Le réseau de l'intelligence électrique

GT SSY Tension
Etudes RTE &
Résultats des bilatérales

03/12/2015

Sommaire

1. Présentation de l’étude RTE
2. Présentation des résultats agrégés des bilatérales
3. Analyse des écarts entre la vision RTE et la vision Producteurs
4. Proposition de suppression des zones sensibles dans le modèle de rémunération

1. Etudes RTE – SUPELEC sur les coûts du réglage de la tension

1. Objectifs

Réalisation de l'étude par l'école SUPELEC pilotée par RTE de sept 2014 à mai 2015

Objectifs de l'étude :

- Déterminer les coûts du réglage de la tension liés au surdimensionnement et aux pertes
- Obtenir des éléments provenant d'un organisme tiers pour analyser les résultats des bilatérales

2. 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.

2. Méthode

Choix des configs

- Nucléaire : 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 0,4 0,5 et 0,6

Détermination 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 2 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

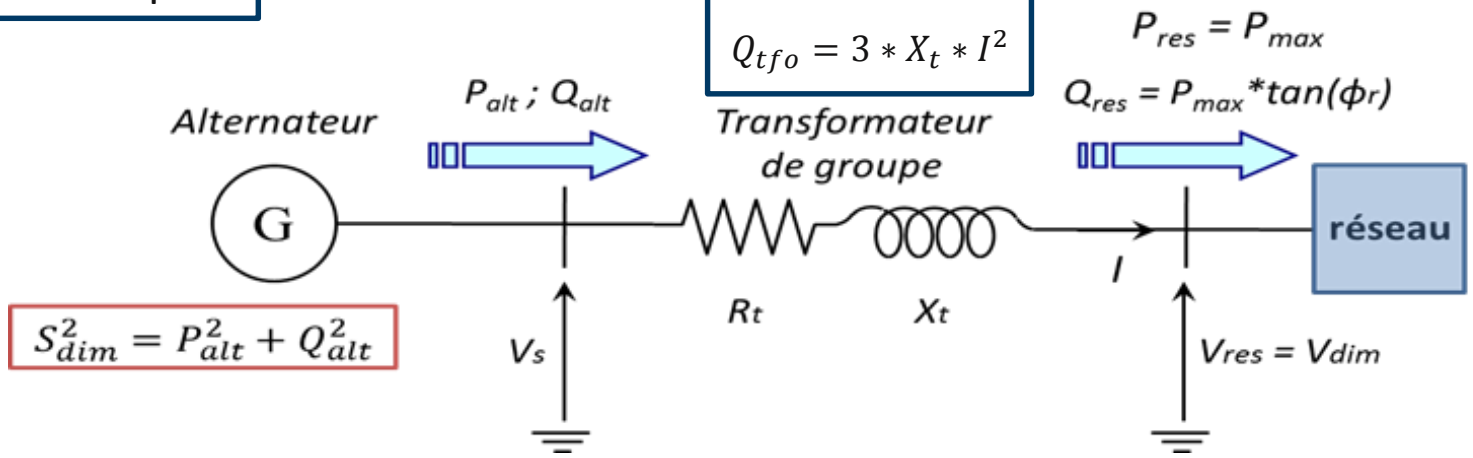
- Dimensionnement : fourchette de prix pour le coût d'investissement en €/kVA
- Pertes calculées en MWh sur une année valorisées sur la base :
- du prix spot moyenné sur les 3 dernières années (base et pointe) ou sur le prix d'obligation d'achat pour les ENR

3. Modélisation

Alternateurs classiques

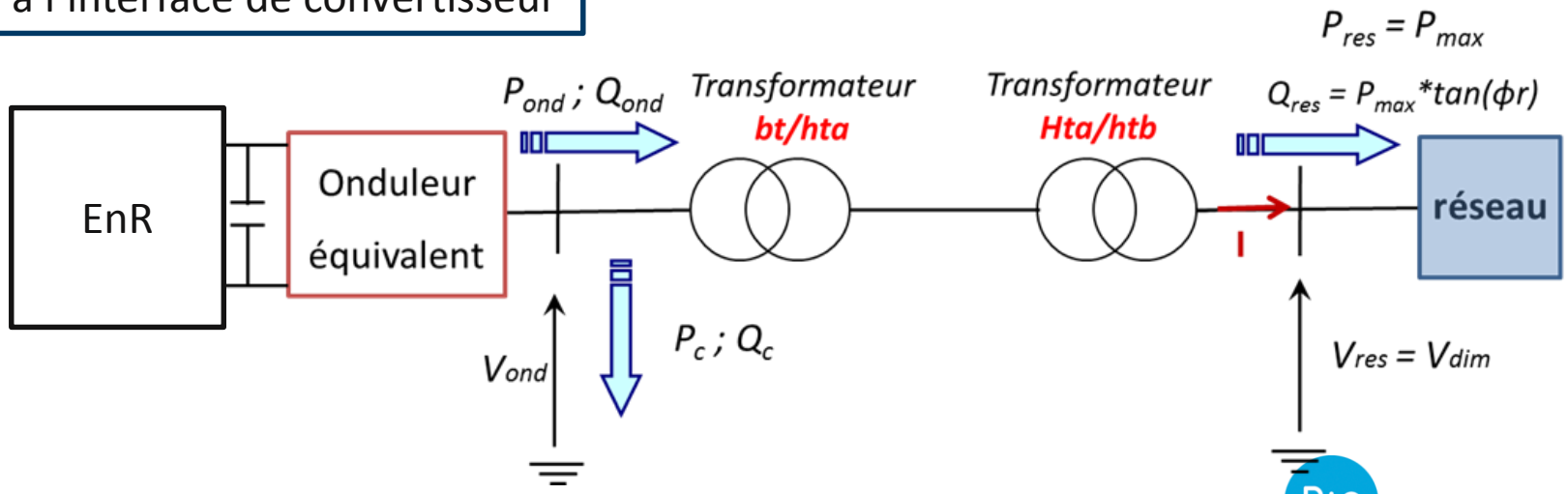
$$P_{tfo} = 3 * R_t * I^2$$

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



$$S_{dim}^2 = P_{alt}^2 + Q_{alt}^2$$

EnR à l'interface de convertisseur



4. Résultats du surdimensionnement

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

Alternateur nucléaire ou hydraulique de Pmax = 100 MW

Installation		tanφ = 0	tanφ = 0,32	tanφ = 0,4	tanφ = 0,5	tanφ = 0,6
Puissance apparente (MVA)	S_{dim}	101,6	***110,8***	114,5	119,9	126,0
	ΔS_{dim}	**-9,3**	**0**	**3,7**	**9,1**	**15,2**
Puissance réactive (MVAr)	Q_{altdim}	14,5	***46,6***	54,9	65,3	75,9
	ΔQ_{altdim}	-32,1	0	8,3	18,7	29,2

ENR via onduleur de Pmax = 100 MW

Installation		tanφ = 0	tanφ = 0,32	tanφ = 0,4	tanφ = 0,5	tanφ = 0,6
Puissance apparente (MVA)	S_{dim}	***102,5***	***112,6***	116,5	122,2	128,6
	ΔS_{dim}	**-10,1**	**0**	**4,0**	**9,6**	**16,0**
Puissance réactive (MVAr)	Q_{onddim}	***17,6***	***49,7***	58,0	68,6	79,4
	ΔQ_{onddim}	-32,1	0	8,4	19,0	29,7

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

4. Valorisation du surdimensionnement

Alternateurs classiques

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

Installation		tanφ = 0	tanφ = 0,32	tanφ = 0,4	tanφ = 0,5	tanφ = 0,6
Surcoût de l'alternateur	Fourchette hypothèse (**kVA**) : 43€/kVA 30€/kVA	ΔS_{dim} = -9,3 MVA -398k€ -278k€	Référence	ΔS_{dim} = 3,7 MVA 160k€ 112k€	ΔS_{dim} = 9,1 MVA 391k€ 273k€	ΔS_{dim} = 15,2 MVA 652k€ 455k€
	Fourchette hypothèse (**kVAr**) : 30€/kVAr 10€/kVAr	ΔQ_{altdim} = -32,1 MVAr -965k€ -321k€	Référence	ΔQ_{altdim} = 8,3 MVAr 248k€ 83k€	ΔQ_{altdim} = 18,7 MVAr 561k€ 187k€	ΔQ_{altdim} = 29,2 MVAr 877k€ 292k€
Surcoût du transformateur	Fourchette hypothèse (**kVA**) : 12€/kVA 7€/kVA	ΔS_{dim} = -8,8 MVA -111k€ -65k€	Référence	ΔS_{dim} = 3,7 MVA 45k€ 26k€	ΔS_{dim} = 9,1 MVA 109k€ 64k€	ΔS_{dim} = 15,2 MVA 182k€ 106k€

4. Valorisation du surdimensionnement

EnR via onduleur

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

Installation		tanφ = 0	tanφ = 0,32	tanφ = 0,4	tanφ = 0,5	tanφ = 0,6
Surcoût de l'onduleur	Fourchette hypothèse (**kVA**) : 85€/kVA 75€/kVA	ΔS_{dim} = -10,1 MVA -857k€ -757k€	Référence	ΔS_{dim} = 4,0 MVA 336 k€ 297 k€	ΔS_{dim} = 9,6 MVA 818k€ 722k€	ΔS_{dim} = 16,0 MVA 1363 k€ 1202 k€
	Coût hypothèse (**kVAr**) : 50 €/kVAr	ΔQ_{onddim} = -32,1 MVAr -1605 k€	Référence	ΔQ_{onddim} = 8,4 MVAr 417 k€	ΔQ_{onddim} = 19,0 MVAr 948 k€	ΔQ_{onddim} = 29,7 MVAr 1486 k€
Surcoût du transformateur	Fourchette hypothèse (**kVA**) : 12€/kVA 7€/kVA	ΔS_{dim} = -10,1 MVA -121 k€ -71 k€	Référence	ΔS_{dim} = 4,0 MVA 47 k€ 28 k€	ΔS_{dim} = 9,6 MVA 116 k€ 67 k€	ΔS_{dim} = 16,0 MVA 192 k€ 112 k€

5. Résultats capacités d'absorption

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

Alternateur nucléaire

Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
Q_{min} (MVAr) x_d = 2,5 pu	-50,7 (LAI)	-51,5 (LAI)	-52,8 (LAI)	-54,4 (LAI)
Q_{min} (MVAr) x_d = 2,81 pu	-46,4 (LAI)	-47,1 (LAI)	-48,2 (LAI)	-49,5 (LAI)
Q_{min} (MVAr) x_d = 2,91 pu	-45,2 (LAI)	-45,9 (LAI)	-46,9 (LAI)	-48,2 (LAI)

Alternateur hydraulique (pôles saillants)

Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
Q_{min} (MVAr) xd = 1,5 pu xq = 0,9 pu	-44,0 (LAI)	-46,4 (LAI)	-50,0 (LAI)	-54,1 (LAI)
Q_{min} (MVAr) xd = 1,2 pu xq = 0,8 pu	-57,9 (LAI)	-60,7 (LAI)	-64,9 (LAI)	-69,6 (LAI)

5. Résultats capacités d'absorption

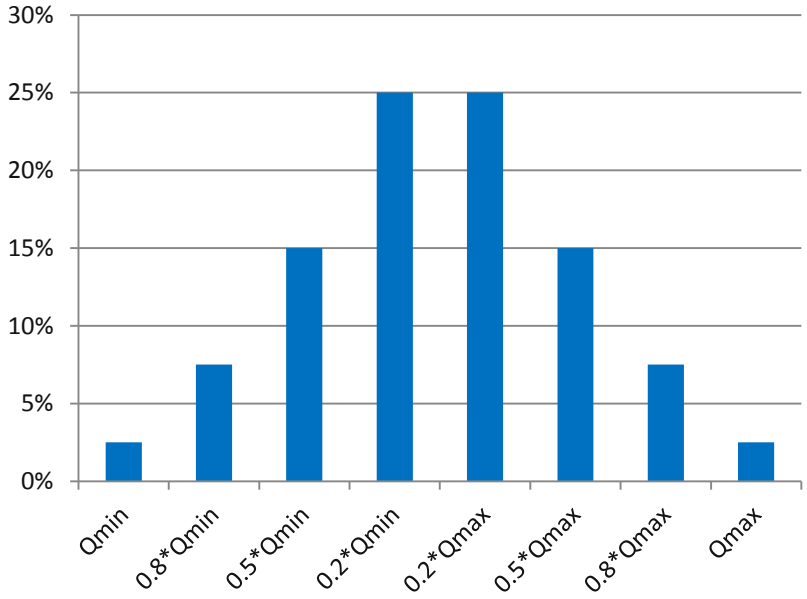
Détermination du Qmin => Résultats cohérents car capacité d'absorption supérieure à la fourniture

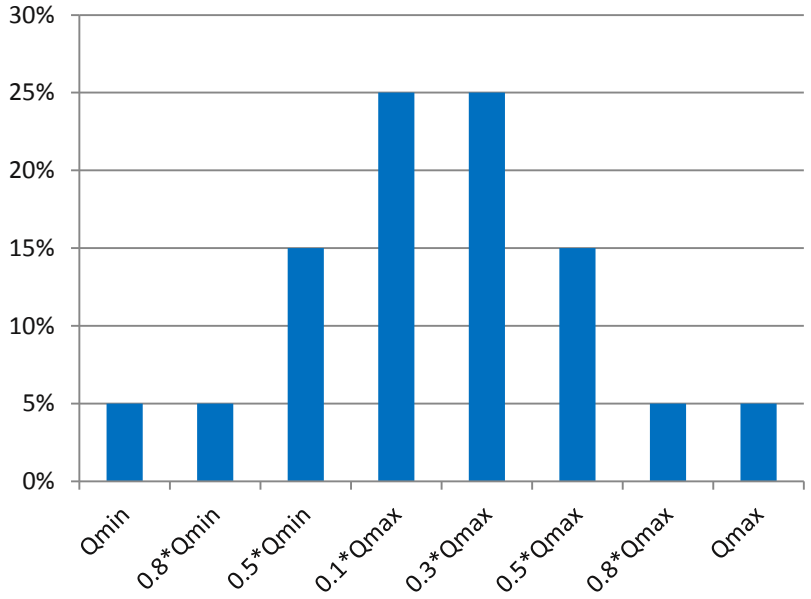
ENR

tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
Q_{min} (à P_{max})	-51,7 MVA	-59,8 MVAr	-70,2 MVAr	-80,8 MVAr

6. Calculs de pertes

Histogramme de réactif considérés pour le calcul des pertes





Hypothèses choisies :

- Fonctionnement à P_{max} pour les machines synchrones et P = Taux de charge x P_{max} pour les ENR
- Fonctionnement 8760 h/an (majorant des pertes)
- Prix d'obligation d'achat pour les ENR prix de marché SPOT moyennés sur les trois dernières années : prix de base de 42 euros/MWh et un prix de pointe de 53 euros/MWh

6. Résultats Pertes Alternateurs

Pertes calculées pour les 5 situations de réactif

	Tanφ	0	0,32	0,4	0,5	0,6
pertes MWh	Q_{res} = 0 (cte)	15581	14114	13681	13138	12611
	histogramme n°1		14399	14023	13557	13111
	histogramme n°2		14451	14086	13636	13205
	Q_{res} = Q_{max} (cte)		15228	15242	15308	15421

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

	Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
pertes supp. (MWh)	histogramme n°1	284	342	419	499
	histogramme n°2	336	405	498	594

6. Résultats Pertes Alternateurs

Pertes calculées pour les 5 situations de réactif

	Tanφ	0	0,32	0,4	0,5	0,6
pertes MWh	Q_{res} = 0 (cte)	15581	14114	13681	13138	12611
	histogramme n°1		14399	14023	13557	13111
	histogramme n°2		14451	14086	13636	13205
	Q_{res} = Q_{max} (cte)		15228	15242	15308	15421

Diminution des pertes avec le surdimensionnement pour les alternateurs

Interprétation RTE : surdimensionnement = volume de cuivre supérieur dans l'alternateur et le transformateur => réduction des pertes

Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
Pertes de surdim = pertes (Q=0) - 15581	-1467	-1900	-2443	-2970

6. Résultats Pertes ENR

Pertes calculées pour les 5 situations de réactif (pour P = 22% Pmax)

	Tanφ	0	0,32	0,4	0,5	0,6
pertes W (MWh)	Q_{res} = 0 (cte)	2064	2037	2028	2017	2007
	histogramme n°1		2935	3231	3648	4107
	histogramme n°2		2964	3277	3717	4201
	Q_{res} = Q_{max} (cte)		4147	5114	6483	7998

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

	Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
pertes supp. ΔW (MWh)	histogramme n°1	899	1203	1631	2100
	histogramme n°2	928	1249	1700	2195

6. Résultats Pertes ENR

Pertes calculées pour les 5 situations de réactif (pour P = 22% Pmax)

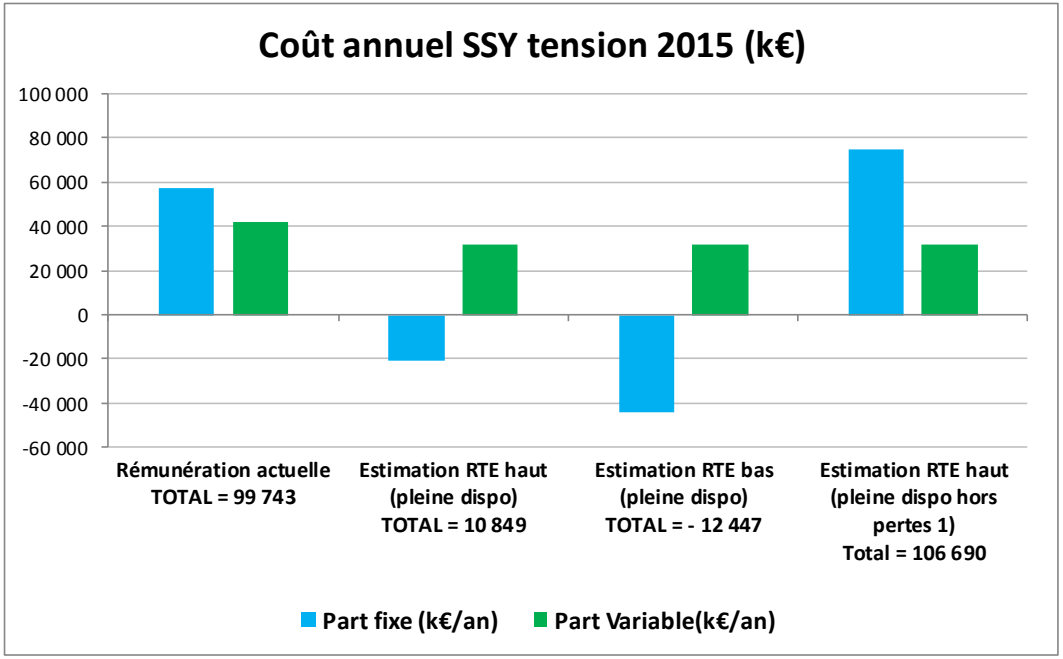
	Tanφ	0	0,32	0,4	0,5	0,6
pertes W (MWh)	Q_{res} = 0 (cte)	2064	2037	2028	2017	2007
	histogramme n°1		2935	3231	3648	4107
	histogramme n°2		2964	3277	3717	4201
	Q_{res} = Q_{max} (cte)		4147	5114	6483	7998

Le surdimensionnement a peu d'impact sur les pertes pour les ENR

Interprétation RTE : surdimensionnement = augmentation du nombre de cellules d'onduleurs dont l'impact est faible sur les pertes par conduction et par commutation

Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
Pertes de surdim = pertes (Q=0) - 2064	-27	-36	-47	-57

7. Estimation RTE des coûts SSY Tension



Les surcoûts liés au surdimensionnement sont compensés par une réduction des pertes.

	Estimation RTE Haut
Volet 1 (Surdimensionnement hors pertes)	75 189
Volet 1 bis (Pertes surdimensionnement)	-95 841
TOTAL VOLET 1	**-20 652**
Volet 2 (Maintenance)	16 926
Volet 3 (Pertes liées au réglage)	14 575
TOTAL VOLET 2 ET 3	**31 501**
TOTAL	**10 849**

2. Résultats agrégés des bilatérales

1.Rémunération des producteurs : Méthode (1/2)

VOLET 1 (Rémunération surdimensionnement)

Volet 1: surcoût d'investissement		
Composants exclusivement liés au réglage de la tension (Régulateur + Moyens de compensation pour les ENR)	k€/MVA	Donnée A
Composante Alternateur/ Onduleurs	k€/MVA	Donnée B
Composante transfo	k€/MVA	Donnée C
Autres composants électriques	k€/MVA	Donnée D
Total coûts partagés	**k€/MVA**	**Calcul E=B+C+D**
Assiette de MVA	MVA	Donnée F
Clé répartition	%	Donnée G
Total coûts d'investissements réputés liés au réglage de la tension	**M€**	**Calcul H=F*(E*G+A)**
Durée comptable	ans	Donnée I
Taux=WACC	%	Donnée J
Estimation volet 1	**M€/an**	**Calcul**

- + Diminution des pertes avec surdimensionnement

1.Rémunération des producteurs : Méthode (2/2)

VOLET 2 (Maintenance)

Volet 2: coûts de maintenance		
Frais structurels: personnel spécialisé électrique lié à la maintenance et gestion contractuelle	M€/an	Donnée K
Maintenance préventive / planifiée	M€/an	Donnée L
Maintenance fortuite	M€/an	Donnée M
Clé répartition	%	Donnée N
Pertes d'opportunité	M€/an	Donnée N2
Coûts de maintenance réputés liés au réglage de la tension	**M€/an**	**Calcul O=N*(K+L+M)+N2**

VOLET 3 (Pertes liées au réglage de la tension)

Volet 3: pertes liées au réglage de la tension		
Pertes sans réglage tension (Q=0) à tanφ=tangente de dimensionnement	MW	Donnée R
Pertes avec réglage de la tension à tanφ=tangente de dimensionnement de l'installation (histogramme 1)	MW	Donnée S
Pertes avec réglage de la tension à tanφ=tangente de dimensionnement de l'installation (histogramme 2)	MW	Donnée T
Pertes liées au réglage /ALTERNATEUR (histogramme 1)		**Calcul U=S-R**
Pertes liées au réglage /ALTERNATEUR (histogramme 2)		**Calcul V=T-R**
Production annuelle	TWh	Donnée W
Prix de l'électricité pour l'achat des pertes	€/MWh	Donnée X
Puissance active considérée pour le calcul de pertes	MW	Donnée
Estimation volet 3 (histogramme 1)	**M€**	**Calcul Y=U*W*X**
Estimation volet 3 (histogramme 2)	**M€**	**Calcul Z=V*W*X**

2. Estimation RTE (1/2)

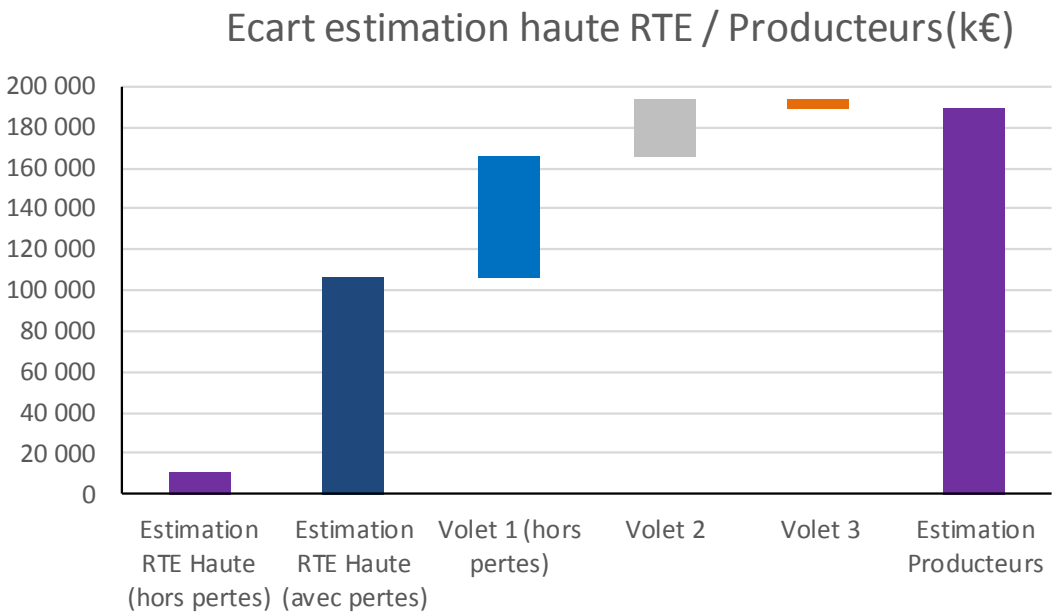
Paramètres retenus pour l'estimation RTE

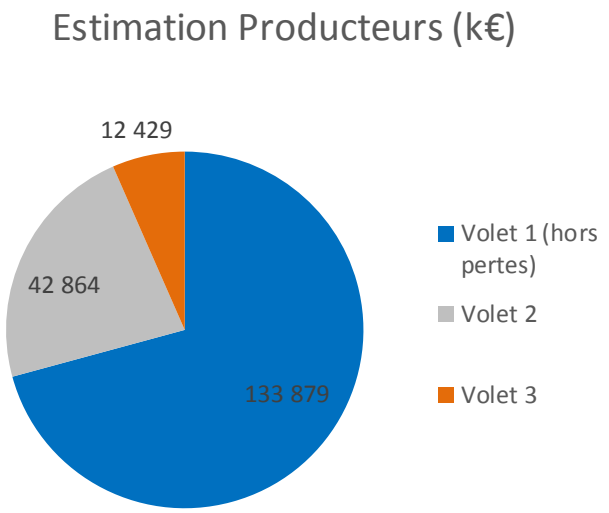
	Retenu pour comparaison
Taux actualisation	8,0%
Durée de vie Prod (ans)	25
Clé de répartition Maintenance	25%
Montant maintenance (k€/an/100 MW)	60
Prix Elec (€/MWh)	46,8
Coût alternateur (€/kVA)	43
Coût transformateur (€/kVA)	12

⇒ Scénario de référence :

- Paramètres représentatifs des retours producteurs
- Fourchette haute des coûts Alternateur/transformateur de l'étude Supélec

3. Estimation des producteurs (1/2)





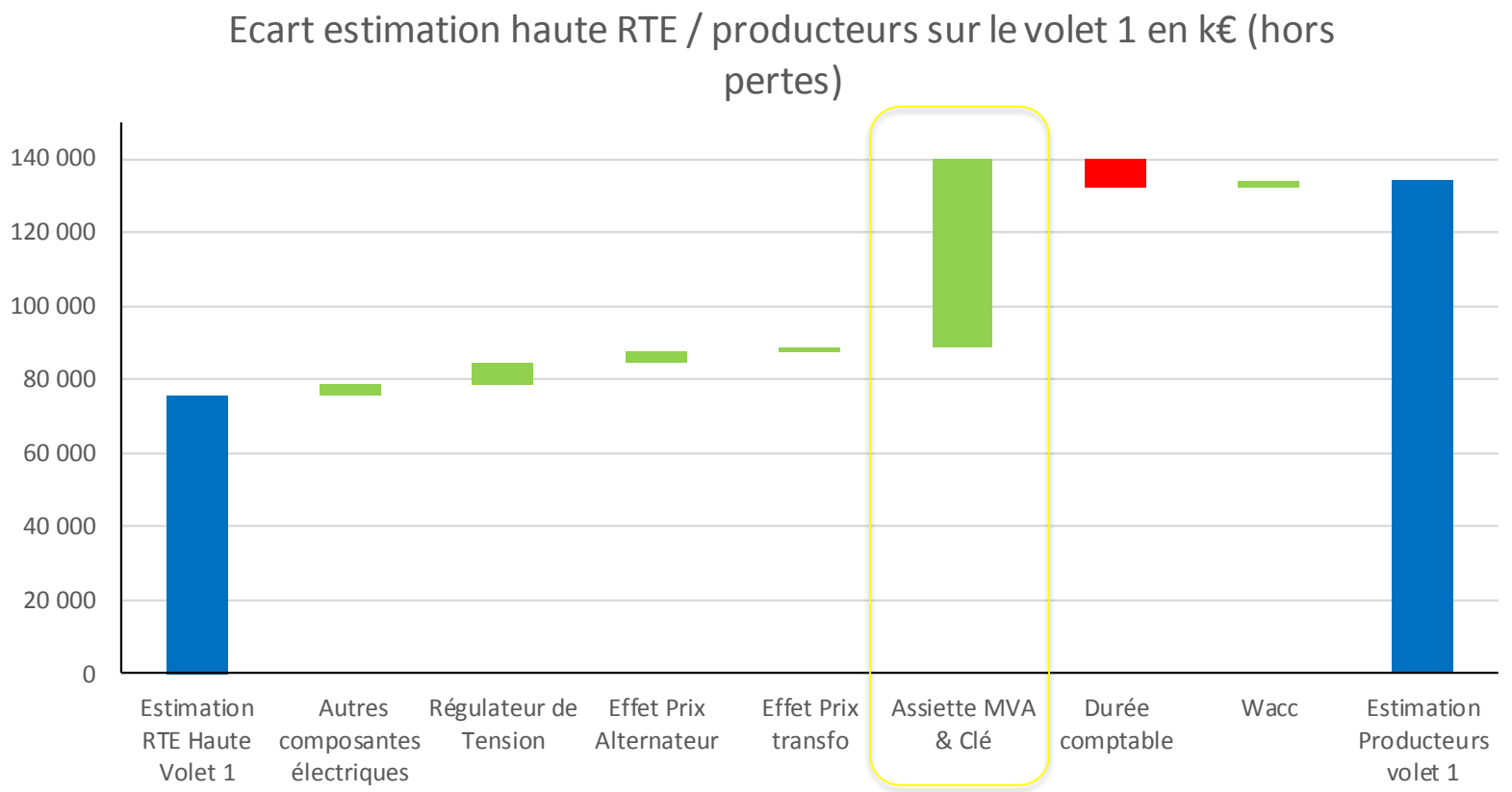
⇒ Principaux écarts sur le volet 1 (surdimensionnement), y compris :

- En considérant la fourchette haute des coûts alternateur/transformateur ;
- En excluant les pertes liées au surdimensionnement.

⇒ Ecarts importants sur les coûts de maintenance

⇒ Estimations par les producteurs des pertes dues au réglage de la tension proches et inférieures aux estimations RTE

3. Estimation des producteurs (2/2)



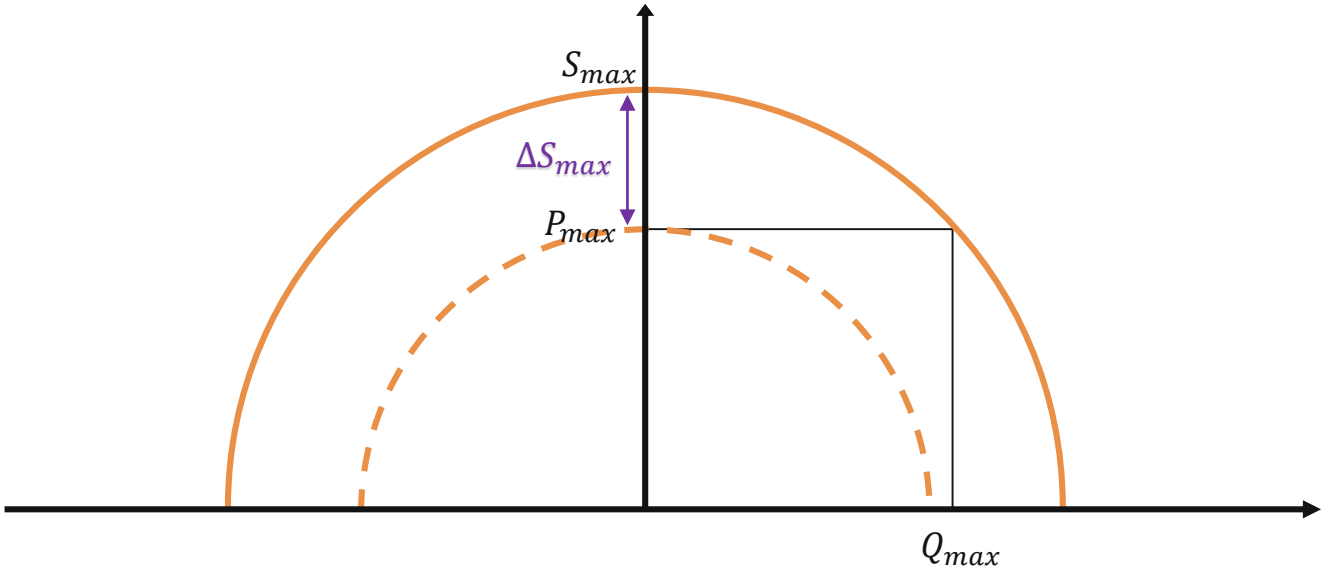
⇒ Les coûts en €/kVA fournis par les producteurs sont :

- Relativement proches de la borne haute de la fourchette RTE pour les transformateurs ;
- Relativement proches de la borne haute de la fourchette RTE pour les alternateurs de la filière nucléaire et thermique ;
- Très supérieurs pour les alternateurs de la filière hydraulique.

⇒ Les principaux écarts proviennent de la clé de répartition utilisée.

3. Analyse des écarts entre la vision RTE et la vision Producteurs

1. Impact de la clé de répartition

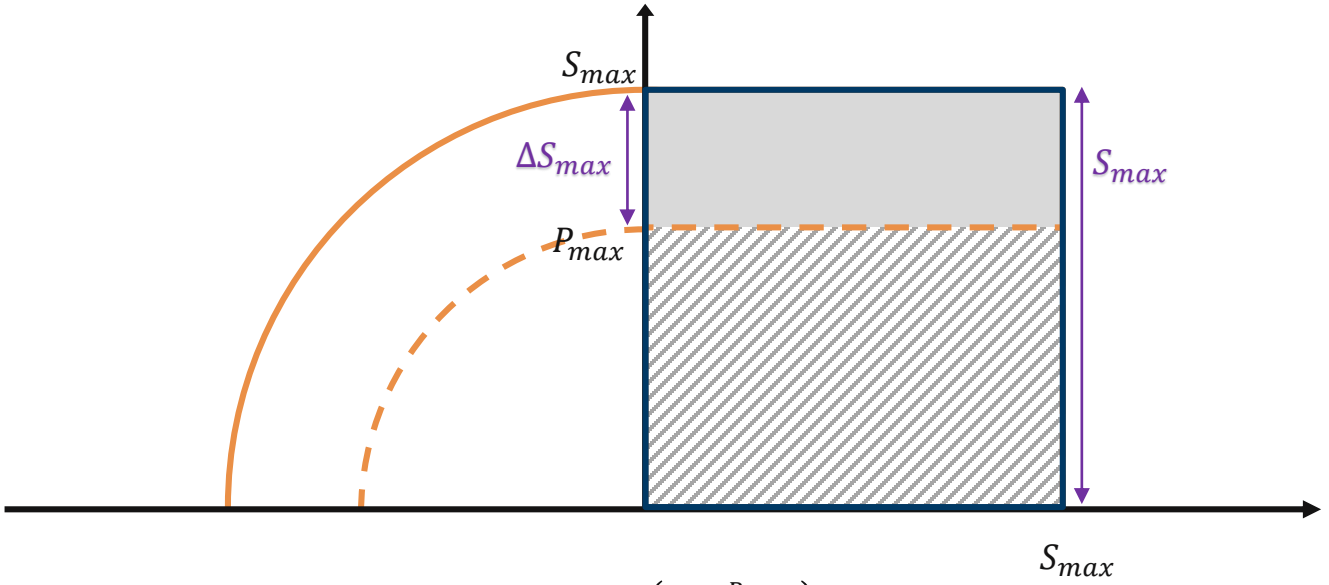


Pour fournir Q_{max} à P_{max} , le dimensionnement de l'alternateur doit vérifier $S_{max} = \sqrt{{P_{max}}^2 + {Q_{max}}^2}$

On a donc un surdimensionnement égal à :

$$\Delta S_{max} = S_{max} - P_{max} = \sqrt{{P_{max}}^2 + {Q_{max}}^2} - P_{max}$$

1. Impact de la clé de répartition



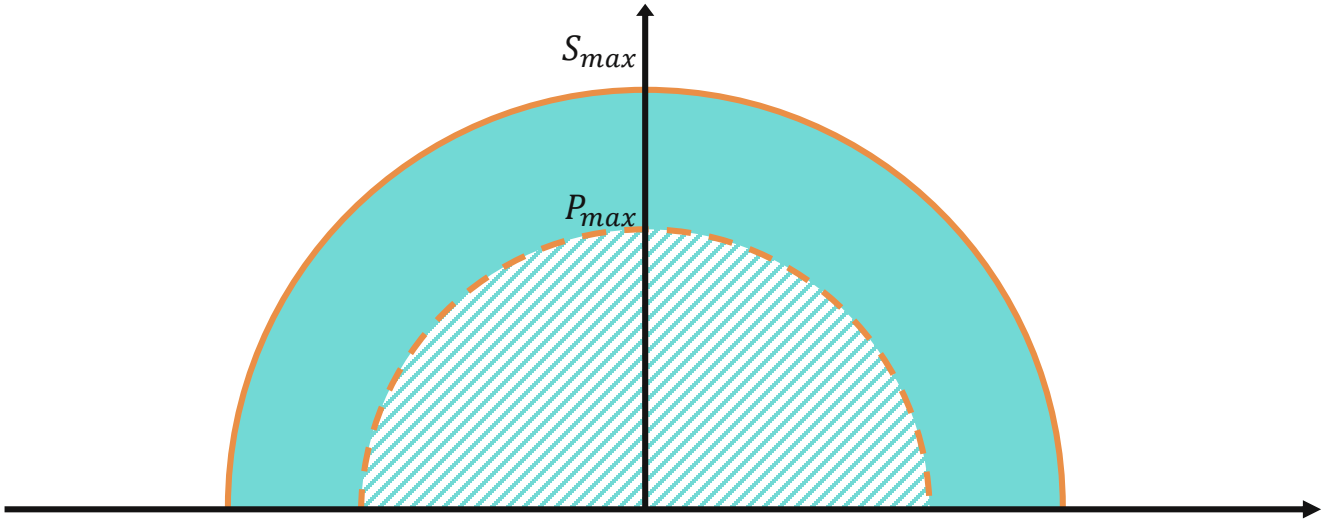
Le surdimensionnement est égal à $\Delta S_{max} = S_{max} - P_{max} = \left(1 - \frac{P_{max}}{S_{max}}\right) \times S_{max}$

La « clé de répartition » RTE alloue donc les coûts à la fourniture de réactif suivant une clé égale à:

$$Clé_{RTE} = 1 - \frac{P_{max}}{S_{max}}$$

$\Rightarrow$ *Graphiquement, la clé représente le rapport entre la zone grise et le rectangle orange*

1. Impact de la clé de répartition

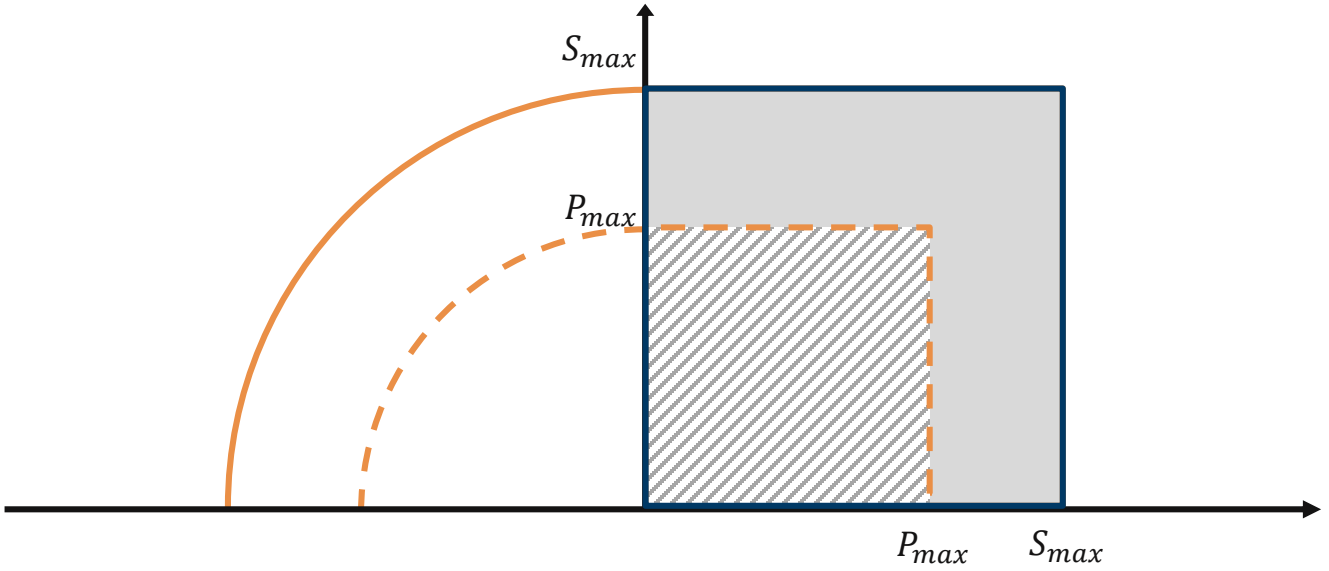


La « clé de répartition » FERC retenue pour l'allocation au réactif est :

$$Clé_{FERC} = (Sin\ \phi\ )^2 = \frac{{Q_{max}}^2}{{S_{max}}^2} = \frac{{Q_{max}}^2}{{P_{max}}^2 + {Q_{max}}^2}$$

La logique sous-jacente étant une allocation « juste » entre P_{max} et Q_{max} de coûts proportionnels à $S_{max} = \sqrt{{P_{max}}^2 + {Q_{max}}^2}$

1. Impact de la clé de répartition

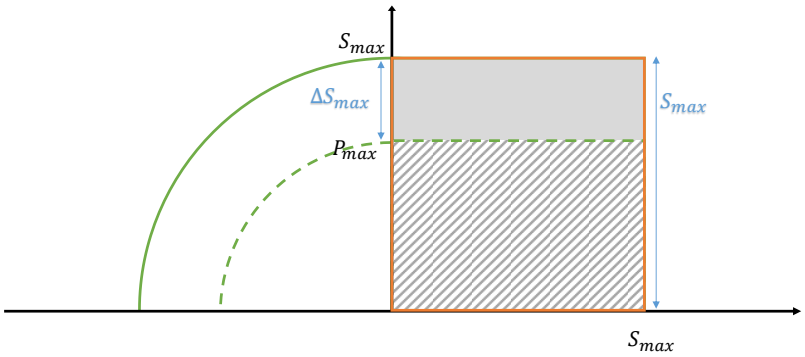


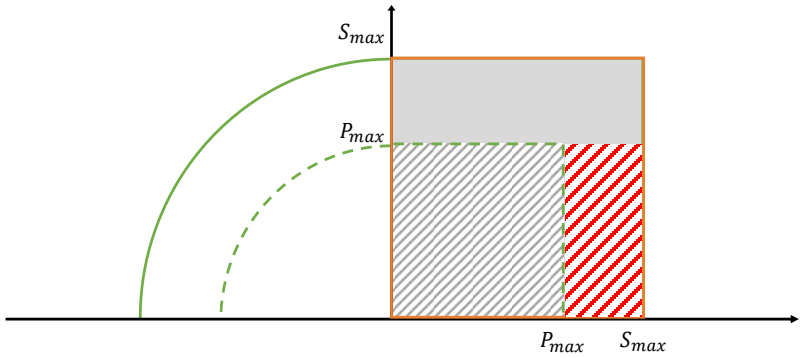
La « clé de répartition » FERC retenue pour l'allocation au réactif est :

$$Clé_{FERC} = (Sin\ \phi)^2 = \frac{{Q_{max}}^2}{{S_{max}}^2} = \frac{{S_{max}}^2 - {P_{max}}^2}{{S_{max}}^2}$$

⇒ *Graphiquement, la clé représente le rapport entre la zone grise et le rectangle orange*

1. Impact de la clé de répartition





$$Clé_{RTE} = \frac{\Delta S_{max}}{S_{max}} = 1 - \frac{P_{max}}{S_{max}}$$

$$Clé_{FERC} = \frac{{S_{max}}^2 - {P_{max}}^2}{{S_{max}}^2}$$

$$Clé_{FERC} = 1 - \frac{{P_{max}}^2}{{S_{max}}^2} = \left(1 - \frac{P_{max}}{S_{max}}\right) \times \left(1 + \frac{P_{max}}{S_{max}}\right) = Clé_{RTE} \times \left(1 + \frac{P_{max}}{S_{max}}\right)$$

$$Clé_{FERC} = Clé_{RTE} \times \left(1 + \frac{1}{\sqrt{1 + \tan(\phi)^2}}\right) \approx 2 \times Clé_{RTE}$$

	Tan Phi	0,32	0,40	0,50	0,60
Clé FERC	(Sin Phi)²	9%	14%	20%	26%
Clé FERC / Clé RTE		1,95	1,92	1,88	1,83

1. Impact de la clé de répartition

RTE ne souhaite pas retenir la clé issue de la méthodologie AEP (rapport FERC) pour les raisons suivantes :

- Cette clé ne permet pas d'isoler complètement le surdimensionnement nécessaire pour fournir les exigences en réactif au point de connexion ;
- La méthode de l'étude Supélec permet de calculer le surplus de MVA nécessaire (ΔS_{max}) pour le dimensionnement de l'installation de production ;
- La méthode Supélec permet ainsi d'attribuer uniquement les coûts liés au réactif dans l'enveloppe des coûts du réglage de la tension => identification du coût marginal du réactif par rapport à l'actif.

Impact financier : 50 M€/an d'écart entre la vision RTE et la vision Producteurs

2. Impact des pertes liées au surdimensionnement

RTE demandait de remplir les données du tableau :

Tangente φ de l'installation	0	0,32 réglementaire	0,4	0,5	0,6
Pertes (MWh) sans réglage tension (Q=0)	P0		Pdim		
Pertes (MWh) avec réglage tension (histogramme 1)			P1		
Pertes (MWh) avec réglage tension (histogramme 2)					

Exemple pour une installation dimensionnée à Tangente φ = 0,4 les pertes se décomposent en pertes :

- De surdimensionnement => Pdim - P0
- D'exploitation (part variable) => P1 - Pdim (fourni par certains acteurs lors des bilatérales)

Impact financier avec les hypothèses RTE appliquées au parc actuel : 95 M€/an d'écart entre la vision RTE et la vision Producteurs sur les pertes liées au surdimensionnement

3. Impact du volet maintenance

Impact financier du volet maintenance et principalement des pertes d'opportunité : 25 M€/an d'écart entre la vision RTE et la vision Producteurs

Analyse des fortuits en cours par RTE

4. Proposition de suppression des zones sensibles dans le modèle de rémunération

Zones Sensibles

Pour RTE, les zones sensibles devaient être un moyen d'incitation pour le surdimensionnement des installations de production par rapport aux exigences réglementaires mais…

1. Incitation inefficace pour les raccordements de 2005 à 2015 ;
2. Durée de vie d'une installation de Production >> durée de validité d'une zone sensible en tension ;

La conservation de zones sensibles nécessiterait de caler la part d'un bonus dans les modèles retenus pour la suite de la concertation (3 et 4).

Proposition RTE : suppression des zones sensibles dans les modèles de rémunération (sans conséquence sur l'enveloppe globale de rémunération)