CentraleSupélec

Supélec

Projet d'étude pour la société RTE

Eléments concernant les coûts de disponibilité de puissance réactive

Supélec
Trung Dung LE
Martin HENNEBEL
Marc PETIT

RTE
Philippe JUSTON
Arnaud GUERRIER

Date de diffusion : 27 novembre 2015

Rte
Réseau de transport d'électricité

Contenu

1 Cadre de l'étude 4
1.1 Présentation 4
1.2 Arrêté de raccordement 4
1.3 Situation actuelle et objectifs du projet 5
1.4 Les éléments de l'étude 5
2 Coûts de fourniture/absorption par les alternateurs 6
2.1 Hypothèses du calcul 6
2.2 Coût du surdimensionnement en fourniture 6
2.2.1 Calcul de la puissance de dimensionnement des groupes d'alternateurs 6
2.2.2 Coût lié au surdimensionnement des groupes d'alternateurs 8
2.3 Impact du surdimensionnement sur l'absorption de la puissance réactive 10
2.3.1 Alternateurs à pôles lisses 11
2.3.2 Alternateurs à pôles saillants 16
2.4 Pertes supplémentaires liées à la fourniture et à l'absorption de puissance réactive - Impact du surdimensionnement sur le coût 21
2.4.1 Modèle de calcul de pertes 21
2.4.2 Principe de calcul des pertes 22
2.4.3 Résultats du calcul 25
3 Coûts de fourniture/absorption par les EnR interfacés par convertisseurs électroniques 28
3.1 Hypothèses de l'étude 29
3.2 Coût du surdimensionnement en fourniture 29
3.2.1 Calcul de la puissance de dimensionnement des EnR 29
3.2.2 Coût lié au surdimensionnement des groupes EnR 32
3.3 Impact du surdimensionnement sur l'absorption de la puissance réactive – diagramme PQ au point de livraison 33
3.4 Pertes supplémentaires liées à la fourniture et à l'absorption de puissance réactive - Impact du surdimensionnement sur le coût 38
3.4.1 Modèle de calcul de pertes 38
3.4.2 Principe de calcul des pertes 38
3.4.3 Résultats du calcul 41
4 Conclusion 47
Références 48

Annexe 49

1 Cadre de l'étude

1.1 Présentation

L'injection/soutirage de puissance réactive est un élément clé pour contribuer à la tenue de la tension sur le réseau de transport. Les principaux moyens de réglage sont les machines synchrones des groupes de production, qui par action sur leur courant d'excitation peuvent faire varier la puissance réactive échangée avec le réseau. Si traditionnellement le besoin était principalement en fourniture de puissance réactive, il concerne désormais aussi l'absorption. En effet, l'augmentation des liaisons souterraines sur le réseau public de transport génère de la puissance réactive, de même pour les réseaux de distribution (avec moins de soutirage de puissance réactive dans certaines conditions de réseau).

Pour une puissance active donnée fournie au réseau, l'échange de puissance réactive signifie un fonctionnement à une puissance apparente plus élevée, donc plus de courant et éventuellement plus de pertes.

1.2 Arrêté de raccordement

L'arrêté du 23 avril 2008 [1] donne les prescriptions pour une installation raccordée en HTB et participant au réglage de la tension. La tension de dimensionnement (U_{dim}) qui permet d'optimiser le fonctionnement de l'installation de production est fixée à l'intérieur de la plage normale de variation de la tension.

1°- A P_{max}, l'installation de production doit être capable de fonctionner dans les conditions suivantes :

a) Lorsque U est égale à U_{dim}, la puissance réactive de l'installation doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle [— 0,35 × P_{max}, + 0,32 × P_{max}] ;

b) Lorsque U est égale à 0,9 × U_{dim}, l'installation doit pouvoir fournir une puissance réactive égale à 0,3 × P_{max} ;

c) Pour toute valeur de U comprise entre 0,9 × U_{dim} et 1,1 × U_{dim}, et dans les limites de la plage normale de variation de la tension pour chaque domaine de tension), l'installation de production doit pouvoir moduler sa production et sa consommation de puissance réactive dans les limites du domaine de fonctionnement minimal défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité sous la forme d'un diagramme [U, Q].

2°- Quelle que soit la puissance active fournie, l'installation doit être capable de fonctionner dans les conditions suivantes :

a) Lorsque U est égale à U_{dim}, la puissance réactive de l'installation doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle [— 0,28 × P_{max}, + 0,30 × P_{max}] ;

b) Lorsque U est égale à 0,9 × U_{dim}, l'installation doit pouvoir fournir une puissance réactive égale à 0,3 × P_{max} ;

c) Pour toute valeur de U comprise entre 0,9 × U_{dim} et 1,1 × U_{dim}, et dans les limites de la plage normale de variation de la tension susmentionnée, l'installation de production doit pouvoir moduler sa production et sa consommation de puissance réactive dans les limites du domaine de fonctionnement minimal défini dans la documentation technique

de référence du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité sous la forme d'un diagramme [U, Q].

3°- Lorsque les besoins du réseau public de transport d'électricité l'exigent dans les cas spécifiés par son gestionnaire au vu de l'étude de raccordement, ce dernier peut demander un décalage de la plage de réactif fournie par l'installation de production. Les intervalles précédents sont remplacés, respectivement, par les intervalles [d — 0,35 × P_{max}, d + 0,32 × P_{max}] et [d — 0,28 × P_{max}, d + 0,30 × P_{max}]. La quantité « d » peut être fixée entre 0 et +0,13 × P_{max}.

1.3 Situation actuelle et objectifs du projet

La participation au réglage de la tension est rémunérée par le gestionnaire de réseau. Actuellement la rémunération concerne la mise à disposition de capacités d'injection/soutirage de puissance réactive, avec une part fixe (pour les groupes en zones sensibles) et une part variable (pour tous les groupes). Cette dernière est calculée pour la plage de réactif mise à disposition, [Q^- ; Q^+]. La puissance réactive réellement délivrée n'est pas prise en compte. Si c'était le cas la rémunération deviendrait nodale. En fait la part fixe réservée aux zones sensibles constitue une rémunération zonale.

A horizon 2016, la commission de régulation de l'énergie (CRE) prévoit une remise à plat de la rémunération des producteurs.

Ce projet d'étude a pour objectif de proposer une méthodologie pour évaluer les coûts de fourniture/soutirage de puissance réactive, en apportant des mises à jour – dans le nouveau contexte – à une étude réalisée en 2002 par Supélec pour le CRE pour évaluer le coût pour les alternateurs [2].

1.4 Les éléments de l'étude

Les questions relatives à la rémunération de la fourniture de puissance réactive peuvent s'organiser en deux axes : le coût de fourniture et/ou absorption et la valorisation de la puissance réactive fournie ou absorbée. Les nombreux travaux sur le sujet concernent principalement la valorisation pour le réseau électrique. Concernant le coût de fourniture/absorption qui est le cœur de cette étude, il possède deux composantes à étudier :

- Le coût de surdimensionnement
- L'évaluation des pertes liées à l'échange de puissance réactive

Concernant le surdimensionnement, il permet évidemment au groupe de production de fournir davantage de puissance réactive, mais une question se pose :

- Impacte-il la capacité du groupe en absorption ?

Cette question est aussi un point à étudier dû au besoin réel du gestionnaire du réseau concernant l'absorption, comme il a été évoqué dans le point 1.1.

Ces trois points sont traités dans ce rapport pour deux types de production : les alternateurs synchrones des centrales conventionnelles et les groupes de production à base d'énergies renouvelables. Le premier type, qui est aujourd'hui le fournisseur principal de services

systèmes, est abordé dans la section 2. La section 3 traite des moyens de production éolien et photovoltaïque (PV) qui sont de plus en plus présents sur le réseau de transport.

2 Coûts de fourniture/absorption par les alternateurs

2.1 Hypothèses du calcul

- La tension au point de livraison est supposée constante $U_{res} = U_{dim}$ [1], la valeur de U_{dim} est fournie par RTE : U_{dim} = 235 kV pour le réseau 225 kV et U_{dim} = 405 kV pour le réseau 400 kV [3]
- Au point de livraison, la puissance active est $P_{res} = P_{max}$, sauf mention contraire (ici P_{max} est la puissance de dimensionnement de la turbine)
- Tous les calculs sont ramenés à un groupe de 100 MW et se font côté réseau HTB
- Les calculs sont réalisés pour quatre valeurs de tanφ au point de livraison : 0,32 / 0,4 / 0,5 et 0,6.

2.2 Coût du surdimensionnement en fourniture

2.2.1 Calcul de la puissance de dimensionnement des groupes d'alternateurs

Le modèle de calcul se compose de l'alternateur et du transformateur de groupe (Figure 1). Au point de livraison, le groupe fournit une puissance réactive $Q_{max} = P_{max}$*tanφ. Pour la simplicité, nous ne prenons en compte que la composante « en série » du transformateur, ce qui représente la résistance totale des enroulements primaire et secondaire (R_t) et la réactance de fuite du transformateur (X_t). La puissance de dimensionnement du groupe, appelée dans ce document S_{dim}, est calculée à partir des puissances active (P_{altdim}) et réactive (Q_{altdim}) que fournit l'alternateur aux bornes du stator au point de dimensionnement. Le modèle détaillé de l'alternateur ne sera pas pris en compte.

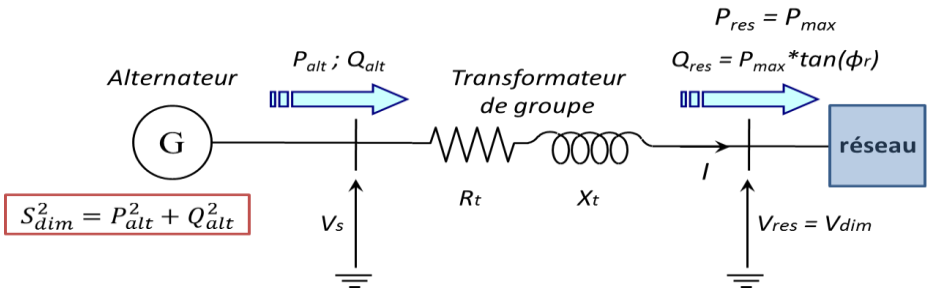


Figure 1 : Dimensionnement – Modèle de groupe d'alternateur

Pour le dimensionnement, nous avons :

Au point de livraison :

$$P_{res} = P_{max} \qquad (1)$$

$$Q_{res} = P_{max} * \tan\varphi \quad (2)$$

$$U_{res} = U_{dim} \quad (3)$$

Le courant peut s'écrire :

$$I = \frac{\sqrt{P_{res}^2 + Q_{res}^2}}{U_{res}\sqrt{3}} = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + P_{max}^2 * (\tan\varphi)^2}}{U_{dim}\sqrt{3}} \quad (4)$$

Les puissances active et réactive absorbées par le transformateur sont donc :

$$\begin{aligned} P_{tfo} &= 3 * R_t * I^2 \\ &= 3 * \left[\left(\frac{R_t}{X_t}\right) * u_{cc} * \frac{U_{prise}^2}{S_{dim}}\right] * \left(\frac{\sqrt{P_{max}^2 + P_{max}^2 * (\tan\varphi)^2}}{U_{dim}\sqrt{3}}\right)^2 \\ &= \left(\frac{R_t}{X_t}\right) * u_{cc} * \frac{P_{max}^2 * [1 + (\tan\varphi)^2]}{S_{dim}} * \left(\frac{U_{prise}}{U_{dim}}\right)^2 \end{aligned} \quad (5)$$

$$\begin{aligned} Q_{tfo} = 3 * X_t * I^2 &= 3 * \left(u_{cc} * \frac{U_{prise}^2}{S_{dim}}\right) * \left(\frac{\sqrt{P_{max}^2 + P_{max}^2 * (\tan\varphi)^2}}{U_{dim}\sqrt{3}}\right)^2 \\ &= u_{cc} * \frac{P_{max}^2 * [1 + (\tan\varphi)^2]}{S_{dim}} * \left(\frac{U_{prise}}{U_{dim}}\right)^2 \end{aligned} \quad (6)$$

Ici, nous avons choisi S_{dim} comme valeur de la puissance nominale du transformateur. U_{prise} est la tension de prise à vide côté secondaire (réseau) choisie pour cette étude. Pour des groupes raccordés au réseau 225 kV, U_{prise} = 235 kV et pour ceux raccordés au réseau 400 kV, U_{prise} = 415 kV.

Nous pouvons écrire les équations des puissances aux bornes de l'alternateur :

$$\begin{aligned} P_{alt} &= P_{res} + P_{tfo} \\ &= P_{max} + \left(\frac{R_t}{X_t}\right) * u_{cc} * \frac{P_{max}^2 * [1 + (\tan\varphi)^2]}{S_{dim}} * \left(\frac{U_{prise}}{U_{dim}}\right)^2 \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} Q_{alt} &= Q_{res} + Q_{tfo} \\ &= P_{max} * \tan\varphi + u_{cc} * \frac{P_{max}^2 * [1 + (\tan\varphi)^2]}{S_{dim}} * \left(\frac{U_{prise}}{U_{dim}}\right)^2 \end{aligned} \quad (8)$$

La puissance de dimensionnement du groupe peut ainsi s'écrire:

$$S_{dim} = \sqrt{P_{alt}^2 + Q_{alt}^2} \quad (9)$$

Puisque le point de fonctionnement côté réseau (P_{max}, tanφ, U_{dim}) est connu, les caractéristiques du transformateur (u_{cc}, R_t/X_t, U_{prise}) sont aussi données, les puissances P_{alt} et Q_{alt} ne dépendent alors que de la seule variable S_{dim}. Par conséquent, l'équation (9) n'a qu'une seule inconnue S_{dim}. En résolvant (9), nous trouvons la valeur de S_{dim}.

Les données de calcul sont fournies dans l'annexe A1. Les résultats de ce calcul (S_{dim}) sont présentés dans les Tableau 1 et Tableau 2 pour des groupes connectés au réseau 400kV et au réseau 225kV respectivement. Nous trouvons que pour la même valeur tanφ, un groupe raccordé au réseau 400 kV a une puissance S_{dim} légèrement plus grande que celui raccordé au réseau 225 kV. Ceci peut être expliqué par la différence du rapport U_{prise}/U_{dim} dans les deux cas (415/405 contre 235/235).

Dans ces tableaux, nous ajoutons également le cas où le groupe est dimensionné à tanφ = 0 côté réseau, c'est-à-dire qu'il n'a aucune d'obligation concernant le réactif. Cela nous permet de calculer le surdimensionnement en MVA pour qu'un groupe puisse tenir – à P_{max} – la valeur tanφ = 0,32.

Tableau 1 : Surdimensionnement des groupes raccordés au réseau 400 kV

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

Tableau 2 : Surdimensionnement des groupes raccordés au réseau 225 kV

Installation		tanφ = 0	tanφ = 0,32	tanφ = 0,4	tanφ = 0,5	tanφ = 0,6
Puissance apparente (MVA)	S_{dim}	101,4	***110,5***	114,2	119,5	125,5
	ΔS_{dim}	-9,1	0	3,7	9,0	15,0
Puissance réactive (MVAr)	Q_{altdim}	13,8	***46,0***	54,2	64,6	75,2
	ΔQ_{altdim}	-32,2	0	8,3	18,7	29,2

2.2.2 Coût lié au surdimensionnement des groupes d'alternateurs

Le calcul dans le paragraphe précédent nous permet ensuite d'estimer le surdimensionnement des groupes par rapport à un cas de référence. Dans cette étude, le groupe dimensionné à tanφ = 0,32 est choisi comme la référence. Le surdimensionnement des autres groupes – en prenant en compte deux éléments : alternateur et transformateur – est déterminé de la façon suivante :

- Pour l'alternateur, nous pouvons calculer alors le surdimensionnement à travers deux critères :

$$\Delta S_{dim} = S_{dim} - S_{dimréf} \quad (10)$$

$$\Delta Q_{altdim} = Q_{altdim} - Q_{alfdimréf} \quad (11)$$

  Le 1er critère est basé sur la puissance apparente (MVA) et le 2nd est basé sur la puissance réactive (MVAr).

- Pour le transformateur, le surdimensionnement est celui en puissance apparente (MVA). Il a pour expression (10), comme dans le cas de l'alternateur.

Les résultats concernant le surdimensionnement sont également présentés dans les Tableau 1 et Tableau 2. En comparant les deux tableaux, nous trouvons qu'il y a très peu différence vis-à-vis du surdimensionnement (MVA et MVAr) – pour une valeur spécifique de tanφ – entre un groupe raccordé en 400 kV et celui raccordé en 225 kV.

Remarques :

Selon les données du tableau 1, le surdimensionnement ΔS_{dim} augmente avec la valeur de tanφ et de Q_{max} imposés au point de livraison. Un surdimensionnement d'un MVA permet ainsi de générer presque deux MVAr supplémentaires. Par ailleurs, ΔQ_{altdim} de l'alternateur correspond bien à l'augmentation de Q_{max} côté réseau. A titre d'exemple, considérons les deux premières valeurs de tanφ : en passant de tanφ = 0,32 à tanφ = 0,4, la valeur Q_{max} pour un groupe de 100 MW augmente de 40-32=8 MVAr ; en même temps, ΔQ_{altdim}=8,3 MVAr comme indiqué dans le Tableau 1. Cela signifie que l'augmentation de la puissance absorbée par le transformateur est faible par rapport à celle au point de livraison.

Dans le cas où tanφ = 0, ΔS_{dim} et ΔQ_{altdim} sont négatives, le groupe est sous-dimensionné.

Concernant le coût de surdimensionnement, il est calculé en multipliant le surdimensionnement (MVA et MVAr) avec le prix unitaire de la puissance de dimensionnement. Pour prendre en compte la variation de ce prix chez différents constructeurs, nous utilisons une fourchette des prix constatés :

- Pour l'alternateur, deux fourchettes de prix sont proposées correspondant aux deux critères mentionnés. pour le premier critère (ΔS_{dim}), nous utilisons la fourchette entre 30 et 43 euros par kVA. [2]. Concernant le 2e critère (ΔQ_{altdim}), l'estimation du surcoût lié au surdimensionnement en MVAr est une tâche délicate, d'où le besoin de l'aide des constructeurs d'alternateurs. C'est la raison pour laquelle dans l'étude précédente [2], Supélec a proposé de prendre une fourchette entre 10 et 30 euros par kVAr. Ces valeurs correspondent au coût d'investissement d'un équipement complémentaire pour produire du réactif (condensateur et compensateur synchrone respectivement).
- Pour le transformateur, la fourchette est entre 7 et 12 euros par kVA [4].

Notons que le « surcoût » dans le cas où tanφ = 0 est aussi calculé à titre indicatif. Il est effectivement négatif car le groupe est sous-dimensionné par rapport au cas de référence (tanφ = 0,32). Les résultats de calcul concernant le surcoût sont résumés dans le tableau ci-dessous:

Tableau 3 : Surcoût lié au surdimensionnement des groupes raccordés au réseau 400 kV

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€

2.3 Impact du surdimensionnement sur l'absorption de la puissance réactive

Un alternateur est dimensionné pour une puissance apparente maximale (MVA) et une puissance mécanique maximale (MW). Au-delà du dimensionnement en puissance (MVA), l'échange de puissance réactive est aussi lié à une contrainte de courant d'excitation maximal (pour la fourniture) et une contrainte de stabilité (pour l'absorption). Ces limites sont traduites dans le diagramme PQ d'une machine synchrone. A litre d'exemple, la Figure 2 ci-dessous indique ces limites:

- Limite en courant d'excitation – **Limite Intensité Rotor**, pour trois valeurs de la tension stator (courbes n°1 sur la droite du diagramme) ;
- Limite en courant stator maximal – **Limite Intensité Stator**, (courbe n°2 : demi-cercle définissant la caractéristique de l'alternateur)
- Limite de stabilité – **Limite Angle Interne** (courbe n°5 sur la gauche du diagramme)

Concernant l'absorption – sujet de ce paragraphe – la zone correspondante est délimitée par les courbes n°2 et n°5 (LIS et LAI) qui seront discutées ici. Notons que ces limites sont différentes selon le type de machine. Sans toutefois faire d'étude exhaustive, nous discutons en quoi les limites de stabilité sont dimensionnantes pour les alternateurs à pôles lisses (turbo-alternateurs) et saillants (basse vitesse). De plus, le transformateur de groupe entre l'alternateur et le réseau modifie les limites. Ceci est également pris en compte dans le modèle étudié.

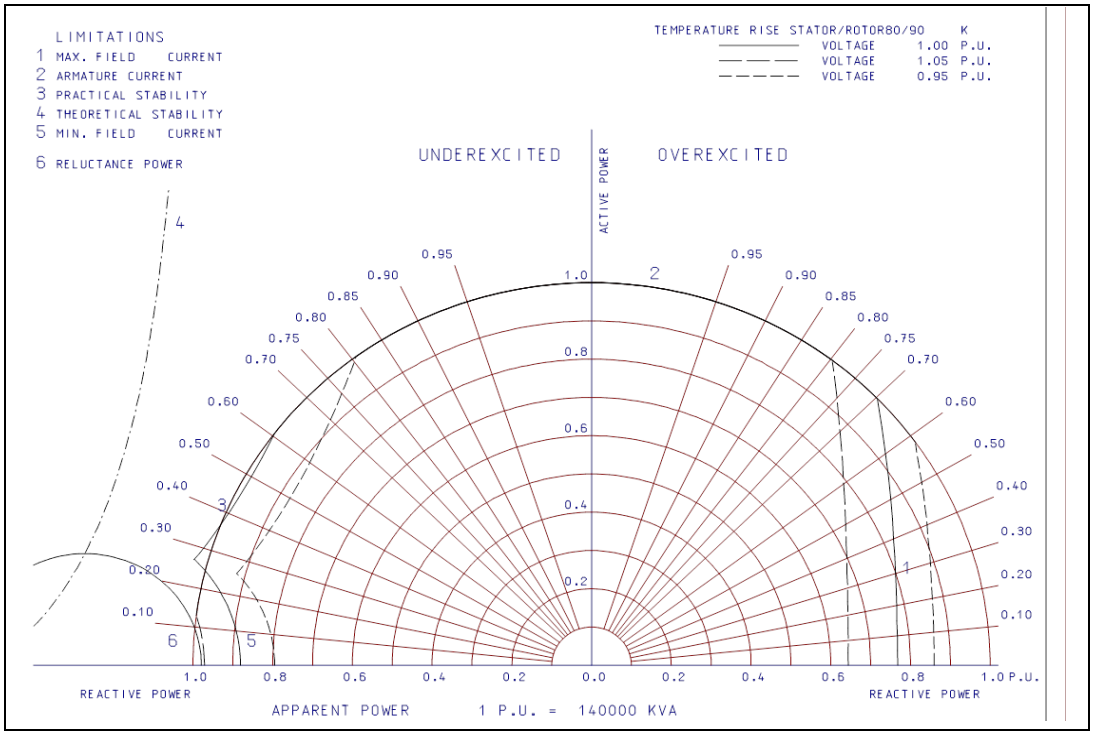


Figure 2 : diagramme PQ d'un alternateur

2.3.1 Alternateurs à pôles lisses

Limite en courant stator maximal – LIS :

Au point de livraison (réseau HTB), les puissances active et réactive fournies par un groupe sont limitées par la relation ci-dessous :

$$P_{res}^2 + Q_{res}^2 = \left(\sqrt{3} U_{res} I_{max}\right)^2 \quad (12)$$

ou bien

$$P_{max}^2 + Q_{res}^2 = \left(\sqrt{3} U_{dim} I_{max}\right)^2 \quad (13)$$

où I_{max} est le courant stator maximal que l'alternateur peut fournir

Supposons que l'alternateur est capable de fournir S_{dim} à $U_s = 0{,}95*U_{sn}$ (c'est-à-dire qu'il peut fournir une puissance apparente maximale à la tension minimale aux bornes de stator), I_{max} – ramené au secondaire du transformateur – peut être déterminé par l'expression suivante :

$$I_{max} = \frac{S_{dim}}{\sqrt{3} * U_{sn} * 0{,}95} \cdot \frac{1}{\left(\frac{U_{prise}}{U_{sn}}\right)} = \frac{S_{dim}}{\sqrt{3} * U_{prise} * 0{,}95} \qquad (14)$$

A partir de (13) et (14), la LIS peut donc s'écrire :

$$\begin{aligned} Q_{\min LIS} &= -\sqrt{\left(\sqrt{3}U_{dim}I_{max}\right)^2 - P_{max}^2} \\ &= -\sqrt{\left(\frac{S_{dim}}{0{,}95} * \frac{U_{dim}}{U_{prise}}\right)^2 - P_{max}^2} \end{aligned} \qquad (15)$$

Limite de stabilité – LAI :

Cette limite correspond à la limite d'angle interne de l'alternateur δ_{lim} dont la valeur est prise à 88° (limite actuellement en vigueur sur les groupes nucléaires). La LAI est calculée en se basant sur les équations de puissances aux bornes de l'alternateur [5] :

$$P_{alt} = \frac{3EV_s}{X_d} * \sin\delta \qquad (16)$$

$$Q_{alt} = \frac{3EV_s}{X_d} * \cos\delta - \frac{3V_s^2}{X_d} \qquad (17)$$

Dans ces expressions, E est la f.e.m interne et Xd est la réactance synchrone de l'alternateur. En négligeant les pertes dans le transformateur, nous avons $P_{alt} = P_{res} = P_{max}$

A partir de (16) et (17), nous obtenons :

$$Q_{alt} = \frac{P_{max}}{tan\,\delta} - \frac{3V_s^2}{X_d} \qquad (18)$$

et par conséquent (voir Figure 1) :

$$Q_{res} = Q_{alt} - Q_{tfo} = \left(\frac{P_{max}}{tan\,\delta} - \frac{3V_s^2}{X_d}\right) - 3 * X_t * I^2 \qquad (19)$$

Dans l'expression (19), le courant est calculé à partir de $P_{alt} = P_{max}$, Q_{alt} et V_s :

$$I = \frac{\sqrt{P_{max}^2 + Q_{alt}^2}}{3V_s} = \frac{1}{3V_s}\sqrt{P_{max}^2 + \left(\frac{P_{max}}{tan\,\delta} - \frac{3V_s^2}{X_d}\right)^2} \quad (20)$$

A partir de (19) et (20), nous pouvons déterminer la LAI comme suit :

$$Q_{minLAI} = \frac{P_{max}}{tan\,\delta_{lim}} - \frac{3V_{sLAI}^2}{X_d} - 3 * X_t * I_{LAI}^2 \quad (21)$$

avec

$$I_{LAI} = \frac{1}{3V_{sLAI}}\sqrt{P_{max}^2 + \left(\frac{P_{max}}{tan\,\delta_{lim}} - \frac{3V_{sLAI}^2}{X_d}\right)^2} \quad (22)$$

Dans les expressions (21) et (22), tous les paramètres sont connus, sauf la valeur de V_{sLAI}, Cette dernière peut être déterminée à l'aide d'une boucle itérative (Figure 3). En sachant que $V_{res} = V_{dim}$ et à la limite de stabilité, $\delta = \delta_{lim} = 88°$, la boucle va chercher la valeur de V_s pour que ces deux conditions soient remplies.

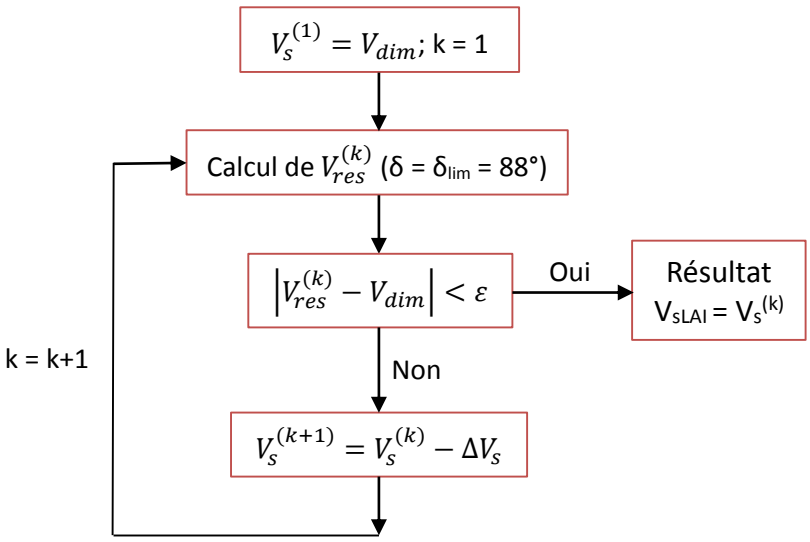


Figure 3 : Boucle itérative pour déterminer la tension du stator à la limite de stabilité

Comme montré sur la Figure 3, en posant une nouvelle valeur connue $V_s^{(k)}$ à V_s à chaque itération, nous pouvons calculer la valeur correspondante de la tension du réseau $V_{res}^{(k)}$ à condition que $\delta = \delta_{lim} = 88°$. Nous sortirons de la boucle lorsque nous trouvons $V_{res}^{(k)} = V_{dim}$. Nous aurons alors $V_{sLAI} = V_s^{(k)}$ à la dernière itération.

Remarque :

Pour pouvoir déterminer $V_{res}^{(k)}$ à partir de $V_s^{(k)}$, nous utilisons le diagramme de Fresnel ci-dessous :

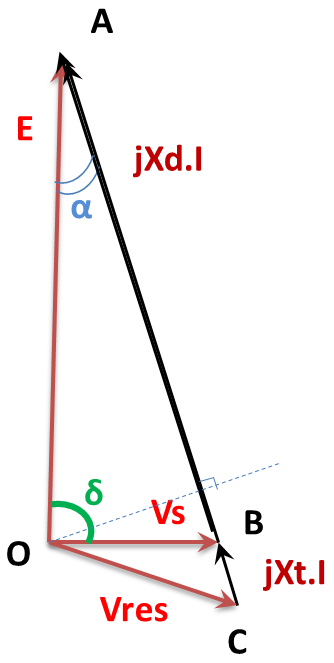


Figure 4 : Diagramme de Behn-Eschenburg – Calcul de V_{res}

Dans le triangle OAB (Figure 4), nous avons, selon la loi des sinus :

$$\frac{OB}{\sin\alpha} = \frac{AB}{\sin\delta} \tag{23}$$

ou bien

$$\frac{V_s}{\sin\alpha} = \frac{X_d I}{\sin\delta} \tag{24}$$

d'où

$$\alpha = \sin^{-1}\left(\frac{V_s \sin\delta}{X_d I}\right) \tag{25}$$

Dans le triangle OAC (Figure 4), nous avons, selon la loi des cosinus :

$$OC = \sqrt{OA^2 + AC^2 - 2 * OA * AC * \cos\alpha} \tag{26}$$

autrement dit :

$$V_{res} = \sqrt{E^2 + I^2(X_d + X_t)^2 - 2 * E * I * (X_d + X_t) * \cos\alpha} \tag{27}$$

Dans l'expression (27), I est trouvé à partir de (20) ; α est calculé à partir de (25) ; quant à E, elle est déterminée comme suit – en se basant sur (16):

$$E = \frac{P_{max} X_d}{3 V_s \sin \delta} \qquad (28)$$

La limite en absorption de puissance réactive est enfin déterminée comme suit :

$$Q_{\min} = max(Q_{minLIS}, Q_{\min LAI}) \qquad (29)$$

(en valeur algébrique)

Les tableaux ci-dessous résument les résultats de ce calcul: chaque ligne correspond à une valeur de x_d (annexe A1) et chaque colonne correspond à une valeur de tanφ. A côté de chaque valeur Q_{min}, la limite la plus contraignante est indiquée (LAI ou LIS). Pour les alternateurs considérés, il parait que l'absorption de puissance réactive est limitée généralement par la LAI. Plus x_d augmente, moins le groupe est capable d'absorber le réactif. Le surdimensionnement des groupes (l'augmentation de la valeur tanφ) n'impacte que très peu sur la capacité de ceux-ci en absorption. Par ailleurs, à une valeur spécifique de x_d et tanφ, les groupes raccordés au réseau 225kV sont capable d'absorber un peu plus de puissance réactive par rapport à ceux raccordés au réseau 400kV

Tableau 4 : limite en absorption de puissance réactive des groupes raccordés au réseau 400 kV

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)

Tableau 5 : limite en absorption de puissance réactive des groupes raccordés au réseau 225 kV

Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
Q_{min} (MVAr) x_d = 2,5 pu	-51,9 (LAI)	-52,8 (LAI)	-54,3 (LAI)	-55,9 (LAI)
Q_{min} (MVAr) x_d = 2,81 pu	-47,4 (LAI)	-48,2 (LAI)	-49,4 (LAI)	-50,9 (LAI)
Q_{min} (MVAr) x_d = 2,91 pu	-46,2 (LAI)	-46,9 (LAI)	-48,1 (LAI)	-49,4 (LAI)

2.3.2 Alternateurs à pôles saillants

Limite en courant stator maximal – LIS :

Elle est calculée de la façon identique que celle dans le cas des alternateurs à pôles lisses (voir l'expression (15))

Limite de stabilité – LAI :

Dans cette étude, pour les alternateurs à pôles saillants, une LAI « pratique » est prise en compte [5]. Cette dernière correspond à la limite d'angle interne δ_{limpra} dont la valeur dépendra de la tension aux bornes de l'alternateur V_s. Le calcul de δ_{limpra} sera détaillé ci-dessous.

Notons que côté réseau, nous prenons dans ce cas $\mathbf{P_{res} = 0,8*P_{max}}$, ce qui est typique pour les groupes hydrauliques.

Comme le cas des alternateurs à pôles lisses, la LAI est calculée ici en se basant sur les équations de puissances aux bornes du stator :

$$P_{alt} = \frac{3EV_s}{X_d} * \sin\delta + \frac{3V_s^2}{2} * \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d}\right) * \sin 2\delta \qquad (30)$$

$$Q_{alt} = \frac{3EV_s}{X_d} * \cos\delta - \frac{3V_s^2}{X_d} - \frac{3V_s^2}{2} * \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d}\right) * (1 - \cos 2\delta) \qquad (31)$$

Dans les expressions ci-dessus, X_q est la réactance en quadrature de la machine à pôles saillants. Cette réactance n'apparait pas dans le cas précédent. La puissance réactive au point de livraison Q_{res} est aussi la différence entre Q_{alt} et Q_{tfo} (voir Figure 1). Les pertes du transformateur sont également négligées, d'où $P_{alt} = P_{res} = 0,8*P_{max}$. Comme mentionné, il faut dans ce cas déterminer δ_{limpra} qui correspond à V_s pour pouvoir calculer la LAI pratique. Nous aurons également une f.e.m. E_{pra} qui correspond à δ_{limpra}.

Limite de stabilité théorique ***:***

Supposons que la puissance mécanique fournie à la machine par la turbine est P_0 (la droite en bleu sur la Figure 5). Si l'alternateur est excité par la f.e.m E, la relation entre la puissance active (électrique) fournie par l'alternateur et son angle interne est donnée par l'expression (30). Cette relation est illustrée par les courbes en bleu foncé et en rouge sur la Figure 5. Ces deux courbes correspondent à 2 valeurs différentes de E. Le point de fonctionnement de l'alternateur est le point d'intersection entre la droite P_0 et une courbe P(δ).

Maintenant, nous réglons E à $E_{thé}$ pour laquelle la relation P(δ) correspond à la courbe en bleu. Ici, la droite P_0 la touche en point A, qui est le point de fonctionnement de l'alternateur. A ce point, l'alternateur fonctionne à sa limite de stabilité théorique et l'angle interne est $\delta_A = \delta_{limthé}$. Pourtant, nous n'avons dans ce cas aucune marge de stabilité : une petite augmentation de δ suite à une perturbation du réseau risque de rendre la machine dans la zone instable. C'est pour cette raison qu'une marge de stabilité est préférable, d'où l'utilisation de la limite de stabilité pratique.

Limite de stabilité pratique ***:***

Nous allons définir une marge de stabilité en puissance active ΔP:

La puissance mécanique fournie par la turbine est toujours P_0 : nous faisons augmenter E à $E_{pra} > E_{thé}$ pour laquelle la relation P(δ) correspond à la courbe en rouge. Nous constatons que la courbe P(δ) en rouge touche à la droite $P_0+\Delta P$ (aussi en rouge mais en tiret cadratin) au point A' (l'angle interne correspondant $\delta_{A'} = \delta'_{limthé}$). L'alternateur fonctionne alors comme s'il était à la limite théorique pour la puissance mécanique «imaginaire » $P_0+\Delta P$. En effet, le point de fonctionnement réel est B qui est l'intersection entre la courbe P(δ) en rouge et la droite P_0. Au point B, la machine est considérée comme être à sa limite pratique avec la marge de stabilité ΔP. L'angle interne correspondant est $\delta_B = \delta_{limpra}$. Pour déterminer la LAI pratique, nous avons besoin de calculer δ_{limpra} et E_{pra} (voir l'expression (31)).

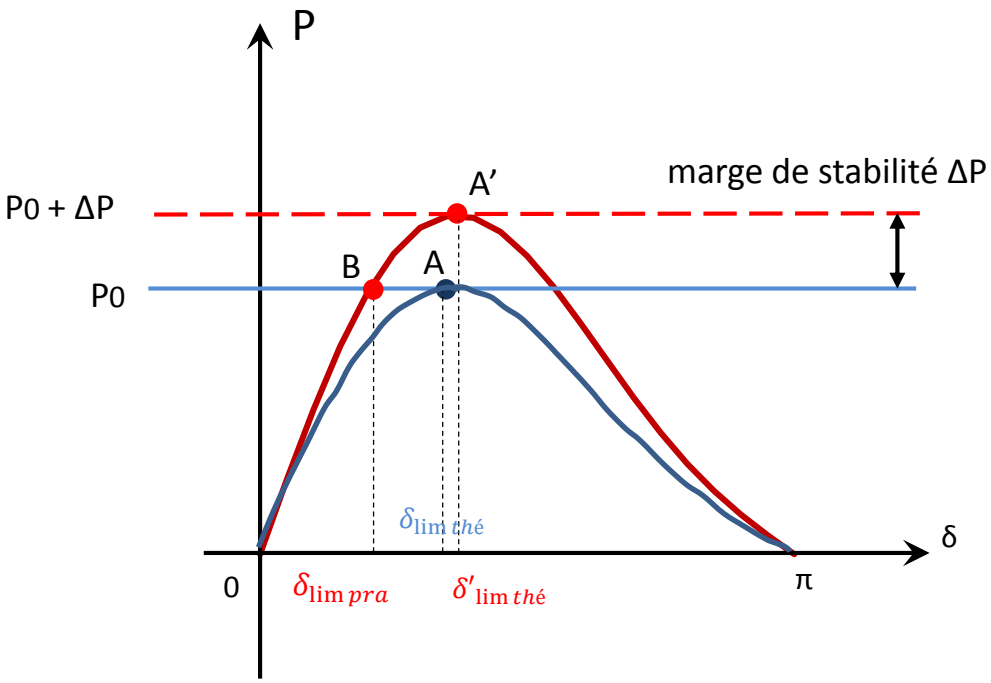


Figure 5 : Limite pratique de stabilité de l'alternateur

Calcul de E_{pra} et δ_{limpra} :

- E_{pra} est la tension d'excitation qui correspond au point de fonctionnement A' auquel nous avons deux relations suivantes :

$$P_{alt} = P_0 + \Delta P \qquad (32)$$

$$\frac{\partial P_{alt}}{\partial \delta} = 0 \qquad (33)$$

A partir de (30), (32) et (33), nous avons le système de deux équations et deux inconnues (E_{pra} et $\delta'_{limthé}$) suivant :

$$\frac{3EV_s}{X_d} * \sin\delta + \frac{3V_s^2}{2} * \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d}\right) * \sin 2\delta = P_0 + \Delta P \quad (34)$$

$$\frac{3EV_s}{X_d} * \cos\delta + 3V_s^2 * \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d}\right) * \cos 2\delta = 0 \quad (35)$$

En le résolvant, nous obtenons la valeur de E_{pra}

- $\delta_{limprat}$ est ensuite la solution de l'équation suivante :

$$\frac{3E_{pra}V_s}{X_d} * \sin\delta + \frac{3V_s^2}{2} * \left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d}\right) * \sin 2\delta = P_0 \quad (36)$$

La limite en absorption au point de livraison peut donc être déterminée comme suit :

$$Q_{\text{minLAI}} = Q_{alt\,LAI} - Q_{tfoLAI} \quad (37)$$

Où

$$Q_{altLAI} = \frac{3E_{pra}V_{sLAI}}{X_d}\cos\delta_{\text{limpra}} - \frac{3V_{sLAI}^2}{X_d} - \frac{3V_{sLAI}^2}{2}\left(\frac{1}{X_q} - \frac{1}{X_d}\right)\left(1 - \cos 2\delta_{\text{limpra}}\right) \quad (38)$$

$$Q_{tfoLAI} = 3 * X_t * I_{LAI}^2 \quad (39)$$

$$I_{LAI} = \frac{\sqrt{P_{alt}^2 + Q_{altLAI}^2}}{3V_{sLAI}} \quad (40)$$

De même, V_{sLAI} n'est pas connue et une boucle itérative (Figure 6) est nécessaire pour la déterminer.

Dans la boucle ci-dessous, à chaque itération, une nouvelle valeur $V_s^{(k)}$ est introduite. Il faudra déterminer dans un premier temps $E_{pra}^{(k)}$ et $\delta_{limpra}^{(k)}$ à partir de $V_s^{(k)}$ et des paramètres de l'alternateur (X_d, X_q) en utilisant les expressions (32) à (36). Pour ce calcul, nous choisissons $P_0 = 0{,}8*P_{max}$ et $\Delta P = 0{,}1*P_{max}$.

Ensuite, nous continuons à procéder comme dans le cas des alternateurs à pôles lisses.

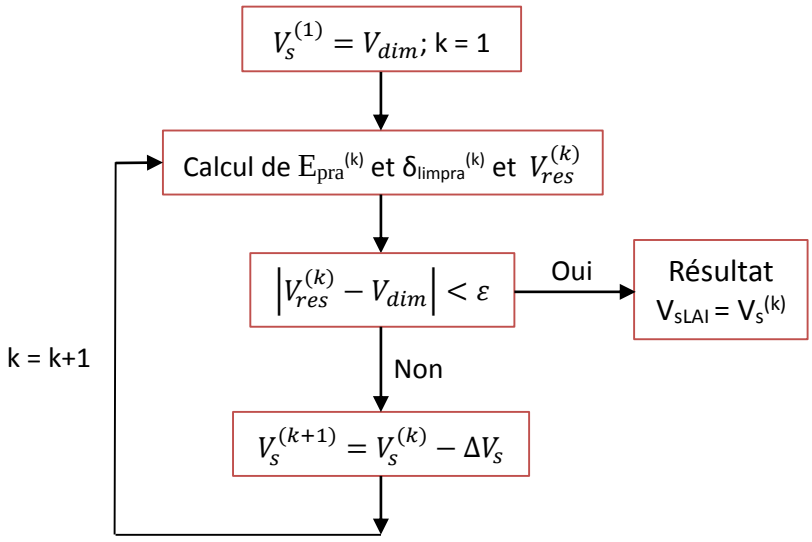


Figure 6 : Boucle itérative pour déterminer la tension du stator à la limite de stabilité

Remarque :

Pour pouvoir déterminer $V_{res}^{(k)}$ à partir de $V_s^{(k)}$, nous utilisons dans ce cas le diagramme de Fresnel ci-dessous :

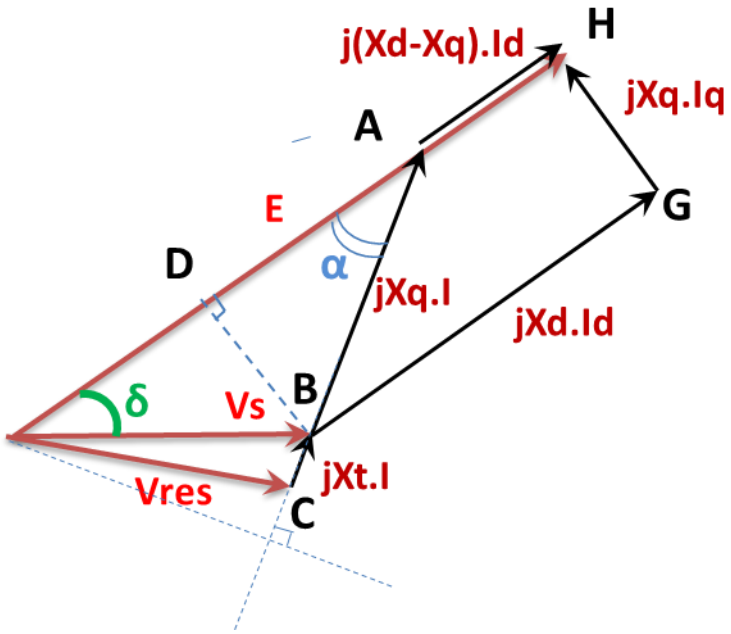


Figure 7 : Diagramme de Blondel – Calcul de V_{res}

Nous avons à partir de la Figure 7 des relations suivantes :

$$DH = OH - OD = E - V_s \cos\delta \qquad (41)$$

$$\mathrm{DH} = \mathrm{BG} = X_d I_d \tag{42}$$

D'où

$$I_d = \frac{\mathrm{E} - V_s \cos\delta}{X_d} \tag{43}$$

De plus :

$$\mathrm{OA} = OH - AH = E - \left(X_d - X_q\right) * I_d \tag{44}$$

Dans le triangle OAB, selon la loi des sinus :

$$\frac{V_s}{\sin\alpha} = \frac{X_q I}{\sin\delta} \tag{45}$$

D'où

$$\alpha = \sin^{-1}\left(\frac{V_s \sin\delta}{X_q I}\right) \tag{46}$$

Dans le triangle OAC, selon la loi des cosinus :

$$V_{res} = \sqrt{OA^2 + I^2 * \left(X_q + X_t\right)^2 - 2 * OA * I * (X_d + X_t) * \cos\alpha} \tag{47}$$

Avec OA calculé à partir de (44) ; I calculé de (40) ; et α calculé de (46).

Notons que E et δ dans les expressions de (41) à (46) sont les valeurs $E_{pra}^{(k)}$ et $\delta_{limpra}^{(k)}$ respectivement et elles sont calculées préalablement.

La limite Q en absorption est alors déterminée comme suit :

$$Q_{\min} = max(Q_{minLIS}, Q_{\mathrm{minLAI}})$$

(valeur algébrique)

Le tableau suivant résume les résultats Q_{min} :

- chaque ligne correspond aux caractéristiques x_d, x_q d'un groupe hydraulique spécifique (1ère ligne : celles d'un groupe de 200 MVA ; 2e ligne : celles d'un groupe de 100 MVA, voir annexe). Notons que les limites Q_{min} obtenues sont déjà ramenées à celles d'un groupe de base (P_{max} = 100 MW) comme il a été précisé dans les hypothèses de l'étude.
- chaque colonne correspond à une valeur de tanφ.

A côté de chaque valeur Q_{min}, la limite la plus contraignante est indiquée. Pour les alternateurs considérés, il parait que l'absorption Q est limitée généralement par la LAI. Selon ce tableau, les valeurs en p.u de x_d et x_q impactent fortement Q_{min}. Par ailleurs, le surdimensionnement

dans ce cas apporte plus de gain en absorption de puissance réactive par rapport au cas précédent (machines à pôles lisses).

Tableau 6 : limite en absorption de puissance réactive des groupes raccordés au réseau 225 kV

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)

2.4 Pertes supplémentaires liées à la fourniture et à l'absorption de puissance réactive - Impact du surdimensionnement sur le coût

2.4.1 Modèle de calcul de pertes

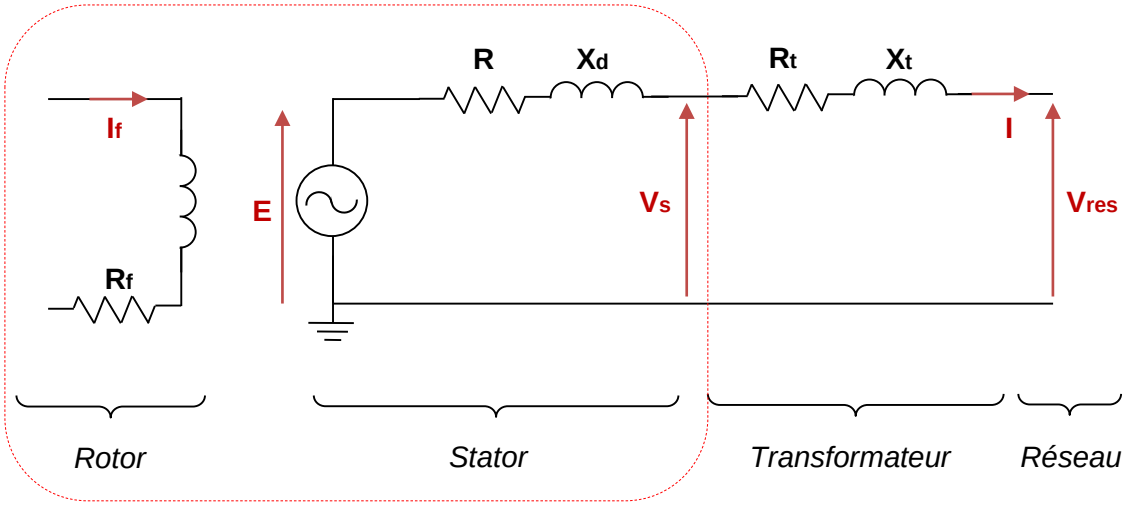


Figure 8 : Modèle de calcul de pertes – Alternateurs

Le modèle du groupe se compose de l'alternateur en série avec le transformateur de groupe. L'alternateur – à son tour – se compose d'un rotor et d'un stator, comme montré sur la Figure 8:

R_f : résistance rotorique (représentation des pertes rotoriques)

R : résistance statorique (représentation des pertes statoriques)

X_d : réactance synchrone de l'alternateur

Notons qu'ici, le cas de l'alternateur à pôles lisses est choisi pour étudier. De plus, la force électromotrice interne E est supposée proportionnelle au courant d'excitation I_f (sans saturation) :

$$E = kI_f \quad (48)$$

Pour le transformateur, en négligeant les pertes fer, nous pouvons représenter des pertes Joules par une résistance R_t. X_t est la réactance totale des enroulements primaire et secondaire.

De même, les calculs ici sont ramenés au côté HTB (réseau). Les grandeurs caractéristiques de l'alternateur et du transformateur sont présentées dans l'annexe A1.

2.4.2 Principe de calcul des pertes

Pertes en MW :

Supposons que les paramètres suivants (côté réseau) sont fixés :

- la tension $V_{res} = V_{dim}$ (tension simple)
- la puissance active $P_{res} = P_{max}$
- la puissance réactive Q_{res} (cette puissance est donnée pour chaque point de fonctionnement par un histogramme de Q (Figure 10 et Figure 11))

Nous pouvons alors procéder au calcul les pertes de chaque élément du modèle :

Le courant côté réseau a pour expression :

$$I = \frac{\sqrt{P_{res}^2 + Q_{res}^2}}{3V_{res}} \quad (49)$$

La tension interne de l'alternateur :

Pour la déterminer, nous écrivons l'équation suivante (loi de maille sur le circuit de la Figure 8):

$$\bar{E} = \bar{V}_{res} + (R + R_t)\bar{I} + j(X_d + X_t)\bar{I} \quad (50)$$

(la barre de surlignage indique les grandeurs complexes)

Le diagramme de Fresnel associé à cette équation est tracé sur la figure 9 :

A partir de ce diagramme, le module de E peut être écrit :

$$E = \sqrt{V_r^2 + [(R + R_t)I]^2 + [(X_d + R_t)I]^2 + 2V_r I[(R + R_t)\cos\varphi + (X_d + R_t)\sin\varphi]} \quad (51)$$

Le courant du rotor a pour expression (en négligeant la saturation) :

$$I_f = \frac{E}{k} \quad (52)$$

(ici k est déterminé à partir du point de fonctionnement nominal de l'alternateur : k =E_n/I_{fn})

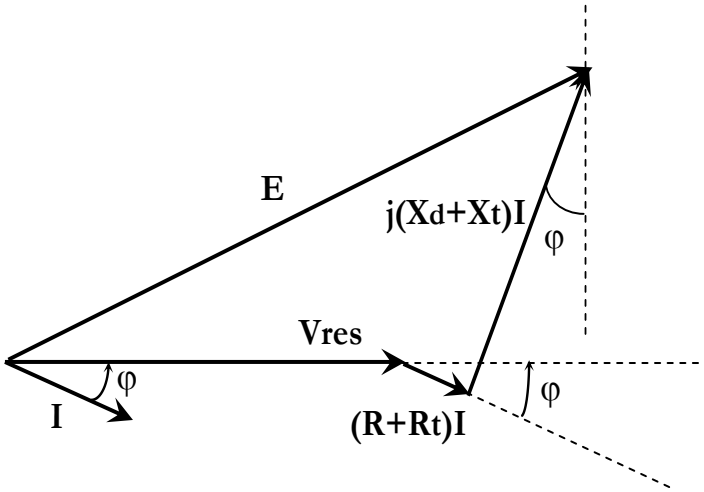


Figure 9 : Diagramme de Fresnel – Alternateurs

Les pertes dans l'alternateur peuvent se répartir ainsi :

- les pertes Joule dans le stator : $PJ_s = 3RI^2$
- les pertes Joule dans le rotor : $PJ_r = R_f I_f^2$
- les pertes fer et supplémentaires : P_F

Nous supposons dans cette étude que les pertes fer (et supplémentaires) ne dépendant pas du point de fonctionnement de la machine.

Les pertes dans le transformateur : $PJ_{tfo} = 3R_t I^2$

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

Histogramme Q et pertes en MWh

Pour fournir davantage de puissance réactive, l'alternateur doit avoir une puissance apparente plus grande, donc plus de courant du stator pour une même tension. Cela conduit donc à augmenter la section des conducteurs, mais alors la résistance diminue. Cela veut donc dire qu'à puissance active nominale et pour un facteur de puissance unitaire au point de livraison, les pertes joules vont diminuer. Ainsi le surdimensionnement sera bénéfique dans certains cas de fonctionnement car un alternateur ne fonctionne pas tout le temps à son point maximum tant en actif qu'en réactif. Le producteur récupère ainsi une part du surcoût initial.

Compte-tenu que les groupes produisent des niveaux de puissance réactive variés et que les plages extrêmes de puissance réactive sont peu sollicitées, les pertes d'énergie en MWh ne sont pas forcément plus élevées pour les groupes surdimensionnés. Afin d'évaluer de façon plus juste la question des pertes, nous calculons dans cette étude ces pertes en MWh sur une année, c'est à dire que nous multiplions la puissance perdue (en MW) selon le niveau de Q généré par la durée annuelle de fonctionnement à ce niveau. L'énergie perdue en MWh est donc :

$$W_{tot} = \sum_i P_{tot(i)} * (\tau_i * 8760) \quad (53)$$

avec τ_i (%) : la part du temps de fonctionnement sur une année qui correspond aux pertes $P_{tot(i)}$ (MW)

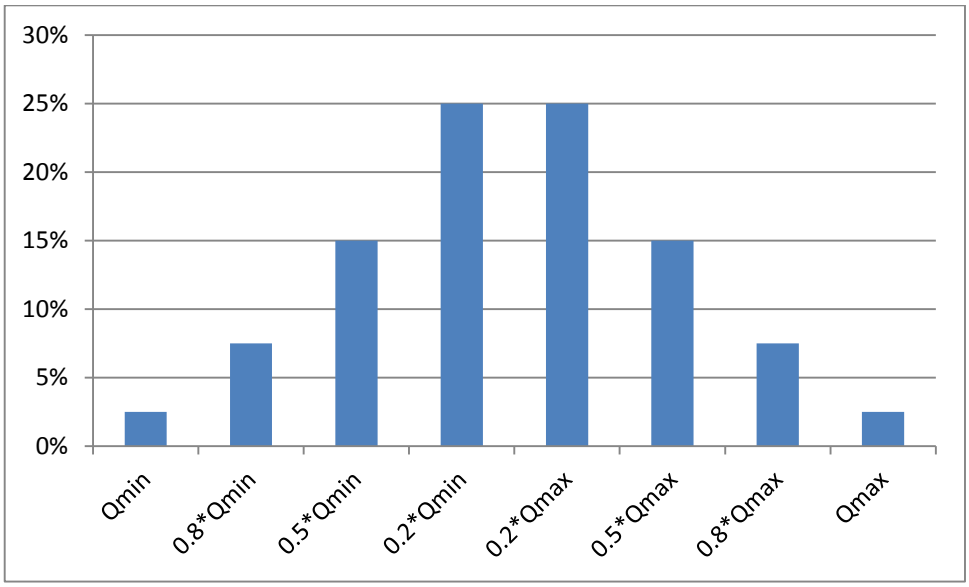


Figure 10 : Histogramme n°1

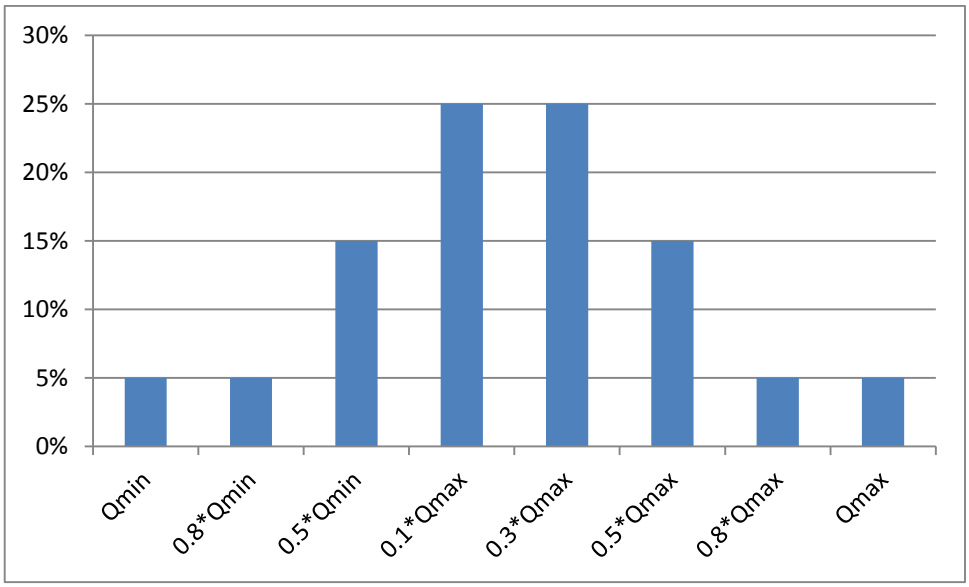


Figure 11 : Histogramme n°2

Tableau 7 : Plage d'échange du réactif à P_{max}

Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
Q_{max} (MVAr)	32	40	50	60
Q_{min} (MVAr)	-46,4	-47,1	-48,2	-49,5

Concernant les durées de fonctionnement à chaque niveau de Q, RTE a proposé deux histogrammes en puissance réactive, qui sont représentatifs de deux types de fonctionnement :

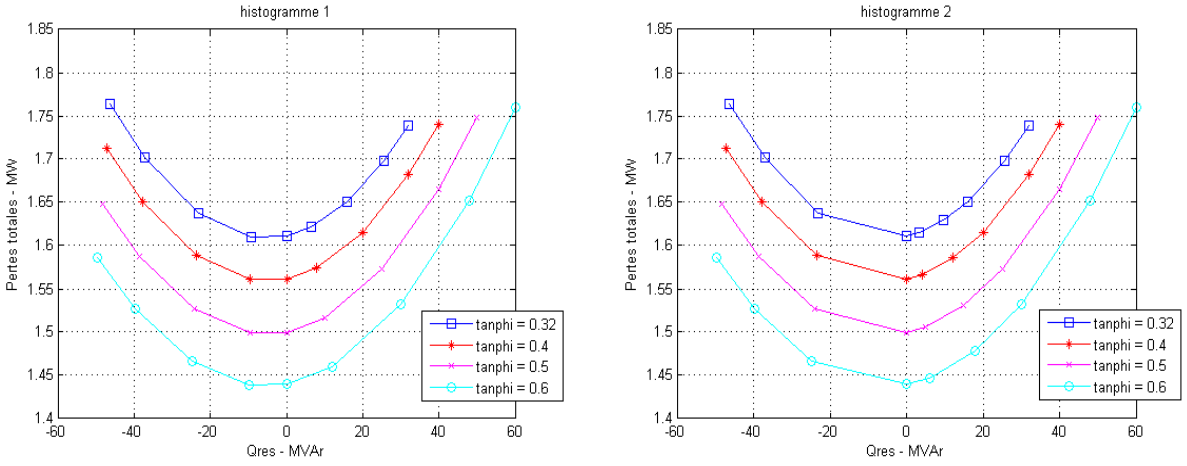
- Histogramme n°1 avec une distribution « classique » (centrée sur le point zéro réactif) : pour les groupes ayant plus ou moins l'équilibre de temps en fourniture de Q et en absorption de Q (Figure 10).
- Histogramme n°2 avec une distribution centré sur 0,2 Qmax et pertes majorées. Ce 2e histogramme correspond aux groupes fonctionnant en fourniture de Q dans la majorité de temps (Figure 11).

Les valeurs Q_{max} et Q_{min} prises en compte pour chaque groupe sont résumées dans le Tableau 7. Elles sont déterminées à partir de l'étude précédente (voir le point 2.3).

2.4.3 Résultats du calcul

Pertes en MW :

Elles sont présentées sur la Figure 12. Leurs valeurs dépendent du niveau de Q_{res}. Ces résultats montrent que pour un niveau de Q_{res} donné, le surdimensionnement des groupes réduit les pertes pour les alternateurs comme prévu. Les calculs sont réalisés avec un groupe de P_{max}=100 MW mais les études complémentaires confirment que les pertes sont proportionnelles à la valeur P_{max}.



a) Histogramme n°1 b) Histogramme n°2

Figure 12 : Pertes en MW en fonction de Q_{res} - Alternateurs

Pertes en MWh :

Les pertes d'énergie en MWh sont présentées dans le Tableau 8 dans les cas où l'alternateur fonctionne selon deux histogrammes de puissance réactive mentionnés. Par ailleurs, nous déterminons également les pertes en MWh dans les deux cas « complémentaires » : l'un où le groupe ne fournit aucune puissance réactive durant toute l'année (Q=0=constante) et l'autre où l'alternateur donne Q_{max} pendant toute l'année. Sur ce tableau, nous trouvons que pour une valeur de tanφ, le fonctionnement d'un groupe selon l'histogramme n°1 donne un peu moins de pertes par rapport à celui selon l'histogramme n°2. Evidemment, le fonctionnement à Q = 0 donne le moins de pertes tandis que celui à Q = Q_{max} donne le maximum de pertes.

Tableau 8 : Pertes MWh sur une année en fonction de Q_{res}

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes MWh	Q_{res} = 0 (cte)	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

De plus, les pertes ont également été calculées pour un groupe dimensionné à Tanφ = 0, avec P_{max} = 100MW. Les résultats sont les suivants :

- Pertes en MW : P = 1,78 MW
- Pertes en MWh : **W = 15581 MWh/an** (fonctionnement à Qres = 0 pendant toute l'année)

Pertes supplémentaires MWh : deux modes de calcul sont proposés

- *Les pertes supplémentaires liées à l'échange Q* : Pour les calculer pour une valeur de tanφ, nous calculons la différence entre les pertes MWh en fonctionnant selon les histogrammes (n°1 et n°2) et celles en fonctionnant à Q=0. Les résultats sont présentés dans le Tableau 9. Nous constatons que les pertes supplémentaires augmentent avec le surdimensionnement.
- *Les pertes supplémentaires liées au surdimensionnement* : nous choisissons le groupe dimensionné à tanφ = 0 comme la référence. Ensuite, pour chaque histogramme, nous calculons la différence entre les pertes MWh des groupes dimensionnés à tanφ = 0,32 / 0,4/ 0,5 /0,6 respectivement et celles du cas de référence. A partir des résultats obtenus (Tableau 10), nous trouvons que le surdimensionnement entraine la diminution de pertes MWh en fonctionnant selon des histogrammes.

Tableau 9 : Pertes supplémentaires liées à l'échange de puissance réactive

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

Tableau 10 : Pertes supplémentaires liées au surdimensionnement

Tanϕ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes supp. (MWh) = pertes_histogramme - 15581	histogramme n°1	-1182	-1558	-2024	-2470
	histogramme n°2	-1130	-1495	-1945	-2376

Remarque : selon les résultats du tableau 10 ci-dessus, nous constatons une diminution des pertes d'énergie avec le surdimensionnement des groupes.

Pour estimer le surcoût et le gain en euros qui sont liés aux pertes, nous prenons deux valeurs de prix de marché SPOT moyennés sur les trois dernières années (de 2012 à 2014) : un prix de base de 42 euros/MWh et un prix de pointe de 53 euros/MWh. Dans les tableaux ci-dessous, les coûts sont montrés pour le cas de l'histogramme n°1.

Tableau 11 : Pertes supplémentaires liées à l'échange de puissance réactive – Histogramme n°1

Tanϕ	0,32	0,4	0,5	0,6
Surcoût en euros Coût hypothèse : prix de base : 42€/MWh (prix de pointe : 53€/MWh)	ΔW = 284 MWh 11,9 k€/an (15,1 k€/an)	ΔW = 342 MWh 14,4 k€/an (18,1 k€/an)	ΔW = 419 MWh 17,6 k€/an (22,2 k€/an)	ΔW = 499 MWh 21,0 k€/an (26,4 k€/an)

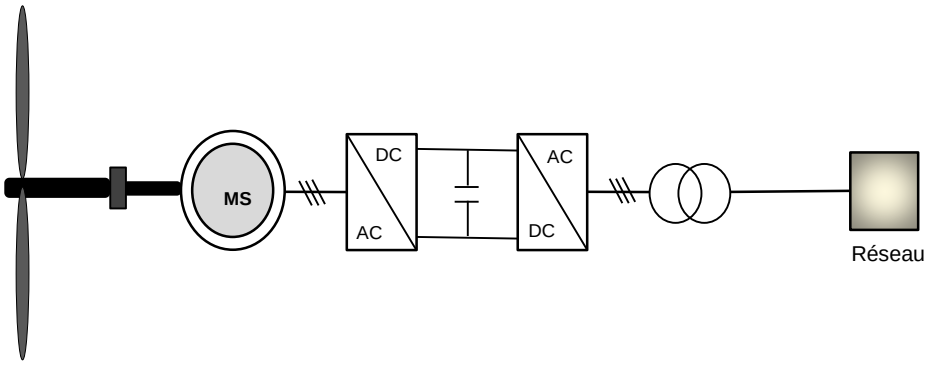
Tableau 12 : Pertes supplémentaires liées au surdimensionnement - Histogramme n°1

Tanϕ	0,32	0,4	0,5	0,6
Gain en euros Coût hypothèse : prix de base : 42€/MWh (prix de pointe : 53€/MWh)	ΔW = -1182 MWh -49,6 k€/an (-62,6 k€/an)	ΔW = -1558 MWh -65,4 k€/an (-82,6 k€/an)	ΔW = -2024 MWh -85,0 k€/an (-107,3 k€/an)	ΔW = -2470 MWh -103,7 k€/an (-130,9 k€/an)

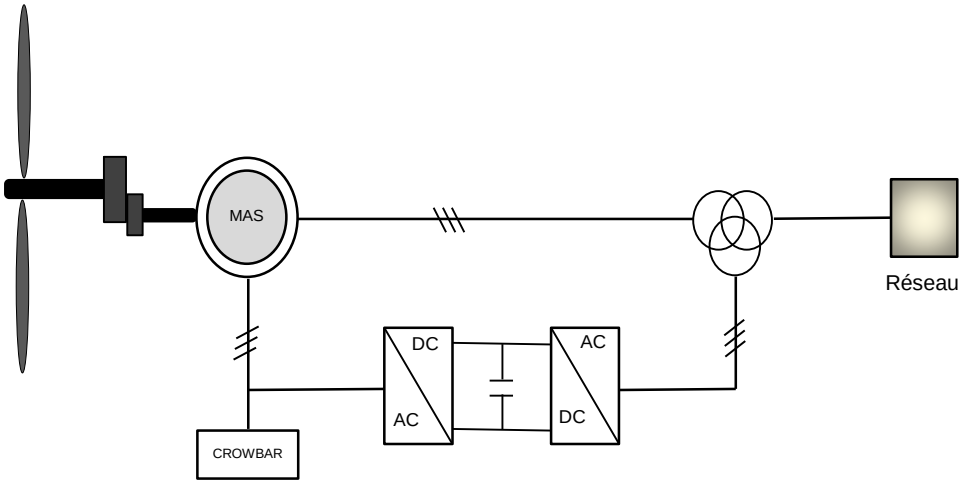
3 Coûts de fourniture/absorption par les EnR interfacés par convertisseurs électroniques

Les grands parcs renouvelables (fermes solaires au sol ou fermes éoliennes) sont raccordés au réseau de transport (U>50 kV) si leur puissance dépasse 12 MW. Ces moyens de production sont raccordés par des convertisseurs électroniques de puissance. Deux situations sont possibles :

- Interfaçage direct par un onduleur dans le cas de fermes solaires ou pour des éoliennes construites à partir de machines synchrones à aimants permanents. Toute la puissance transite par l'onduleur (Figure 13a).
- Machines asynchrones à double alimentation. Les convertisseurs côté rotor sont classiquement dimensionnés pour 30% de la puissance de la machine (Figure 13b).



a) Structure d'une éolienne sur la base d'une machine synchrone



b) Structure d'une éolienne sur la base d'une machine asynchrone à double alimentation

Figure 13 : Groupes de production interfacés par convertisseurs de puissance

Dans le cadre de cette étude, nous étudions les impacts de la fourniture et de l'absorption de puissance réactive sur le dimensionnement et les pertes dans les convertisseurs en reprenant les valeurs de tanφ considérées pour le surdimensionnement des alternateurs (0,32 / 0,4 / 0,5 / 0,6), Compte-tenu du développement rapide de la 1ère configuration (illustrée par la Figure 13a), nous nous concentrerons uniquement sur celle-ci.

3.1 Hypothèses de l'étude

- La tension au point de livraison est supposée constante $U_{res} = U_{dim}$ [1]
- Au point de livraison, la puissance active choisie pour le dimensionnement et le calcul de la limite en absorption Q est $P_{res} = P_{max}$. Par contre, pour le calcul des pertes, $P_{res} = P_{moy}$ (ici P_{moy} indique le taux de charge moyen sur une année des groupes EnR : 22% pour des parcs éoliens terrestres ; 37% pour des parcs éoliens offshore et 12% pour les fermes photovoltaïques, données fournies par RTE)
- Tous les calculs sont ramenés à un groupe de 100 MW et se font côté réseau HTB. La tension nominale du réseau est $U_n = 225$ kV
- Les calculs sont réalisés pour quatre valeurs de $\tan\varphi$: 0,32 / 0,4 / 0,5 et 0,6 au point de livraison

3.2 Coût du surdimensionnement en fourniture

3.2.1 Calcul de la puissance de dimensionnement des EnR

Le modèle de calcul

Dans le cas des groupes d'alternateurs, nous avons éventuellement un alternateur de grande puissance connecté directement au niveau HTA et ensuite – par un transformateur de groupe – raccordé au réseau HTB. Dans le cas des EnR, cela n'est pas le cas : dans un parc éolien ou une ferme PV, derrière le transformateur de groupe HTA/HTB, il y a généralement plusieurs unités de production qui se sont liées entre elles par des câbles HTA. Chaque unité, à son tour, se compose d'une éolienne (ou des panneaux PV) raccordée en HTA par un transformateur BT/HTA. La Figure 14 illustre cette configuration.

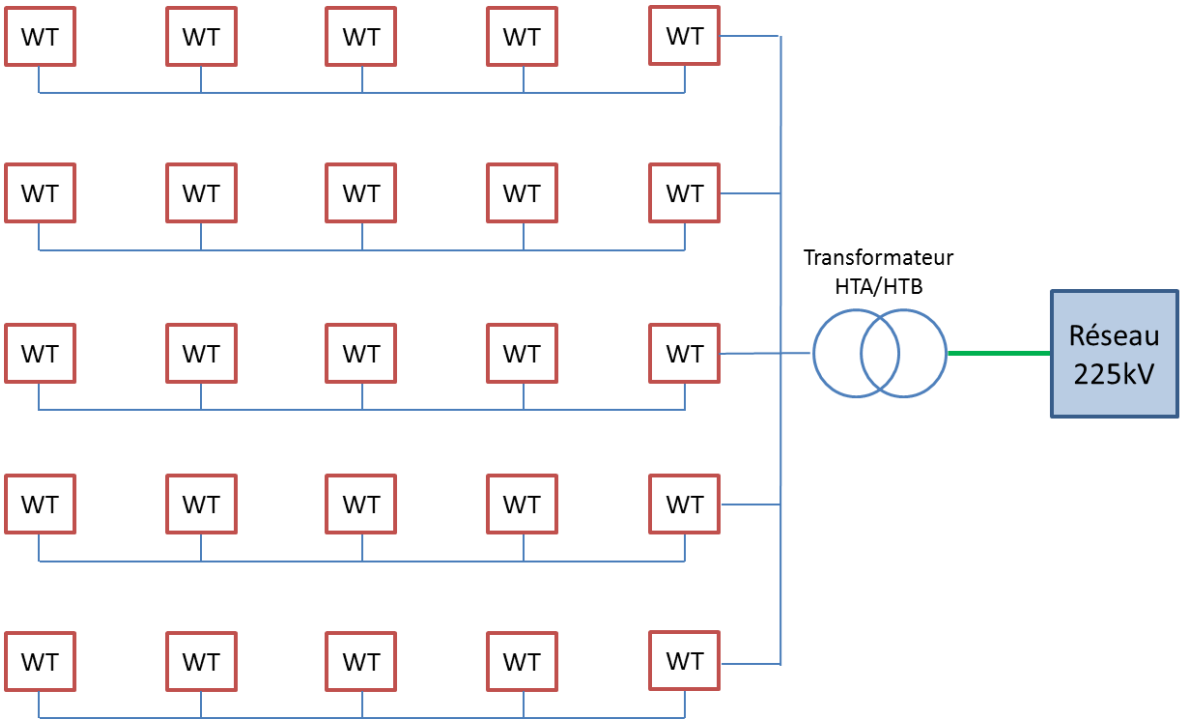
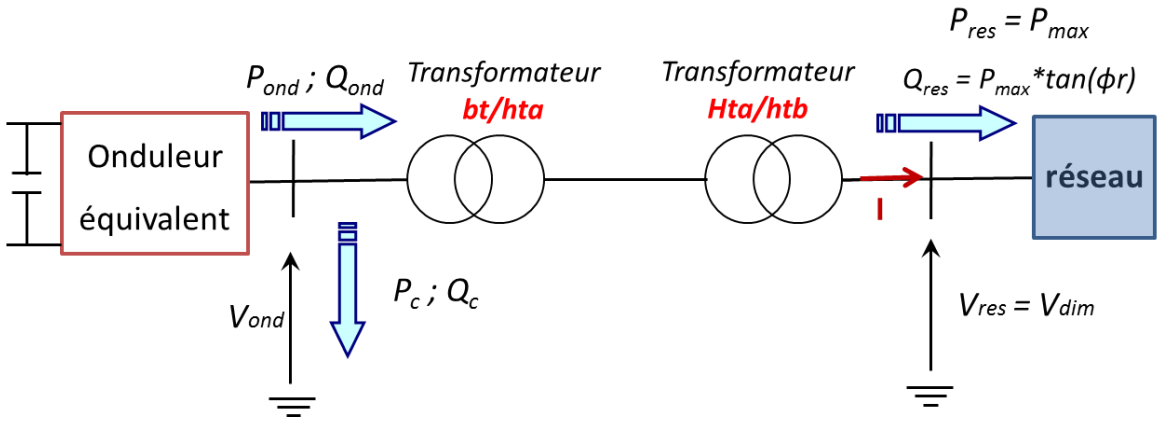
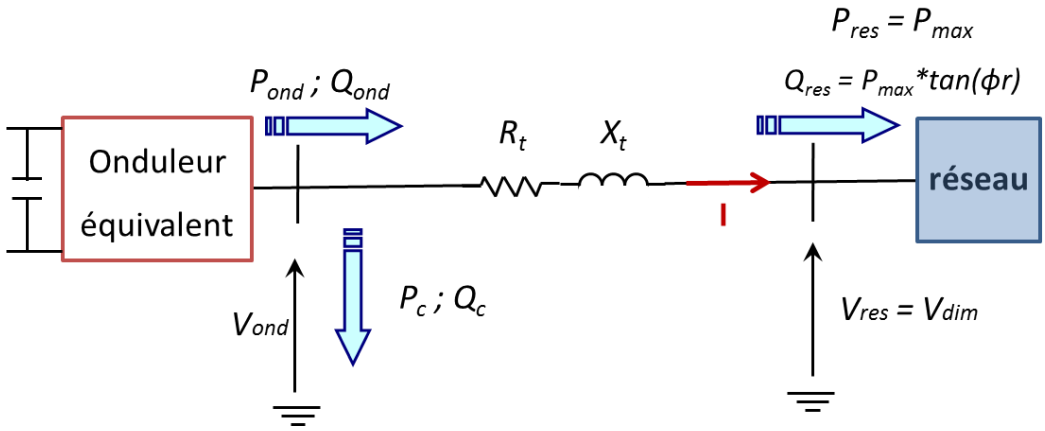


Figure 14 : Schéma d'un parc éolien raccordé en HTB

Dans cette étude, nous utilisons un modèle équivalent simplifié pour le groupe EnR (Figure 15a). Tous les transformateurs BT/HTA (au niveau de l'unité de production) sont considérés comme connectés en parallèle et ils se représentent par un seul transformateur BT/HTA « agrégé ». Ce dernier a les mêmes caractéristiques en p.u (u_{cc}%, R_t/X_t) comme un transformateur élémentaire mais sa puissance nominale est la somme de celles des transformateurs élémentaires. En amont du transformateur BT/HTA agrégé, nous trouverons un onduleur « agrégé » dont la puissance nominale est égale à S_{dim} (puissance de dimensionnement du groupe).



a) Modèle équivalent



b) Modèle équivalent avec un transformateur simplifié

Figure 15 : Modèle de calcul du groupe EnR - Surdimensionnement

L'impact des câbles HTA est pris en compte par des puissances active (P_c) et réactive (Q_c) soutirées au niveau de l'onduleur. P_c et Q_c dépendent donc la longueur totale des câbles HTA ainsi que le schéma de connexion interne du parc (position des éoliennes, distance entre elles, nombre de chaines d'éoliennes en parallèle). Le calcul simplifié de ces puissances – en se basant sur le schéma de connexion de la Figure 14 – donne les expressions suivantes :

$$P_c = 3 * R_c * \sum_{1}^{Nc} I_k^2 \quad (54)$$

$$Q_c = 3 * X_c * \sum_{1}^{Nc} I_k^2 - U_{cable}^2 * \omega C_c * N_c \quad (55)$$

avec
R_c, X_c, C_c : résistance, réactance, capacitance du tronçon de câble entre 2 éoliennes voisines (annexe A1)
I_k : le courant qui circule dans le tronçon numéro « *k* »
N_c : nombre de tronçons
U_{cable} : tension HTA du site (supposée comme constante et égale à la tension nominale U_{ncable} = 33 kV)

Au point de livraison, le groupe fournit une puissance active P_{max} et une puissance réactive $Q_{max} = P_{max}*\tan\varphi$. Comme dans le cas des alternateurs, pour la simplicité, nous ne prenons en compte ici que la composante « en série » des transformateurs. Cela nous permet d'avoir le modèle équivalent dans la Figure 15b, où R_t et X_t sont respectivement la somme des résistances et réactances « série » des transformateurs BT/HTA et HTA/HTB.

Calcul de S_{dim} et ΔS_{dim}

Le courant I et les puissances absorbées par le transformateur équivalent (P_{tfo}, Q_{tfo}) sont définis par les mêmes expressions que dans le cas des alternateurs (voir les expressions de (4) à (6)). L'équation pour déterminer S_{dim} s'écrit alors :

$$S_{dim} = \sqrt{P_{ond}^2 + Q_{ond}^2} = \sqrt{\left(P_{res} + P_{tfo} + P_c\right)^2 + \left(Q_{res} + Q_{tfo} + Q_c\right)^2} \quad (56)$$

Cette équation a une seule inconnue S_{dim}.

Avec les données de calcul présentées dans l'annexe, nous obtenons S_{dim} pour les différentes valeurs de tanφ (

Tableau 13). Prenons la valeur tanφ = 0,32 comme référence, nous déterminons ensuite le surdimensionnement des groupes (voir l'expression (10)). Comme dans le cas des alternateurs, le surdimensionnement en puissance réactive au niveau de l'onduleur équivalent (ΔQ_{onddim}) est déterminé (voir l'expression (11)). De même, le cas où le groupe est dimensionné à tanφ = 0 (côté réseau) est pris en compte.

Tableau 13 : Surdimensionnement des groupes EnR raccordés au réseau 225 kV

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

3.2.2 Coût lié au surdimensionnement des groupes EnR

Le coût de surdimensionnement est calculé en multipliant le surdimensionnement (ΔS_{dim} et ΔQ_{onddim}) avec le prix unitaire de la puissance de dimensionnement. Les fourchettes ci-dessous sont utilisées :

- Pour l'onduleur, la fourchette proposée pour ΔS_{dim} est estimée entre 75 et 85 euros par kVA et le coût hypothèse de ΔQ_{onddim} est 50 euros par kVAr [6]
- Pour le transformateur, la fourchette est entre 7 et 12 euros par kVA [4].

Les résultats de calcul concernant le surcoût sont résumés dans le tableau ci-dessous:

Tableau 14 : Surcoût lié au surdimensionnement des groupes EnR raccordés au réseau 225 kV

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€

3.3 Impact du surdimensionnement sur l'absorption de la puissance réactive – diagramme PQ au point de livraison

La puissance active délivrée par un groupe EnR est fortement fluctuante et elle peut varier de 0 jusqu'à P_{max}. A chaque point de puissance active, nous avons une plage du réactif [Q_{min}, Q_{max}] différente. Pour étudier l'impact du surdimensionnement, nous avons choisi de faire une analyse non à un point P spécifique mais sur toute la plage [0 ;P_{max}] de la puissance active. Le but est de trouver Q_{min} pour tous les points P. De plus, les valeurs de Q_{max} sont également déterminées pour l'étude des pertes (voir le paragraphe 3.4). Ces limites seront obtenues à partir du diagramme PQ du groupe au point de livraison. Pour construire ce diagramme, nous allons nous baser sur le diagramme PQ des onduleurs des unités de production en le ramenant au point de livraison. Ensuite, les différentes limites du côté réseau seront prises en compte pour obtenir le diagramme PQ final.

Pour cette analyse, le modèle de la Figure 15b est pris en compte en négligeant la résistance R_t et les pertes causées par les câbles HTA. Cela nous donne le modèle présenté sur la Figure 16.

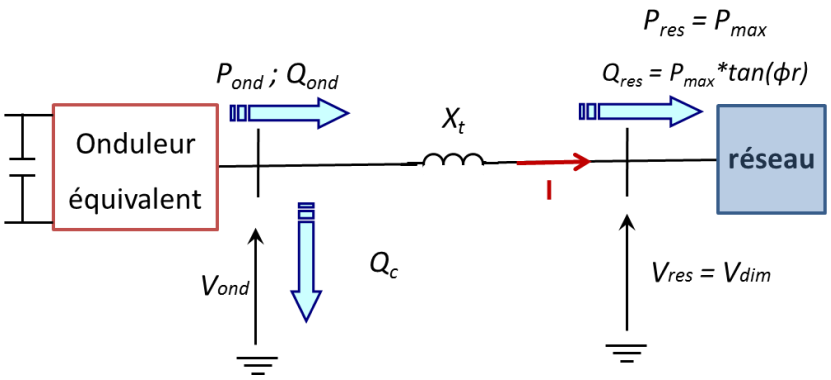


Figure 16 : Modèle de calcul du groupe EnR – Limite de fonctionnement

Diagramme PQ de l'onduleur équivalent ramené au point de livraison

Supposons que le diagramme PQ de l'onduleur équivalent (Figure 16) est de forme rectangulaire (Figure 17) avec laquelle sa zone de fonctionnement PQ est délimitée par 4 droites : P = 0 ; P = P_{max} ; Q = $-Q_{onddim}$ et Q = Q_{onddim}. Pour ramener cette zone au point de livraison, nous déterminons pour chaque point PQ sur les quatre droites mentionnées un point PQ correspondant au côté réseau. Pour ce faire, nous prenons en compte les puissances « absorbées » par les câbles et par le transformateur équivalent entre l'onduleur et le point de livraison.

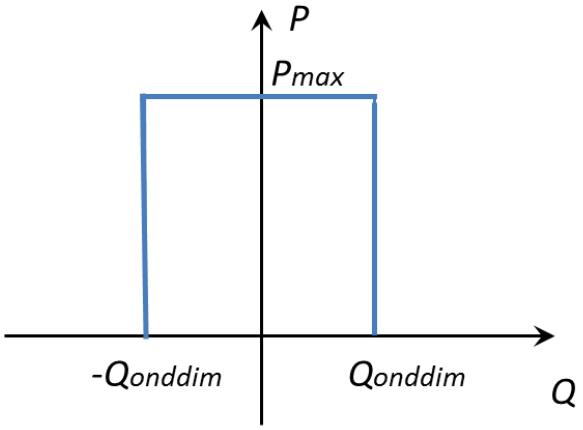


Figure 17 : Diagramme PQ au niveau d'onduleur

Puisque nous négligeons toutes les pertes, les deux premières droites (P = 0 et P = P_{max}) restent donc inchangées.

Pour la droite Q = $-Q_{onddim}$: nous avons pour chaque point (P_{res}, $-Q_{onddim}$) sur celle-ci un point (P_{res}, Q_{minREC}) au point de livraison dont Q_{minREC} est à déterminer:

Le courant « I » peut être écrit par:

$$I = \frac{\sqrt{P_{res}^2 + Q_{minREC}^2}}{U_{dim}\sqrt{3}} \quad (57)$$

La puissance réactive consommée par X_t est donc :

$$Q_{tfo} = 3 * X_t * I^2 = X_t * \frac{P_{res}^2 + Q_{minREC}^2}{U_{dim}^2} \quad (58)$$

Nous avons alors l'équation de bilan de puissance suivante :

$$-Q_{onddim} = Q_c + Q_{tfo} + Q_{minREC} \quad (59)$$

Ou

$$-Q_{onddim} = Q_c + X_t * \frac{P_{res}^2 + Q_{minREC}^2}{U_{dim}^2} + Q_{minREC} \quad (60)$$

Où Q_c est déterminée à partir de l'expression (55).

A chaque valeur P_{res} donnée, l'équation (60) est celle de l'inconnue Q_{minREC}. La résolution nous donne la valeur de cette dernière.

Pour la droite Q = Q_{onddim} : nous avons pour chaque point (P_{res}, Q_{onddim}) sur celle-ci un point (P_{res}, Q_{maxREC}) au point de livraison dont Q_{maxREC} est à déterminer

En effectuant la même démarche, on trouvera pour chaque P_{res}, une valeur correspondante de Q_{maxREC}. L'équation à résoudre est alors :

$$Q_{onddim} = Q_c + X_t * \frac{P_{res}^2 + Q_{maxREC}^2}{U_{dim}^2} + Q_{maxREC} \quad (61)$$

Les limites sur le diagramme PQ au point de livraison

Nous écrivons les équations de puissance au point de livraison en se basant sur le modèle de la Figure 16 :

$$P_{res} = \frac{U_{ond}U_{res}}{X_t} * \sin\delta \quad (62)$$

$$Q_{res} = \frac{U_{ond}U_{res}}{X_t} * \cos\delta - \frac{U_{res}^2}{X_t} \quad (63)$$

Où δ est le déphasage entre U_{ond} et U_{res}.

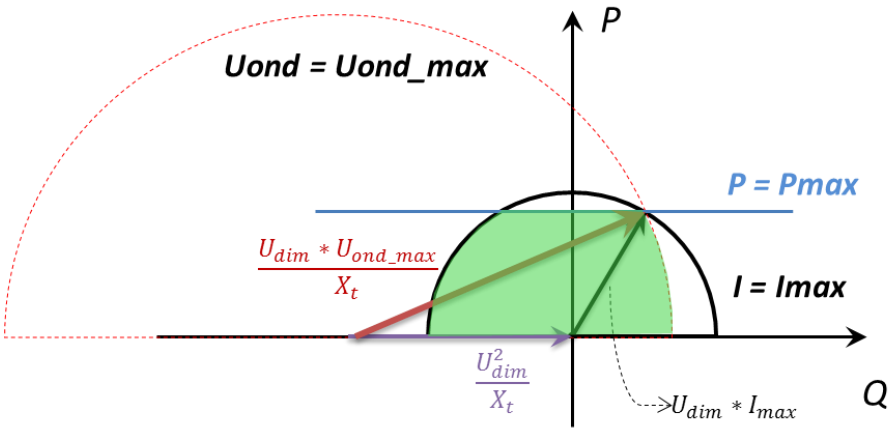


Figure 18 : Limites de fonctionnement au point de livraison ($U_{res} = U_{dim}$)

Sachant que $U_{res} = U_{dim}$ et la tension à la sortie d'onduleur $U_{ond} \leq U_{ondmax}$, à partir de (62) et (63), nous avons :

$$P_{res}^2 + \left(Q_{res} + \frac{U_{dim}^2}{X_t}\right)^2 = \left(\frac{U_{dim} * U_{ond}}{X_t}\right)^2 \leq \left(\frac{U_{dim} * U_{ond_max}}{X_t}\right)^2 \qquad (64)$$

Puisque $P_{res} \geq 0$, cette dernière équation indique que la zone de fonctionnement PQ doit être délimitée par un demi-cercle (le rouge pointillé sur la Figure 18) dont le centre est $(0,-\frac{U_{dim}^2}{X_t})$ et le rayon est $\frac{U_{dim} * U_{ond_max}}{X_t}$.

Nous avons donc la limite appelée « limite en tension d'onduleur ». Dans notre étude, nous choisissons la valeur U_{ondmax} qui correspond à celle du point de dimensionnement ($P_{res} = P_{max}$, $Q_{res} = P_{max} * \tan\varphi$). En se basant sur les expressions (62) et (63), nous déduisons la formule suivante de U_{ondmax} :

$$U_{ondmax} = \frac{X_t}{U_{dim}} \sqrt{P_{max}^2 + \left(Q_{max} + \frac{U_{dim}^2}{X_t}\right)^2} \qquad (65)$$

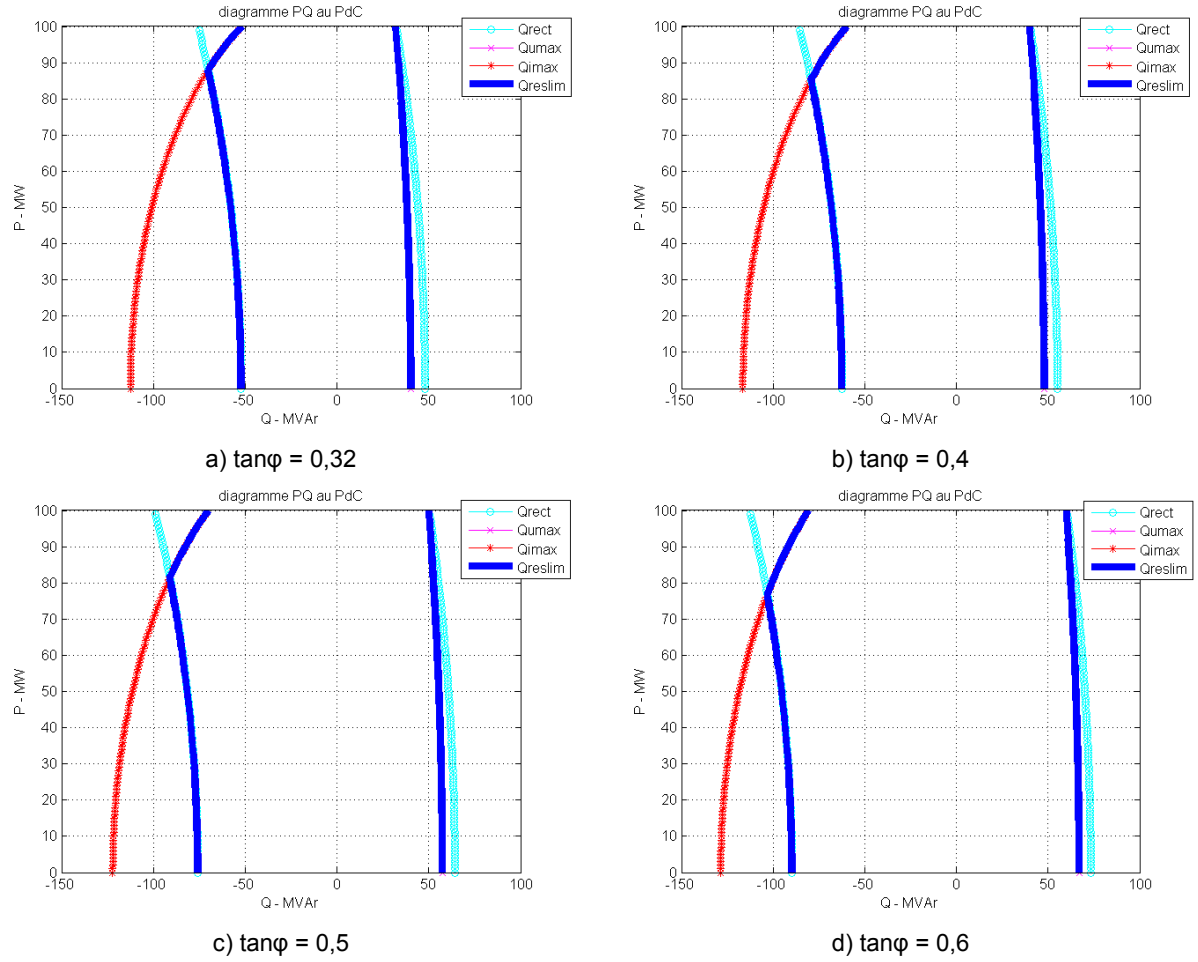
Par ailleurs, nous avons également la limite en courant de sortie d'onduleur (I_{max}) – représentée par un demi-cercle noir à trait gras sur la Figure 18 :

$$P_{res}^2 + Q_{res}^2 \leq \left(\sqrt{3} U_{dim} I_{max}\right)^2 \qquad (66)$$

dont le centre est (0,0) et le rayon est $\sqrt{3} U_{dim} I_{max}$. La valeur de I_{max} est celle à la sortie d'onduleur lorsque celui-ci donne sa puissance nominale S_{dim} à la tension nominale:

$$I_{max} = \frac{S_{dim}}{\sqrt{3} * U_{prise}} \qquad (67)$$

La superposition des limites (diagramme PQ d'onduleur ramené au point de livraison, limites en tension U_{ondmax} et en courant I_{max}) nous donne la zone de fonctionnement PQ du groupe au point de raccordement. Les résultats de ce calcul donnent une zone – délimitée par les courbes en bleu foncé sur la Figure 19 – pour chaque valeur de tanφ



a) tanφ = 0,32 b) tanφ = 0,4

c) tanφ = 0,5 d) tanφ = 0,6

Figure 19 : Résultats - Limites de fonctionnement au point de livraison ($U_{res} = U_{dim}$)

Remarque : Pour trouver Q_{min} et Q_{max} à un point P_0 donné, on cherche les points d'intersection de la droite horizontale $P_{res} = P_0$ avec les courbes en bleu foncé. Dans le tableau ci-dessous, on relève des limites d'absorption Q_{min} à $P_{res} = P_{max}$:

Tableau 15 : Impact du surdimensionnement des groupes EnR sur Q_{min} ($P_{res} = P_{max}$)

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

Nous constatons que les groupes EnR ont plus de capacité en absorption de Q qu'en fourniture ($Q_{max} < |Q_{min}|$ en valeur absolue). Ceci est dû au fait que l'onduleur équivalent fonctionne dans une zone PQ rectangulaire et donc il a la même capacité en absorption et en

fourniture de Q tandis que le transformateur absorbe toujours Q. Ce dernier déplace alors le diagramme PQ vers le côté d'absorption (Q<0).

3.4 Pertes supplémentaires liées à la fourniture et à l'absorption de puissance réactive - Impact du surdimensionnement sur le coût

3.4.1 Modèle de calcul de pertes

Le modèle de la Figure 15b est utilisé. L'onduleur équivalent est supposé de se composer de plusieurs onduleurs « élémentaires » dont le nombre (N_{ondel}) dépend de S_{dim} du groupe :

$$N_{ondel} = \frac{S_{dim}}{S_{dim_ondel}},\ arrondi\ \text{à}\ l'entier\ supérieur \tag{68}$$

Où S_{dim_ondel} est la puissance nominale d'un onduleur élémentaire.

$$S_{dim_ondel} = \sqrt{3} U_{prise} I_{n_ondel} \tag{69}$$

In_ondel est le courant nominal de l'onduleur élémentaire dont la valeur est Icnom/2 [7] (ramené en secondaire du transformateur). Icnom est le courant nominal du module IGBT de l'onduleur. Ici nous supposons que les onduleurs élémentaires sont fabriqués à partir des modules IGBT Semikron SKiip 1803 GB172-3DW V3 (annexe A1).

3.4.2 Principe de calcul des pertes

Pertes en MW :

Supposons que les paramètres suivants (côté réseau) sont fixés :

- la tension $V_{res} = V_{dim}$ (tension simple)
- la puissance active $P_{res} = P_{moy}$ (0,22*P_{max} pour les éoliennes onshore ; 0,37*P_{max} pour les éoliennes offshore et 0,12*P_{max} pour les PV)
- la puissance réactive Q_{res} est donnée pour chaque point de fonctionnement par un histogramme de Q (Figure 10 et Figure 11)

Nous pouvons alors procéder au calcul des pertes dans chaque élément du modèle :

Le courant côté réseau a pour expression :

$$I = \frac{\sqrt{P_{moy}^2 + Q_{res}^2}}{3V_{dim}} \tag{70}$$

Le courant circule dans chaque onduleur élémentaire (P_c n'est pas prise en compte dans ce calcul) :

$$I_{ondel} = \frac{I}{N_{ondel}} \tag{71}$$

La tension V_{ond} est calculée en appliquant l'expression (65) pour le point de fonctionnement (P_{moy}, Q_{res}) :

$$V_{ond} = \frac{U_{ond}}{\sqrt{3}} = \frac{X_t}{U_{dim}\sqrt{3}}\sqrt{P_{moy}^2 + \left(Q_{res} + \frac{U_{dim}^2}{X_t}\right)^2} \qquad (72)$$

Afin de calculer les pertes dans les onduleurs élémentaires, nous utilisons la méthode décrite dans [8] pour un onduleur à commande MLI (modulation de largeur d'impulsions). Les pertes totales d'un onduleur élémentaire sont la somme des pertes par conduction et celles par commutation des transistors IGBT et des diodes antiparallèles. Nous résumons les formules ci-dessous :

Transistor IGBT d'un switch

Pertes par conduction :

$$P_{cond(T)} = \left(\frac{1}{2\pi} + \frac{m\cos\theta}{8}\right)\cdot V_{CE0}\cdot \hat{I}_{ondel} + \left(\frac{1}{8} + \frac{m\cos\theta}{3\pi}\right)\cdot r_{CE}\cdot \hat{I}_{ondel}^2 \qquad (73)$$

Pertes par commutation :

$$P_{sw(T)} = f_{sw}\cdot E_{on+off}\cdot\frac{\sqrt{2}}{\pi}\cdot\frac{I_{ondel}}{I_{ref}}\cdot\left(\frac{V_{cc}}{V_{ref}}\right)^{K_{vT}} \cdot\left(1 + TC_{Esw}\cdot\left(T_j - T_{ref}\right)\right) \qquad (74)$$

Avec : m est l'indice de modulation ($m = 2\sqrt{2}V_{ond}/V_{cc}$) ; V_{cc} : tension du bus continu (1200 V)

$\hat{I}_{ondel} = I_{ondel}\sqrt{2}$: valeur crête du courant de sortie

θ: déphasage entre I_{ondel} et V_{ond}

V_{CE0}, r_{CE} : tension « seuil » et résistance équivalente du IGBT

f_{sw} : fréquence de commutation (= 2 kHz dans notre étude)

E_{on+off} : énergie de commutation (=E_{on}+E_{off})

I_{ref}, V_{ref}, T_{ref} : références de la mesure de l'énergie de commutation

K_{vT} ≈1,3…1,4

TC_{Esw} : coefficient de température ≈0,003 1/K

T_j : température de jonction

Diode d'un switch

Pertes par conduction :

$$P_{cond(D)} = \left(\frac{1}{2\pi} - \frac{m\cos\theta}{8}\right)\cdot V_{F0}\cdot \hat{I}_{ondel} + \left(\frac{1}{8} - \frac{m\cos\theta}{3\pi}\right)\cdot r_F\cdot \hat{I}_{ondel}^2 \qquad (75)$$

Pertes par commutation :

$$P_{sw(T)} = f_{sw} \cdot E_{rr} \cdot \left(\frac{\sqrt{2}}{\pi} \cdot \frac{I_{ondel}}{I_{ref}}\right)^{K_{iD}} \cdot \left(\frac{V_{cc}}{V_{ref}}\right)^{K_{vD}} \cdot \left(1 + TC_{Err} \cdot \left(T_j - T_{ref}\right)\right) \quad (76)$$

Avec : V_{F0}, r_{CE} : tension « seuil » et résistance équivalente de la diode
E_{on+off} : énergie de recouvrement
$K_{iD} \approx K_{vD} \approx 0{,}6$
TC_{Err} : coefficient de température ≈0,006 1/K

Pertes d'un onduleur élémentaire :

$$P_{ondel} = 6 \cdot \left(P_{cond(T)} + P_{sw(T)} + P_{cond(D)} + P_{sw(T)}\right) \quad (77)$$

Pertes totales de l'onduleur équivalent :

$$P_{ond} = N_{ondel} \cdot P_{ondel} \quad (78)$$

Par ailleurs, nous avons les pertes du transformateur équivalent $P_t = 3*R_t*I^2$ et les pertes des câbles P_c (expression (54)).
Les pertes totales MW du groupe est la somme de toutes ces pertes :

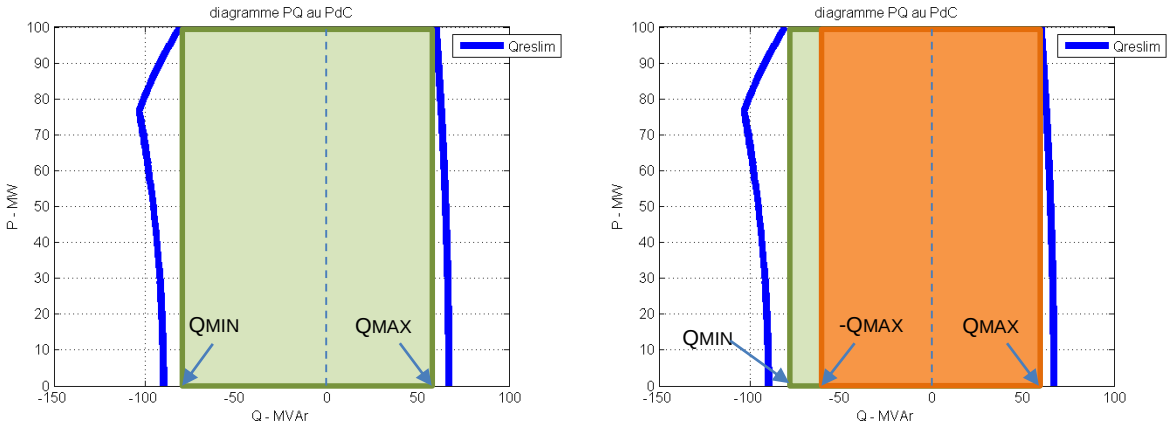
$$P_{tot} = P_{ond} + P_t + P_c \quad (79)$$

Histogramme Q et pertes en MWh

Nous utilisons à nouveau deux histogrammes présentés dans les Figure 10 et Figure 11. Nous avons choisi P_{moy} comme le point de puissance active pour calculer les pertes. En effet, le point P du groupe EnR varie en permanence. La plage d'échange Q – à P = P_{moy} – n'est donc pas représentative. Nous allons utiliser dans ce cas une plage [Q_{MIN} ; Q_{MAX}] qui peut être accessible pour tous points P (Tableau 16) :

- Q_{MIN} est alors le maximum en valeur algébrique des abscisses des points sur la limite en absorption de la Figure 19 (courbe en bleu foncé à gauche).
- Q_{MAX} est en revanche le minimum en valeur algébrique des abscisses des points sur la limite en fourniture de la Figure 19 (courbe en bleu foncé à droite).

Pour illustrer la plage [Q_{MIN} ; Q_{MAX}], reprenons la Figure 19d (cas où tanφ = 0,6). Sur cette figure, nous cherchons les valeurs Q_{MIN} et Q_{MAX} comme elles sont expliquées ci-dessus. Le résultat est montré sur la Figure 20a. La zone de fonctionnement PQ correspond à cette plage est celle en vert.



a) plage [Q_{MIN} ; Q_{MAX}] – zone verte

b) plage [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}] – zone orange

Figure 20 : Limites de fonctionnement au point de livraison (cas d'exemple : tanφ = 0,6) – Calcul des pertes en fonction des plages d'échange du réactif

Tableau 16 : Plage d'échange du réactif [Q_{MIN} ; Q_{MAX}]

Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
Q_{MAX} (MVAr)	32	40	50	60
Q_{MIN} (MVAr)	-51,7	-59,8	-70,2	-80,8

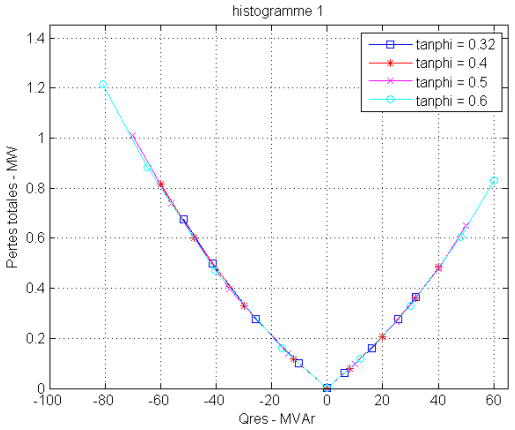
De plus, pour voir les gains éventuels en fonctionnant dans cette plage, il est intéressant de comparer avec le fonctionnement dans une plage symétrique du réactif [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]. Cette plage est moins étendue car en général on a Q_{MAX} < |Q_{MIN}| en valeur absolue. Celle-ci est symétrique par rapport au point zéro du réactif et elle est l'analogie de la plage réglementaire actuelle pour tanφ = 0,32. La zone de fonctionnement PQ correspond à la plage [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}] est aussi illustrée par celle en orange sur la Figure 20b dans le cas d'exemple où tanφ = 0,6. Nous allons alors calculer et comparer les pertes dans les deux situations [Q_{MIN} ; Q_{MAX}] et [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}].

3.4.3 Résultats du calcul

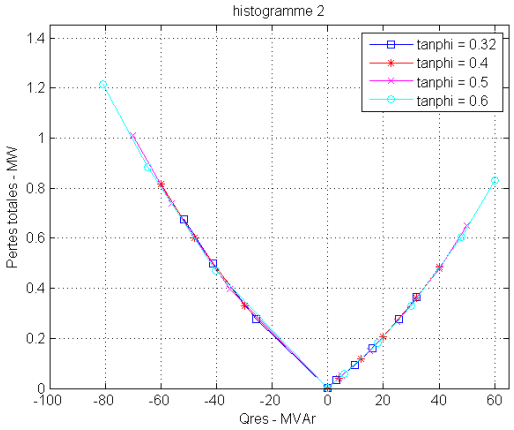
Pertes en MW :

Elles sont présentées sur les Figure 22 et Figure 23 dans le cas des éoliennes onshore et offshore respectivement et sur la Figure 24 dans le cas des PV. A titre indicatif, la Figure 21 présente le cas de fonctionnement des EnR à P = 0 qui correspond aux alternateurs fonctionnant en compensateur synchrone. Ici nous trouvons que les pertes MW varient considérablement en fonction du point réactif Q_{res} (elles varient moins dans le cas des alternateurs). Ces résultats montrent également que pour un point Q_{res} donné, le surdimensionnement des groupes ne réduit pas significativement des pertes, ce qui est différent par rapport au cas des alternateurs. Notons qu'ici nous n'avons pas changé le type de module IGBT (SKiip 1803 GB172-3DW V3) lors de ces calculs. Pour surdimensionner les

groupes, nous ajoutons quelques onduleurs « élémentaires » pour faire diminuer le courant qui circule dans chaque onduleur élémentaire (voir l'expression (71)).

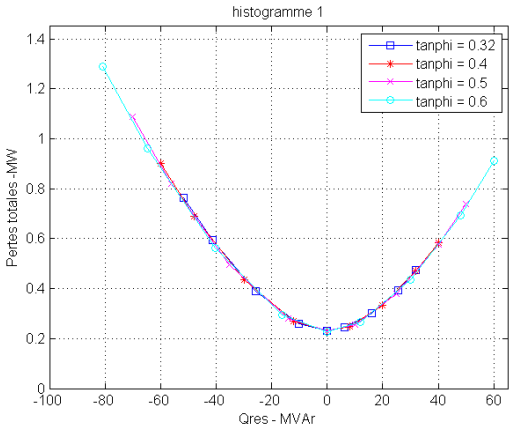


a) Histogramme n°1

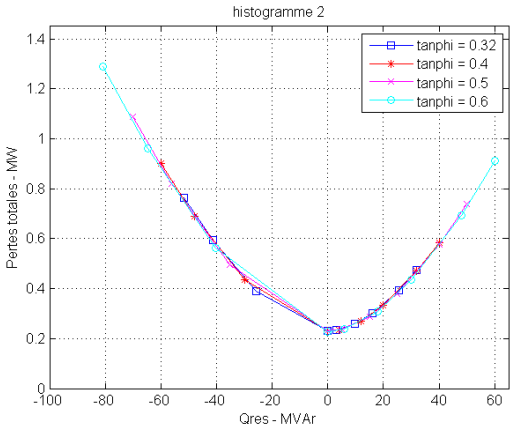


b) Histogramme n°2

Figure 21 : Pertes en MW – Fonctionnement des EnR à P = 0

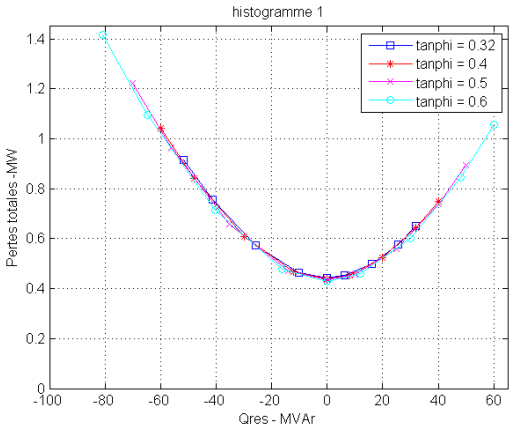


a) Histogramme n°1

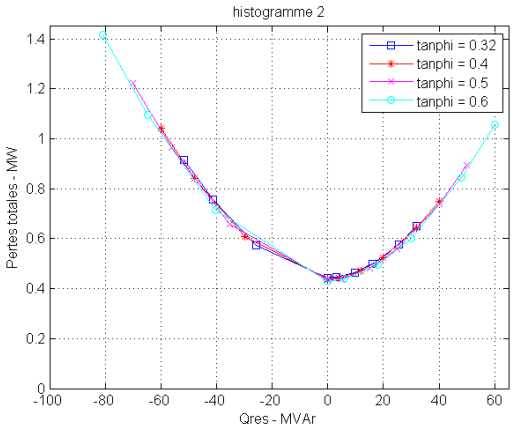


b) Histogramme n°2

Figure 22 : Pertes en MW – Eoliennes Onshore (P_{moy} = 22 MW)

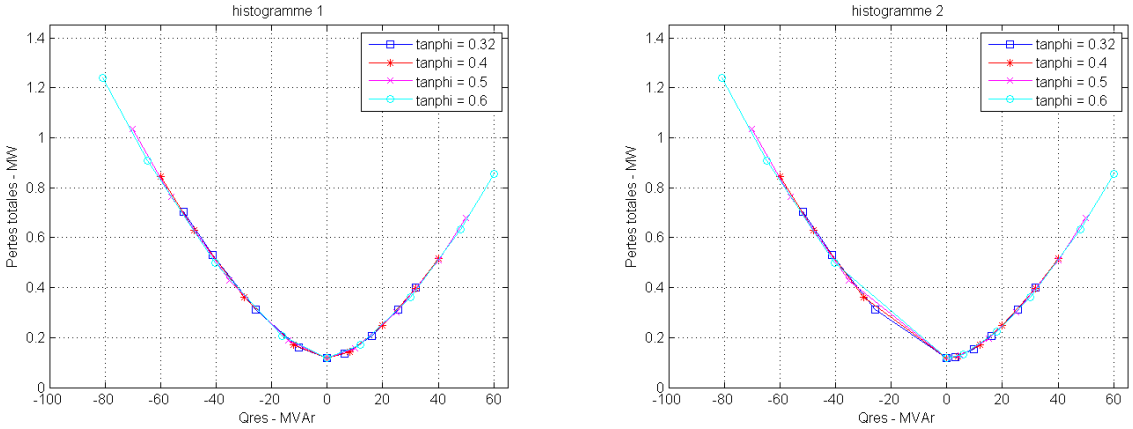


a) Histogramme n°1



b) Histogramme n°2

Figure 23 : Pertes en MW – Eoliennes Offshore (P_{moy} = 37 MW)



a) Histogramme n°1 b) Histogramme n°2

Figure 24 : Pertes en MW – PV (P_{moy} = 12 MW)

Pour étudier l'impact des composantes IGBT sur les résultats du calcul, nous avons refait le calcul sur d'autres modules IGBT de Semikron (annexe A1). Il s'agit des modules Skiip dans la gamme de puissance élevée (I_{cnom} varie de 500A à 3600A, V_{ces} = 1700 V) et ils sont destinés, entre autres, aux applications EnR. Les tests montrent que cet impact est négligeable pour les modules où $I_{cnom} \leq$ 2400 A. Cela veut dire que si nous voulons surdimensionner un onduleur élémentaire en passant d'un module de I_{cnom} faible à un module de I_{cnom} plus élevé (mais $I_{cnom} \leq$ 2400 A dans les deux cas), nous retrouvons finalement les mêmes courbes de pertes présentées dans des figures de 21 à 24. Seul dans le cas où I_{cnom} = 3600A, les pertes augmentent par rapport aux autres cas. Si nous utilisons ce module (I_{cnom} = 3600A) au lieu d'un autre module avec $I_{cnom} \leq$ 2400 A pour fabriquer les onduleurs élémentaires, nous obtenons des pertes en MW plus élevées que celles montrées sur les figures de 21 à 24. Cette augmentation des pertes est entre 0,1 et 0,4 MW selon le niveau de Q tandis que les pertes des modules avec $I_{cnom} \leq$ 2400 A varient entre 0,2 et 1,3 MW dans le cas de test.

Pertes en MWh – plage réactive [Q_{MIN} ; Q_{MAX}] :

Nous considérons des situations identiques comme celles étudiées dans le cas des alternateurs : fonctionnement selon deux histogrammes, ainsi qu'à Q = 0 et à Q = Q_{MAX} pendant toute l'année. Les tableaux Tableau 17, Tableau 18 et Tableau 19 présentent les résultats respectivement pour les éoliennes onshore, offshore et les PV. La plage Q ici est [Q_{MIN} ; Q_{MAX}] (Tableau 16). Les résultats obtenus avec la plage [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}] sont présentés dans l'annexe A2. A partir de ces tableaux, nous trouvons également – comme dans le cas des alternateurs – que le fonctionnement des EnR selon l'histogramme n°1 génère un peu moins de pertes que celui selon l'histogramme n°2.

De plus les pertes ont également été calculées pour une installation dimensionnée à Tanφ=0, avec P_{max} = 100MW. Nous montrons les résultats avec des éoliennes onshore (P_{moy} = 0,22*P_{max}) en faisant les mêmes démarches que pour les alternateurs :
- Pertes en MW : P = 0,236 MW
- Pertes en MWh : W = 2064 MWh/an (fonctionnement à Q_{res} = 0 pendant toute l'année)

Tableau 17 : Pertes MWh des éoliennes onshore sur une année – plage réactive [Q_{MIN} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes W (MWh)	Q_{res} = 0 (cte)	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

Tableau 18 : Pertes MWh des éoliennes offshore sur une année – plage réactive [Q_{MIN} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes W (MWh)	Q_{res} = 0 (cte)	3882	3850	3810	3770
	histogramme n°1	4632	4871	5216	5605
	histogramme n°2	4667	4922	5292	5709
	Q_{res} = Q_{max} (cte)	5695	6565	7830	9258

Tableau 19 : Pertes MWh des PV sur une année – plage réactive [Q_{MIN} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes W (MWh)	Q_{res} = 0 (cte)	1039	1039	1038	1037
	histogramme n°1	2125	2462	2926	3428
	histogramme n°2	2144	2496	2981	3507
	Q_{res} = Q_{max} (cte)	3497	4519	5940	7494

Pertes supplémentaires MWh : les modes de calcul mis en œuvre dans le cas des alternateurs sont proposés

- *Les pertes supplémentaires liées à l'échange de Q* (la différence entre les pertes MWh en fonctionnant selon les histogrammes (1 et 2) et celles en fonctionnant à Q=0) : Les résultats sont présentés dans le Tableau 20 , Tableau 21 (cas des éoliennes onshore et offshore) et le Tableau 22 (cas des PV). Nous constatons que les pertes supplémentaires augmentent avec le surdimensionnement.

- Les pertes supplémentaires liées au surdimensionnement (la différence entre les pertes MWh des groupes dimensionnés à tanφ = 0,32 / 0,4/ 0,5 /0,6 respectivement et celles du cas de référence tanφ = 0) : les résultats présentés dans le Tableau 23 (cas des éoliennes onshore) montrent que le surdimensionnement entraine l'augmentation de pertes MWh en fonctionnant selon des histogrammes. Rappelons que c'est l'inverse qui se produit dans le cas des alternateurs.

Tableau 20 : Pertes supplémentaires des éoliennes onshore liées à l'échange de puissance réactive – plage réactive [Q_{MIN} ; Q_{MAX}]

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

Tableau 21 : Pertes supplémentaires des éoliennes offshore liées à l'échange de puissance réactive – plage réactive [Q_{MIN} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes supp. ΔW (MWh)	histogramme n°1	751	1020	1405	1835
	histogramme n°2	785	1072	1482	1939

Tableau 22 : Pertes supplémentaires des PV liées à l'échange de puissance réactive – plage réactive [Q_{MIN} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes supp. ΔW (MWh)	histogramme n°1	1086	1424	1888	2391
	histogramme n°2	1105	1458	1944	2470

Tableau 23 : Pertes supplémentaires des éoliennes onshore liées au surdimensionnement – plage réactive [Q_{MIN} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes supp. (MWh) = pertes_histogramme - 2064	histogramme n°1	871	1167	1584	2043
	histogramme n°2	900	1213	1653	2137

Afin d'estimer le surcoût dû aux pertes supplémentaires liées à l'échange de Q, nous prenons ici – comme dans le cas des alternateurs – deux prix moyens de marché (prix de base de 42 euros/MWh et celui de pointe de 53 euros/MWh). Le tableau 24 résume les résultats de ce calcul dans le cas de l'histogramme n°1.

Concernant le surcoût dû aux pertes supplémentaires liées au surdimensionnement des EnR (cas de l'histogramme n°1), nous prenons un coût du MWh entre 68 et 82 euros dans le cas des éoliennes onshore ; entre 90 et 130 euros dans le cas des éoliennes offshore ; et 120 euros dans le cas des PV [9]. De plus, le surcoût calculé au prix moyen de base du marché (42 euros/MWh) est montré à titre indicatif. Les résultats sont présentés dans le tableau 25.

Tableau 24 : Pertes supplémentaires liées à l'échange de puissance réactive - Histogramme n°1 – plage réactive [Q_{MIN} ; Q_{MAX}]

Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
Surcoût en euros – Eoliennes onshore Coût hypothèse : 42€/MWh (53€/MWh)	ΔW = 899 MWh 37,7 k€/an (47,6 k€/an)	ΔW = 1203 MWh 50,5 k€/an (63,8 k€/an)	ΔW = 1631 MWh 68,5 k€/an (86,4 k€/an)	ΔW = 2100 MWh 88,2 k€/an (111,3 k€/an)
Surcoût en euros – Eoliennes offshore Coût hypothèse : 42€/MWh (53€/MWh)	ΔW = 751 MWh 31,5 k€/an (39,8 k€/an)	ΔW = 1020 MWh 42,9 k€/an (54,1 k€/an)	ΔW = 1405 MWh 59,0 k€/an (74,5 k€/an)	ΔW = 1835 MWh 77,1 k€/an (97,3 k€/an)
Surcoût en euros – PV Coût hypothèse : 42€/MWh (53€/MWh)	ΔW = 1086 MWh 45,6 k€/an (57,5 k€/an)	ΔW = 1424 MWh 59,8 k€/an (75,5 k€/an)	ΔW = 1888 MWh 79,3 k€/an (100,1 k€/an)	ΔW = 2391 MWh 100,4 k€/an (126,7 k€/an)

Tableau 25 : Pertes supplémentaires liées au surdimensionnement des éoliennes onshore - Histogramme n°1 – plage réactive [Q_{MIN} ; Q_{MAX}]

Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
Surcoût en euros Coût hypothèse : 82€/MWh ↕ 68€/MWh (42€/MWh)	ΔW = 871 MWh 71,4 k€/an ↕ 59,2 k€/an (36,6 k€/an)	ΔW = 1167 MWh 95,7 k€/an ↕ 79,4 k€/an (49,0 k€/an)	ΔW = 1584 MWh 129,9 k€/an ↕ 107,7 k€/an (66,5 k€/an)	ΔW = 2043 MWh 167,5 k€/an ↕ 138,9 k€/an (85,8 k€/an)

4 Conclusion

A partir des résultats obtenus dans cette étude, nous avons des remarques suivantes :

- *Le coût de surdimensionnement* : les puissances du surdimensionnement (ΔS_{dim}) des deux types de production (alternateurs et EnR) sont voisines l'une de l'autre. Par contre, en raison du coût d'investissement beaucoup plus élevé des convertisseurs de puissance, le surcoût des EnR est beaucoup plus important.
- *Impact du surdimensionnement sur la limite en absorption de puissances réactive* : dans le cas des alternateurs à pôles lisses, le surdimensionnement impacte très peu sur Q_{min} ; celui-ci est plus visible dans le cas des alternateurs à pôles saillants. C'est plutôt dans le cas des EnR que nous gagnerons de façon importante la capacité en absorption en surdimensionnant des groupes.
- *Le coût lié aux pertes supplémentaires* : dans le cas des alternateurs, le surdimensionnement permet de réduire les pertes (fonctionnement en histogrammes Q) et donc le coût lié à l'échange de puissance réactive. En revanche, les pertes et le coût augmentent avec le surdimensionnement des groupes EnR.

Références

[1] Arrêté du 23 avril 2008 (modifié par l'arrêté du 6 juillet 2010) relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique

[2] P.Bastard, « Conséquences pour les producteurs raccordés au réseau de transport d'électricité des contraintes de fourniture de puissance réactive », rapport d'étude pour la CRE, 2002

[3] RTE, Documentation Technique de Référence, article 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive », 2014

[4] U.S. Department of Energy, « Infrastructure Security and Energy Restoration Office of Electricity Delivery and Energy Reliability », 2012

[5] Techniques de l'Ingénieur D3550, « Alternateurs synchrones de grande puissance (partie 1) », 2002

[6] S. Fairfax et al, « Marginal Cost of Reactive Power Capability in a 1 MW Distributed Energy Resource»

[7] N.R. Ullah et al, « Wind Farms as Reactive Power Ancillary Service Providers – Technical and Economic Issues», IEEE Trans. Energy Conversion, 2009

[8] Semikron, « Application Manual Power Semiconductors», 2011

[9] Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, « Les tarifs d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables et la cogénération», version 2009 (mis à jour 5 novembre 2014)

Annexe

A1. Données de calcul

Données de l'alternateur

```
rend = 0.987;    % rendement de l'alternateur
pstat = 29;      % répartition des pertes: stator (%)
prot = 20;       % répartition des pertes: rotor (%)
xd = 2.81        % réactance synchrone (machine à pôles lisses)
Ifn = 400 A      % courant d'excitation nominal
```

Valeurs retenues de la réactance pour étudier la limite de stabilité

machine à pôles lisses (groupes nucléaires)	machine à pôles saillants (groupes hydrauliques)
• xd = 2.81 (Pmax = 1300 MW) • xd = 2.91 (Pmax = 1450 MW) • xd = 2.5 (Pmax = 900 MW)	• xd = 1.5 pu ; xq = 0.9 pu (Sn = 200 MVA) • xd = 1.2 pu ; xq = 0.8 pu (Sn = 100 MVA)

Données du transformateur de groupe HTA/HTB

```
ucc = 0.14       % tension de court-circuit du transformateur
Rt/Xt = 1/28;    % rapport résistance/réactance des enroulements
```

Données du transformateur BT/HTA

```
ucc = 0.06       % tension de court-circuit du transformateur
Rt/Xt = 1/28;    % rapport résistance/réactance des enroulements
```

Données des câbles 33 kV

```
L = 1 km ;       % longueur d'un tronçon de câble
rc = 0.06;       % Ohm/km, résistance linéique
lc = 0.35e-3;    % H/km, inductance linéique
cc = 0.28e-6;    % F/km, capacité linéique
```

Données IGBT (Semikron SKiip 1803 GB172-3DW V3)

```
% IGBT
Tj = 125;        %°C température de la jonction
Vce0 = 0.9;      % tension « seuil » en Volt
rce = 1.4e-3;    % résistance en conduction, ohm
Tref = 125;      % température de référence,°C
Vref = 1200;     % tension DC de référence, Volt
Iref = 900;      % courant DC de référence, A
Eonoff = 863e-3;% énergie de commutation (= Eon+Eoff), en J
Icnom = 1800;    % courant nominal de la puce IGBT, A

% diode
VF0 = 0.8;       % tension « seuil » en Volt
rF = 1.1e-3;     % résistance en conduction, ohm
Err = 0.128;     % énergie de recouvrement % J

% Paramètres de fonctionnement de l'onduleur
```

```
Unond = 690;      % tension à la sortie alternative en Volt
fsw = 2000;       % fréquence de commutation en Hertz
Vcc = 1200;       % tension du bus continu en Volt
```

Listes des modules IGBT testés

- SKiiP 513 GD172-3DUL V3 (Icnom = 500 A)
- SKiiP 603 GD172-3DUL V3 (Icnom = 570 A)
- SKiiP 1513 GB172-3DW V3 (Icnom = 1500 A)
- SKiip 1803 GB172-3DW V3 (Icnom = 1800 A)
- SKiiP 2403 GB172-4DW V3 (Icnom = 2400 A)
- SKiiP 3614 GB17E4-6DUW (Icnom = 3600 A)

A2. Pertes en MWh des EnR - la plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tableau 26 : Pertes MWh des éoliennes onshore sur une année – plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes W (MWh)	Q_{res} = 0 (cte)	2037	2028	2017	2007
	histogramme n°1	2574	2825	3186	3589
	histogramme n°2	2621	2893	3283	3718
	Q_{res} = Q_{max} (cte)	4147	5114	6483	7998

Tableau 27 : Pertes MWh des éoliennes offshore sur une année – plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes W (MWh)	Q_{res} = 0 (cte)	3882	3850	3810	3770
	histogramme n°1	4317	4509	4797	5128
	histogramme n°2	4360	4572	4889	5252
	Q_{res} = Q_{max} (cte)	5695	6565	7830	9258

Tableau 28 : Pertes MWh des PV sur une année – plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes W (MWh)	Q_{res} = 0 (cte)	1039	1039	1038	1037
	histogramme n°1	1720	2018	2430	2880
	histogramme n°2	1772	2090	2530	3009
	Q_{res} = Q_{max} (cte)	3497	4519	5940	7494

Pertes supplémentaires MWh :

Tableau 29 : Pertes supplémentaires des éoliennes onshore liées à l'échange de puissance réactive – plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes supp. ΔW (MWh)	histogramme n°1	537	797	1169	1583
	histogramme n°2	584	865	1266	1711

Tableau 30 : Pertes supplémentaires des éoliennes offshore liées à l'échange de puissance réactive – plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes supp. ΔW (MWh)	histogramme n°1	436	659	986	1358
	histogramme n°2	479	722	1078	1482

Tableau 31 : Pertes supplémentaires des PV liées à l'échange de puissance réactive – plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,32	0,4	0,5	0,6
pertes supp. ΔW (MWh)	histogramme n°1	681	979	1393	1843
	histogramme n°2	733	1051	1492	1971

Tableau 32 : Pertes supplémentaires des éoliennes onshore liées au surdimensionnement – plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,4	0,5	0,6
pertes supp. ΔW (MWh)	histogramme n°1	252	612	1015
	histogramme n°2	272	662	1097

Tableau 33 : Pertes supplémentaires des éoliennes offshore liées au surdimensionnement – plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,4	0,5	0,6
pertes supp. ΔW (MWh)	histogramme n°1	192	479	811
	histogramme n°2	212	528	891

Tableau 34 : Pertes supplémentaires des PV liées au surdimensionnement – plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tanφ		0,4	0,5	0,6
pertes supp. ΔW (MWh)	histogramme n°1	297	710	1160
	histogramme n°2	318	758	1237

Tableau 35 : Pertes supplémentaires liées à l'échange de puissance réactive - Histogramme n°1 – plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tanφ	0,32	0,4	0,5	0,6
Surcoût en euros – Eoliennes onshore Coût hypothèse : 42€/MWh (53€/MWh)	ΔW = 537 MWh 22,6 k€/an (28,5 k€/an)	ΔW = 797 MWh 33,5 k€/an (42,3 k€/an)	ΔW = 1169 MWh 49,1 k€/an (62,0 k€/an)	ΔW = 1583 MWh 66,5 k€/an (83,9 k€/an)
Surcoût en euros – Eoliennes offshore Coût hypothèse : 42€/MWh (53€/MWh)	ΔW = 436 MWh 18,3 k€/an (23,1 k€/an)	ΔW = 659 MWh 27,7 k€/an (34,9 k€/an)	ΔW = 986 MWh 41,4 k€/an (52,3 k€/an)	ΔW = 1358 MWh 57,0 k€/an (72,0 k€/an)
Surcoût en euros – PV Coût hypothèse : 42€/MWh (53€/MWh)	ΔW = 681 MWh 28,6 k€/an (36,1 k€/an)	ΔW = 979 MWh 41,1 k€/an (51,9 k€/an)	ΔW = 1393 MWh 58,5 k€/an (73,8 k€/an)	ΔW = 1843 MWh 77,4 k€/an (97,7 k€/an)

Tableau 36 : Pertes supplémentaires liées au surdimensionnement des EnR – Histogramme n°1 – plage réactive [-Q_{MAX} ; Q_{MAX}]

Tanφ	0,4	0,5	0,6
Surcoût en euros – Eoliennes onshore Fourchette hypothèse : ↕ 82€/MWh ↕ 68€/MWh (42€/MWh)	ΔW = 252 MWh ↕ 20,6 k€/an ↕ 17,1 k€/an (10,6 k€/an)	ΔW = 612 MWh ↕ 50,2 k€/an ↕ 41,6 k€/an (25,7 k€/an)	ΔW = 1015 MWh ↕ 83,3 k€/an ↕ 69,1 k€/an (42,7 k€/an)

Surcoût en euros – Eoliennes offshore Fourchette hypothèse : 130€/MWh 90€/MWh (42€/MWh)	ΔW = 192 MWh 24,9 k€/an 17,3 k€/an (8,1 k€/an)	ΔW = 479 MWh 62,3 k€/an 43,1 k€/an (20,1 k€/an)	ΔW = 811 MWh 105,4 k€/an 73,0 k€/an (34,1 k€/an)
Surcoût en euros - PV Coût hypothèse : 120€/MWh (42€/MWh)	ΔW = 297 MWh 35,7 k€/an (12,5 k€/an)	ΔW = 710 MWh 85,2 k€/an (29,8 k€/an)	ΔW = 1160 MWh 139,2 k€/an (48,7 k€/an)