir, et sur les **fiches de contrôle de conformité**

Concertation → 16 février 2025

Lancement de la **concertation** en GT Producteurs du 02 déc. 2024

Consultation → 16 juin 2025

Lancement de la **consultation** en GT Producteurs du 12 mai 2025

Entrée en vigueur → T3 2025

Entrée en vigueur après le processus de consultation et de saisine

Rappel : Périmètre des propositions d'évolution (cf. GT Producteurs du 02/12/2024)

	Type d'unité	Articles					
		5.1.1 (exigences)	8.3.1 (non synchrone)	8.3.2 (synchrone)	8.3.3 (trame contrôle)	8.3.4 (stockage)	NEW 8.25.3 (téléconduite stockage)
Ajout de la capacité à amortir les oscillations (fonction PSS)	Unité synchrone Pmax>= 75 MW	X		X	X		
Modèle fréquentiel de l'installation	sur demande RTE : Unités non synchrones C ou D, Offshore PPM, unité de stockage	X	X		X	X	
Injection rapide de courant réactif et norme EN 50549 - 2	Unité non synchrone B, C, D	X	X		X	X	
Etudes de stabilités : Paramètre b de la réactance du réseau pour les études de stabilité	Unités non synchrones en HTB1		X			X	
Equipements de simulation temps réel du contrôle-commande et des protections	sur demande RTE : Unité non synchrone type D et offshore PPM		X		X		
Clarifications sur le modèle EMT	Types C, D sur demande RTE		X	X		X	
Clarifications sur les études d'interactions à mener lors du raccordement d'un PPM DC	Offshore PPM DC		X				
Modification de certaines fiches de contrôle de conformité					X		
Fiche F14 automate : adaptation des TI et de l'exigence pour un stockage	Stockage				x	x	x

Par rapport à la concertation, adaptation de la trame du cahier des charges téléconduite et capacités constructives pour assurer la cohérence avec les téléinformations demandées dans la fiche essai « F14: modulation » et avec la possibilité de soutirer pour un stockage

Compléments sur la modulation de puissance pour un stockage

- **Objectifs :**
  - Description de la procédure d'essai décrite dans la fiche « F14: Automate » lorsqu'un dispositif de modulation de puissance est demandé
  - Pour un **stockage**, la modulation de puissance se fait par l'envoi d'une **plage de valeurs afin de gérer les 2 états** d'injection et de soutirage

- **Description de l'exigence :**
  - L'unité doit respecter un **double-signal** communiqué par RTE ; ce dernier délimite une **plage de puissance active pouvant être produite / soutirée par le Stockeur**. Cette plage pourrait être applicable simultanément pour réduire l'injection et le soutirage de puissance active. RTE communique via un autre signal le début et la fin de l'application de cette période de réduction de puissance active.
  - **Adaptation de la trame télécom-téléconduite d'un stockage** pour assurer la cohérence de cette exigence déjà présente avec la fiche essai F14

- **Articles modifiés :**
  - Article 8.3.4 – Cahier des charges des capacités constructives - Conditions Générales - (Unité de stockage non synchrone)
    → Paragraphe 3.2 «Modulation de la puissance active »
  - Article 8.3.3 – Trame de procédure de contrôle de conformité pour le raccordement d'une installation de production ou de stockage
    → Fiche F14 : Automate
  - Article 8.25.3 - trame type - cahier des charges pour le raccordement au système de téléconduite de rte d'une installation de stockage non synchrone
    → Paragraphe 7.2 «Echanges automatiques d'informations »

Principaux retours à la concertation sur le périmètre proposé

- Les contributions sur les modifications proposées ont permis de reclarifier certaines propositions
  - **Fonction PSS** des unités synchrones de plus de 75 MW :
    - Seuil de la fonction PSS à 75 MW : ce seuil équivalent au type D en puissance, est l'un des plus élevé en Europe et la plupart des machines disposent déjà de la fonction dont il faut seulement s'assurer du bon paramétrage

Pays	Seuil PSS	Seuil Type D
Austria	200	50
République Tchèque	type D	75
Allemagne	type D	45
Dannemark	type D	25
Estonie	type D	15
Espagne	50	50
Finlande	10	30
UK	50	50
Grèce	50	75
Irlande	50	10

Pays	Seuil PSS	Seuil Type D
Italie	type D	10
Lithuanie	15	15
Pays-Bas	>220 kV	60
Pologne	20	45
Portugal	45	45
Roumanie	150	20
Suède	75	30
Slovenie	10	30
Slovaquie	50	20

Principaux retours à la concertation sur le périmètre proposé

- **Modèle EMT :**
  - **Génération des DLL du contrôle commande et protection :**
    Référence de la brochure technique CIGRE à respecter :
    Guidelines for use of real-code in EMT models for HVDC, FACTs, and inverter based generators in power systems analysis, TB958, 2025.

- **Equipements de simulation temps réel du contrôle-commande** *(sur demande de RTE, unités non synchrones de type C ou D, Offshore PPM)*:
  - La proposition consiste à **simplifier à la fourniture d'un modèle temps réel** lorsqu'il est demandé, en demandant la transmission d'une solution logicielle (Software in the Loop) plutôt que la solution matérielle (Hardware in the Loop) aujourd'hui présente dans la DTR
  - Exemples de publication pour plus de détails:
    1. *"Real-Time Software-in-the-Loop EMT Models of Wind Turbine and Power Plant Controller: Applicability and Experiences" - Gabriel Miguel Gomes Guerreiro - 23rd Wind & Solar Integration Workshop | Helsinki, Finland | 8 – 11 October 2024*
    2. *Livrable Interopera 04/07/2024 -V2: Requirements for AC/DC converter stations, DC switching stations, Power Park Modules and DC Grid controller offline models, SIL models and C&P cubicles*
    3. *"Methodology of the SOFIA / Dogger Bank C interaction study ", S Dennetière, V. Rudan, C. Smith, C. Kaysers, ACDC Conference, Birmingham, March 2025*

Merci !