

L'Allocation des Transits: Vers un Marché Plus Performant?

Y. Phulpin, M. Hennebel et S. Plumel

Résumé—Dans le contexte de l'ouverture des marchés de l'électricité, l'allocation des pertes actives et des congestions est devenue un problème stratégique pour les gestionnaires de réseau de transport et les régulateurs. Le fonctionnement optimal du marché passe par l'intégration des coûts réels de transport de l'électricité. C'est pourquoi différentes méthodes de calcul de prix zonaux ou nodaux ont été développées dans les dix dernières années [1]-[3], [12]. Ce papier reprend les méthodes « des domaines », « proportionnelle globale » et « des moindres distances » qui sont basées sur une allocation des transits de puissance active et les compare dans le cadre de l'intégration du coût des pertes actives dans le marché électrique. La définition de l'équilibre du marché étant un problème non linéaire, un algorithme génétique est utilisé. Les trois méthodes analysées sont appliquées au réseau IEEE 14 nœuds et comparées à la méthode du timbre poste pour des niveaux de charges permettant de tenir compte du comportement inductif ou capacitif du réseau.

TLA_{Gi} : Pertes actives allouées au générateur i en MW
 TLA_{Dj} : Pertes actives allouées à la charge j en MW
 K_G : Coefficient d'allocation aux générateurs
 K_D : Coefficient d'allocation aux charges
 PC_{Gi} : Coût total de production du générateur i en e€ (euros expérimentaux : unité monétaire fictive)
 CPC_{Gi} : Coût de production hors pertes du générateur i en e€/MW
 CP_{Gi} : Puissance vendue par le générateur i en MW
 TLC_{Gi} : Coût des pertes allouées au générateur i en e€/MW
 MP_{Gi} : Offre de prix du générateur i pour fournir un MW supplémentaire en e€/MW
 GDC : Coût global de production en e€
 GDC_{OPF} : Coût global de production pour le plan de production optimal (OPF) en e€
 I_N : Surcoût de Production en %

I. NOMENCLATURE

N_G : Nombre de générateurs
 N_D : Nombre de charges
 N_L : Nombre de lignes
 P_{Gi} : Injection de puissance active par le générateur i en MW
 P_{Dj} : Soutirage de puissance active par la charge j en MW
 P_{Lk} : Pertes actives sur la ligne k en MW
 GD_{ij} : Echange bilatéral entre le générateur i et la charge j en MW
 GD_{ijk} : Transit de puissance active sur la ligne k du à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j en MW
 γ_{ijk} : Power Transfer Distribution Factor (PTDF) de la ligne k correspondant à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j
 LGD_{ijk} : Facteur d'allocation des pertes actives de la ligne k correspondant à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j
 β_{ijk} : Facteur de terme croisé de la ligne k correspondant à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j
 TLA_{ijk} : Pertes actives sur la ligne k allouées à l'échange bilatéral entre le générateur i et la charge j en MW

II. INTRODUCTION

DANS le contexte actuel de l'ouverture des marchés de l'électricité, allouer équitablement les coûts de transport est un élément clé pour la performance du système électrique. Or, l'allocation traditionnelle consistant à répartir les coûts globaux du système de transmission proportionnellement au soutirage moyen ou maximal de chaque acteur ne semble pas suffisamment performante pour limiter les pertes actives ou éviter les congestions sur le réseau [10]. Ainsi, de nombreux groupes de recherche ont proposé des méthodes d'allocation nodale des pertes actives ou des congestions [1]-[3] [12]. Ces méthodes, basées sur des facteurs incrémentaux ou sur une allocation des transits permettent d'obtenir une répartition rationnelle des coûts communs qui prend en compte la configuration du réseau ainsi que les niveaux d'injection de chacun. Si l'application de ces méthodes est réellement l'allocation des pertes actives sur le réseau de transport de l'électricité, l'efficacité de leur intégration dans un marché de l'électricité n'a pas encore été comparée. Ce papier propose ainsi une méthode de validation et de mesure de la qualité des méthodes d'allocation des transits basée sur un marché de l'électricité sans congestions mais intégrant les coûts des pertes actives.

Dans la première partie, les méthodes d'allocation des pertes actives sont reprises. Ensuite, un modèle simple de marché de l'électricité est proposé. Les méthodes d'allocation des transits sont finalement analysées et comparées dans ce cadre.

III. L'ALLOCATION DES PERTES ACTIVES

Pour la plupart des gestionnaires de réseaux européens [13], les pertes actives sont allouées aux demandes suivant le principe du timbre poste (PS) [4] décrit par les équations (1) et (2). Seules les volumes de production ou de demande sont alors pris en compte, et non la configuration du réseau.

$$TLA_{G_i} = K_G \times \sum_{k=1}^{N_L} P_{L_k} \times \frac{P_{G_i}}{\sum_{i=1}^{N_G} P_{G_i}} \quad (1)$$

$$TLA_{D_j} = K_D \times \sum_{k=1}^{N_L} P_{L_k} \times \frac{P_{D_j}}{\sum_{j=1}^{N_D} P_{D_j}} \quad (2)$$

avec K_G et K_D les coefficients d'allocation, de sorte que $K_G + K_D = 1$.

Cependant, cette méthode ne donne pas de résultats satisfaisants dans le cas d'un marché de l'électricité [10]. D'autres méthodes basées sur des échanges bilatéraux ou sur une allocation des transits ont donc été proposées. Elles sont résumées dans la Fig. 1 et décrites ci-dessous.

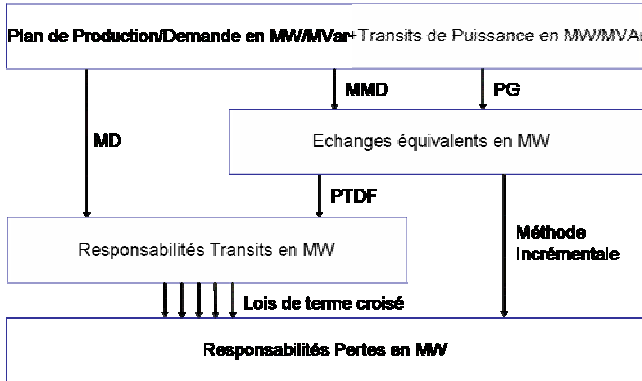


Fig. 1. Processus d'allocation des pertes actives aux acteurs

A. L'Allocation des Transits

L'électricité n'étant pas « traçable » par nature, l'allocation des transits relève de l'acceptation de plusieurs hypothèses physiques ou non. Les transits alloués doivent toutefois respecter les caractéristiques du réseau électrique en terme de transits totaux sur les lignes et de puissance totale consommée ou injectée par les acteurs [1].

1) La Méthode dite « des Domaines » (MD)

Cette méthode, notamment utilisée en Grande-Bretagne, s'appuie sur une décomposition du réseau en domaines suivant les transits de puissance active déterminés par le calcul de transits de puissance [1]. L'hypothèse de répartition proportionnelle des transits est également utilisée : un flux entrant dans un noeud est responsable de chaque flux sortant à hauteur de sa contribution au flux entrant total.

Cette méthode est relativement simple car elle distingue clairement puissance active et puissance réactive. C'est aussi un défaut car elle occulte la dualité entre puissances active et réactive.

2) Les Méthodes Basées sur les PTDF

L'utilisation de la matrice γ des PTDF (Power Transfer Distribution Factors) est une méthode souvent utilisée pour l'allocation des transits [5]. Elle est intéressante dans la mesure où elle alloue les transits linéairement par rapport à des échanges bilatéraux de puissance active. L'approximation du courant continu est utilisée, ce qui permet d'obtenir une matrice γ identique quelque soit le plan de production ou de demande, avec une faible marge d'erreur [6]. La responsabilité sur les transits est alors définie comme suit :

$$GD_{ijk} = \gamma_{ijk} \times GD_{ij} \quad (3)$$

Différentes méthodes existent pour déterminer les échanges bilatéraux équivalents GD_{ij} , il existe effectivement une infinité de possibilités d'échanges bilatéraux équivalents.

a) La méthode dite « Proportionnelle Globale » (PG)

Cette méthode définit des échanges bilatéraux équivalents à partir du plan de charge et de demande uniquement: un générateur alimente chaque demande proportionnellement à sa contribution dans la production totale [2].

b) La méthode dite « des Moindres Distances » (MMD)

Cette méthode est basée sur la définition de zones de minimum de pertes [12]. Un procédé itératif définit des échanges équivalents basés sur le plan de production/demande et sur la configuration du réseau.

3) Autres méthodes

D'autres méthodes, telles que l'allocation des bus en Z [7], permettent la définition d'une matrice d'échanges bilatéraux basés sur la configuration du réseau ainsi que sur le plan de production/demande. Elles ne sont pas traitées dans cet article.

B. L'Allocation des Pertes Actives

L'allocation des pertes actives à des échanges bilatéraux ou à des transits partiels est délicate du fait de la non linéarité des pertes actives par rapport au transit de puissance active. Des méthodes ont toutefois été proposées pour les allouer.

1) Méthodes Incrémentales

Ces méthodes reposent sur des coefficients de sensibilités pour les pertes actives déterminés comme la dérivée partielle des pertes actives totales sur le réseau par rapport à un échange bilatéral donné [11]. Une version d'allocation incrémentale améliorée ne considère que les dérivées partielles positives (pas de contre-flux) [8].

L'application de ces méthodes est difficile du fait de l'obligation de calculer les facteurs incrémentsaux pour chaque point de fonctionnement du réseau et de la difficulté de l'intégration de ces dérivées partielles [9]. Leurs résultats sont donc peu applicables et ne seront pas développés dans ce papier.

2) Lois de termes croisés

Basées sur l'aspect quadratique des pertes sur chaque ligne du réseau, les lois de termes croisés permettent d'allouer les pertes actives aux transits partiels déterminés précédemment. Les pertes actives étant quasiment proportionnelles au carré du transit de puissance active sur la ligne on peut écrire [8]:

$$TLA_{ijk} = \frac{LGD_{ijk}}{\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} LGD_{mnk}} \times P_{L_k} \quad (4)$$

avec:

$$\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} LGD_{mnk} = \left(\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} GD_{mnk} \right)^2 \quad (5)$$

Pour un transit donné, on peut définir la responsabilité sur les pertes actives suivante:

$$LGD_{ijk} = (1 - \beta_{ijk}) \times GD_{ijk}^2 + \beta_{ijk} \times GD_{ijk} \times \sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} GD_{mnk} \quad (6)$$

où:

$$\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} \beta_{mnk} = N_G \times N_D \quad (7)$$

Aussi, différentes lois existent pour la définition de β_{ijk} .

a) Allocation Simple : AS

Selon l'allocation simple [8],

$$\beta_{ijk} = 1 \quad (8)$$

b) Allocation quadratique : AQ

Selon l'allocation quadratique [8],

$$\beta_{ijk} = \frac{(N_G \times N_D) \times GD_{ijk}^2}{\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} GD_{mnk}^2} \quad (9)$$

c) Allocation simple à responsabilités limitées: ASRL

L'allocation reprend les principes de l'allocation simple, mais fixe une limite quant à la valorisation des contreflux:

$$\begin{cases} LGD_{ijk}^+ = LGD_{ijk} & \text{si } LGD_{ijk} > 0 \\ LGD_{ijk}^- = LGD_{ijk} & \text{si } LGD_{ijk} \leq 0 \end{cases} \quad (10)$$

$$\text{si } \frac{\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} LGD_{mnk}^+}{\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} LGD_{mnk}} > k$$

$$\begin{cases} TLA_{ijk}^+ = k \times \frac{LGD_{ijk}^+}{\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} LGD_{mnk}^+} \times P_{L_k} \\ TLA_{ijk}^- = k \times \frac{LGD_{ijk}^-}{\sum_{m=1}^{N_G} \sum_{n=1}^{N_D} LGD_{mnk}^-} \times P_{L_k} \end{cases} \quad (11)$$

On a choisi $k=2$ dans cette étude.

IV. INTEGRATION DU COUT DES PERTES ACTIVES DANS UN MARCHÉ

Toute mesure de la qualité d'une méthode d'allocation des pertes actives n'a de sens que si elle est appliquée dans un marché de l'électricité. Effectivement, le choix d'une méthode ou d'une autre doit inciter les acteurs à adapter leur comportement à la configuration du réseau et au plan de production/demande. Dans le marché considéré, les demandes sont considérées inélastiques (c'est-à-dire que le prix de l'électricité n'influe pas sur leur comportement). L'intégralité des responsabilités sur les pertes actives est donc allouée aux acteurs en mesure d'adapter leur comportement aux prix du marché: les générateurs.

Le processus d'évaluation est décrit dans le cadre du réseau standard décrit en Fig. 2. Les caractéristiques des lignes sont: $R=0.05 \Omega/\text{km}$ et $L\omega=0.4 \Omega/\text{km}$ (caractéristiques valables pour des réseaux THT 225/400 kV). La tension de consigne des générateurs est 220 kV et leur fonction de coût de production est décrite en Fig. 3. Le plan de production optimal est alors: $P_{G1}=81.18 \text{ MW}$ et $P_{G2}=124.26 \text{ MW}$ pour un coût total de $GDC_{OPF}=9784,35 \text{ e€}$.

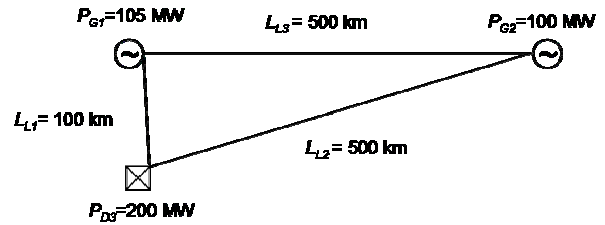


Fig. 2. Réseau simple de validation du processus d'évaluation

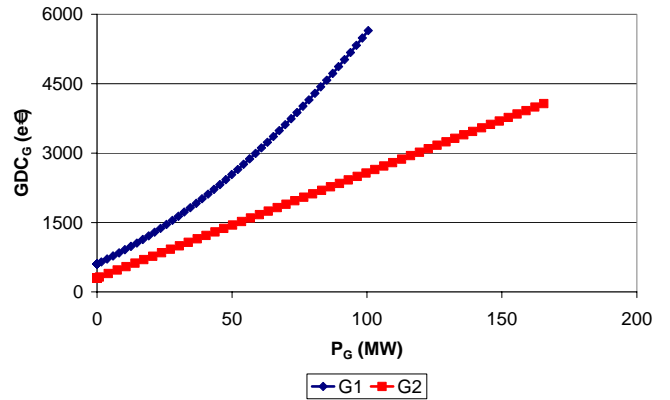


Fig. 3. Fonctions de coût de production des générateurs pour l'exemple simple

A. Algorithme de Recherche de l'Equilibre du Marché

La non linéarité de l'allocation des pertes impose l'utilisation d'un algorithme d'optimisation de systèmes non linéaires. Un algorithme génétique permet de déterminer l'état d'équilibre du marché et de calculer le coût total de production.

1) Etat d'Equilibre du Marché

L'état d'équilibre du marché est défini par le plan de production où le dernier MW acheté l'est au prix le plus faible possible. L'offre marginale des générateurs est alors la plus faible possible :

$$(P_{G_i})_{Equilibre} = \min_{n \in N} (\max_{i=1:G} (MP_{G_i})) \quad (12)$$

Pour déterminer cet état d'équilibre, une population initiale est donc constituée de différents plans de production respectant l'équilibre :

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{G_i} = \sum_{j=1}^{N_D} P_{D_j} + \sum_{k=1}^{N_L} P_{L_k} \quad (13)$$

Les plans de production les plus proches de l'équilibre du marché seront conservés, croisés et mutés jusqu'à ce que l'équilibre du marché soit trouvé.

2) Calcul de l'offre des générateurs

Pour un plan de production donné, par exemple $P_{D1}=200$ MW, $P_{G1}=81.18$ MW et $P_{G2}=124.26$ MW, on alloue les pertes actives (ici 5.44 MW) grâce à la méthode d'allocation testée (MD-AQ pour l'exemple).

On obtient ainsi les responsabilités de G_1 et G_2 sur les pertes actives : $TLAG_1=1.10$ MW et $TLAG_2=4.34$ MW.

Les Générateurs peuvent donc vendre respectivement $CP_{G1}=80.08$ MW et $CP_{G2}=119.92$ MW.

D'après les lois de coûts définis en Fig. 3 et dérivés en Fig. 4, leur prix de production marginale vaut donc $CPC_{G1}=63.72$ e€/MW et $CPC_{G2}=59.15$ e€/MW.

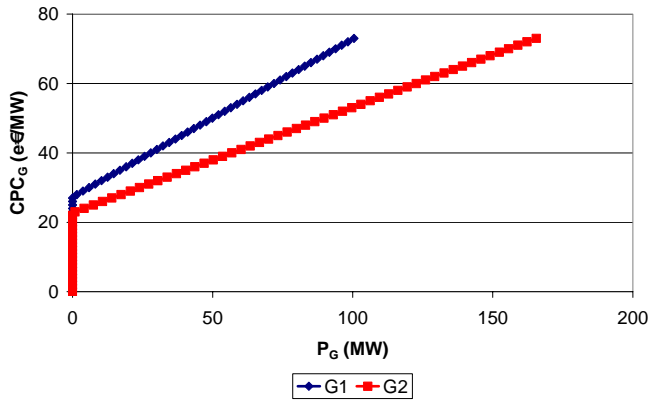


Fig. 4. Fonction de coût marginal de production des générateurs pour l'exemple simple

En intégrant leurs coûts de pertes actives à ces offres marginales, ils doivent respectivement ajouter $TLC_{G1}=0.80$ e€/MW et $TLC_{G2}=2.13$ e€/MW. Leurs offres de prix valent donc $MP_{G1}=64.52$ e€/MW et $MP_{G2}=61.28$ e€/MW.

Le coût marginal sur le marché est donc considéré comme valant : $\max(MP_{G1}, MP_{G2})=64.52$ e€/MW.

Il apparaît de façon évidente qu'en réduisant la production de G_1 et en augmentant celle de G_2 , on s'approchera de l'équilibre du marché.

3) Résultats de l'Exemple Simple

Les résultats obtenus dans le cas du timbre poste et de la méthode MD-AS sont présentés ci-dessous. On peut observer que l'utilisation d'une méthode nodale adaptée permet d'approcher plus efficacement l'OPF.

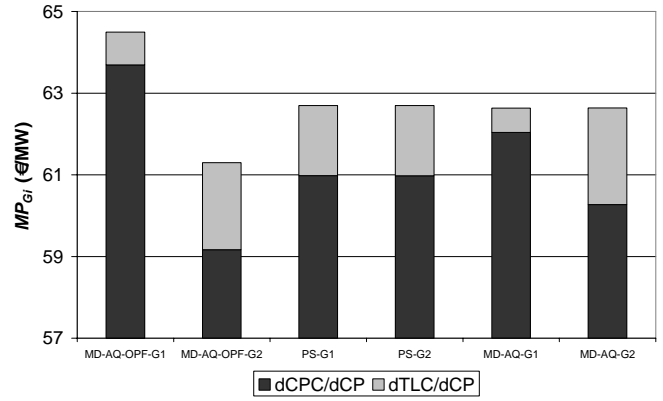


Fig. 5. Offre des générateurs de l'exemple simple dans le cas de l'OPF, avec la méthode du timbre poste (PS) et avec la méthode MD-AQ

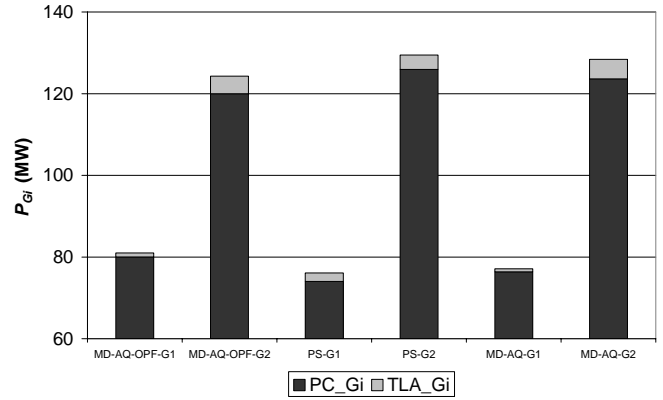


Fig. 6. Plan de production de l'exemple simple pour l'OPF et à l'équilibre du marché avec la méthode du timbre poste (PS) et avec la méthode MD-AQ

4) Mesure de l'Incitation

Une tarification idéale des pertes actives inciterait les producteurs à produire au niveau du plan de production optimal (OPF). Le surcoût de production défini ci-dessous serait alors minimal.

$$I_N = \left(\frac{GDC}{GDC_{OPF}} - 1 \right) \times 100 \quad (14)$$

Dans le cas de l'exemple standard traité ci-dessus, on obtient pour le timbre poste $I_N=0,067$, et pour la méthode MD-AS, $I_N=0,063$. Soit un gain de 0,004%.

B. Application dans le cas du réseau IEEE à 14 noeuds

Les méthodes d'allocations de transits MD, PG et MMD associées aux méthodes d'allocation des pertes AS et AQ ont été testées dans le cadre du réseau test IEEE à 14 noeuds présenté Fig. 7 et dans les Tableaux I et II.

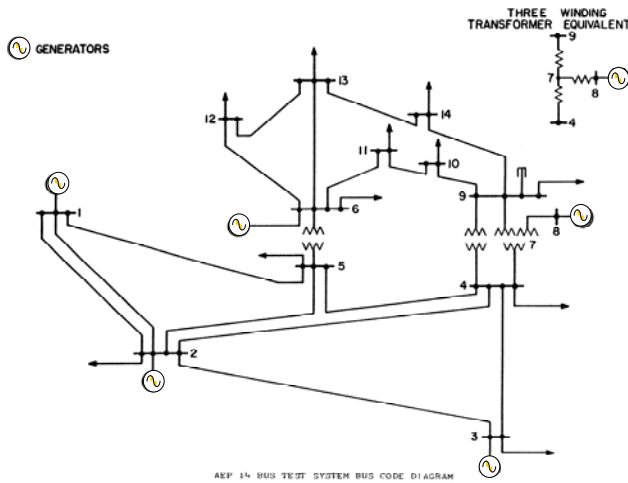


Fig. 7. Réseau IEEE 14 nœuds

TABLEAU I
CONFIGURATION STANDARD DU RESEAU IEEE 14 NOEUDS

Bus	P_D	Q_D	P_G	Q_G	V	θ
1	0	0.7	109.2	0	1.06	0
2	21.7	19.8	80	0	1.04	-2.02
3	94.2	19	14	8.2	1.01	-8.30
4	47.8	0	0	3.9	1.04	-5.98
5	7.6	0	0	1.6	1.04	-4.80
6	11.2	7.5	50	30.2	1.07	-5.72
7	0	0	0	0	1.06	-7.18
8	0	0	12	20.9	1.09	-6.12
9	29.5	16.6	0	19	1.05	-8.49
10	9	5.8	0	0	1.04	-8.28
11	3.5	1.8	0	0	1.05	-7.14
12	6.1	1.6	0	0	1.05	-6.72
13	13.5	5.8	0	0	1.05	-6.94
14	14.9	5	0	0	1.03	-8.82

Les injections sont en MW ou MVar. Les tensions en p.u., et les angles en degrés

TABLEAU II
FLUX STANDARDS DANS LES LIGNES DU RESEAU IEEE 14 NOEUDS

Branch	P_{FROM}	Q_{FROM}	P_{TO}	Q_{TO}	
1	2	67.91	-0.09	-66.28	-2.33
2	3	57.59	-4.33	-51.88	10.46
2	4	40.92	-2.62	-37.92	3.82
1	5	41.46	0.13	-38.97	2.42
2	5	29.39	-1.77	-27.21	1.46
3	4	-23.34	4.87	25.02	-5.61
4	5	-50.19	5.41	52.41	-9.02
9	10	-5.57	0.93	5.82	-1.54
6	11	15.23	-3.22	-14.34	2.27
6	12	8.91	-1.91	-8.46	1.22
6	13	22.96	-4.95	-21.61	3.35
9	14	6.20	-2.08	-5.86	1.45
10	11	-10.62	2.11	11.26	-2.92
12	13	2.58	-0.64	-2.48	0.37
13	14	10.37	-2.63	-9.59	2.13

Les injections sont en MW ou MVar.

1) Fonction Coût des Générateurs

Dans le cadre des simulations, les générateurs ont une fonction coût de la forme :

$$GDC_{G_i} = a_{G_i} + b_{G_i} \times CP_{G_i} + c_{G_i} \times CP_{G_i}^2 \quad (13)$$

Avec les coefficients donnés dans le tableau III.

TABLEAU III
COEFFICIENTS DE LA FONCTION COUT DES GENERATEURS POUR LE RESEAU IEEE 14 NOEUDS

Generato r	$P_{G_{i\min}}$	$P_{G_{i\max}}$	a_{G_i}	b_{G_i}	c_{G_i}
1	22	110	151.8	22.50	0.1518
2	16	80	606.6	27.30	0.2274
3	14	70	303.6	22.74	0.1518
6	18	90	379.2	30.36	0.0756
8	12	60	454.8	22.74	0.2274

Les injections sont en MW, a_{G_i} en e€, b_{G_i} en e€/MW, c_{G_i} en e€/MW²

2) Scénarios testés :

Les méthodes d'allocation des transits sont testées pour deux types de niveau de charge : réseau inductif et réseau capacitif. Pour chacun d'eux, plusieurs configurations sont choisies. Les conditions de test sont décrites dans le Tableau IV.

TABLEAU IV
SCENARIOS DE TEST

Scenario	Etat du Réseau	injections	demandes
1	Inductif	Id Tableau III	Id Table III
2	Inductif	Id Tableau III	$P_{Dj} = 125\%$
3	Inductif	Id Tableau III	$P_{D2} = 0$
4	Inductif	Id Tableau III	$P_{D4} = 0$
5	Inductif	Id Tableau III	$P_{D6} = 0$
6	Inductif	Id Tableau III	$P_{D9} = 0$
7	Inductif	Id Tableau III	$P_{D13} = 0$
8	Inductif	Id Tableau III	$P_{D14} = 0$
9	Inductif	$P_{G2}=0$	Id Tableau III
10	Inductif	$P_{G3}=0$	Id Tableau III
11	Inductif	$P_{G6}=0$	Id Tableau III
12	Inductif	$P_{G8}=0$	Id Tableau III
13	capacitif	Id Tableau III	$P_{Dj} = 75\%$
14	capacitif	Id Tableau III	$P_{Dj} = 50\%$
15	capacitif	Id Tableau III	$P_{Dj} = 25\%$
16	capacitif	Id Tableau III	$P_{D3} = 0$

Les injections sont en MW

3) Résultats:

a) Réseau inductif :

Les résultats obtenus dans le cadre d'un réseau inductif, soit normalement chargé (scénarios 1, 5-8 et 10-14), sont présentés en Fig.8.

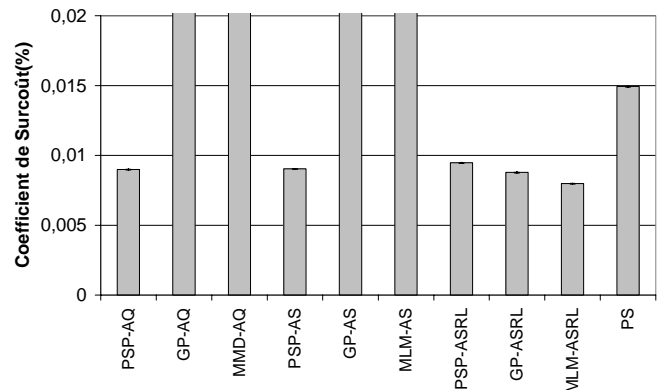


Fig. 8. Valeur moyenne du coefficient de surcoût des méthodes d'allocation des pertes actives pour un réseau inductif (l'écart type étant quasi nul)

On remarque que la méthode d'allocation quadratique des

perdes n'est pas adaptée aux méthodes PG et MMD. En effet, les contre-flux sont pénalisés par une responsabilité sur les pertes importante. Dans ce cadre, le signal économique est mal perçu par les générateurs. De la même façon, l'allocation simple des pertes défavorise les allocations par échanges bilatéraux et PTFD puisque les contre-flux atteignent des valeurs importantes et que de nombreuses pertes fictives de valorisation des contre flux sont allouées aux générateurs responsables des flux principaux. Cette inefficacité s'explique par le fait que ces méthodes ont été développées en rapport avec la méthode PSP qui est efficace pour le marché anglais, dont le réseau compte peu de contre-flux.

Par contre, les méthodes GP et MLM se révèlent nettement plus efficaces dans le cadre d'une allocation des pertes actives simple à responsabilités limitées où la valorisation des contre-flux est également limitée.

Les gains par rapport à l'OPF sont importants dans la mesure où on peut éviter 40% des surcoûts liés à l'utilisation du timbre poste.

b) Réseau capacitif:

Les résultats obtenus dans le cadre d'un réseau capacitif, soit sous-chargé, sont présentés en Fig.9.

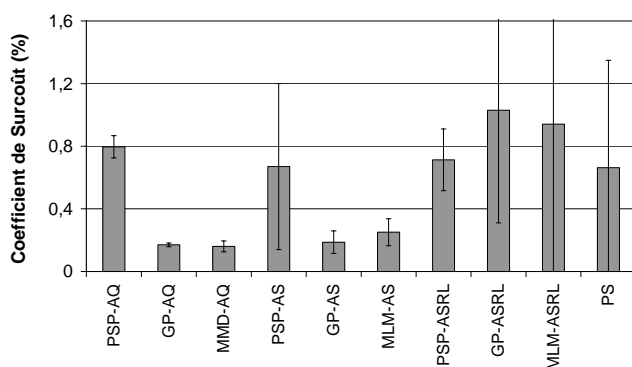


Fig. 9. Valeur moyenne et écart-type du coefficient de surcoût des méthodes d'allocation des pertes actives pour un réseau capacitif

On remarque que le surcoût relatif est beaucoup plus important. Allouer les pertes actives en fonction des transits de puissance active a effectivement un sens seulement lorsque ceux-ci sont la cause principale des pertes actives.

L'efficacité relative des méthodes utilisées est ainsi quasiment l'inverse de celle du réseau inductif, la valeur des pertes actives étant alors beaucoup plus dépendante des valeurs de la tension aux nœuds pilotes que des transits de puissance active.

Les méthodes ne prenant en compte les injections et demandes de puissance réactive (comme PSP ou PS) dans aucune étape de l'allocation sont alors nettement moins efficaces. En effet, l'intégralité des pertes actives est alors répartie suivant les injections et demandes de puissance active. Trop de pertes actives sont donc allouées aux alternateurs d'où l'inefficacité du signal économique. Dans ce cadre, une sur responsabilisation des contre-flux semble être un meilleur signal économique. Certaines méthodes sont donc

relativement performantes dans ce cadre avec un gain de l'ordre de 70% par rapport au « timbre poste ».

c) Cas Réel:

Les résultats moyens obtenus avec la série de scénarios définie dans le Tableau IV sont présentés en Fig.10.

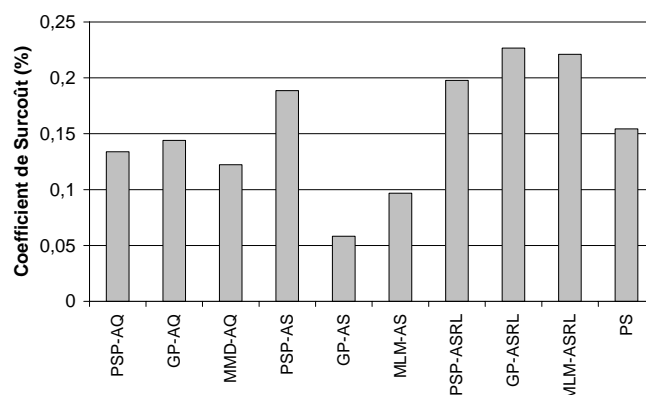


Fig. 10. Valeur moyenne et écart-type du coefficient de surcoût des méthodes d'allocation des pertes actives pour le réseau test IEEE 14 nœuds

Les résultats présentés ici sont très dépendants de la série de scénarios proposée. Du fait de leurs surcoûts très grands, les scénarios avec réseau sous chargé influent beaucoup sur le résultat obtenu. C'est pourquoi l'écart type n'est pas représenté. Cependant, dans le cadre d'une séparation entre les pertes actives liées aux transits de puissance active et celles liées aux transits de puissance réactive, les résultats avec réseau inductif peut augurer de l'intérêt des méthodes d'allocation des transits pour la réduction du surcoût d'allocation des pertes actives.

V. CONCLUSION

Les méthodes d'allocation des transits sont nombreuses et intéressantes dans le cadre d'une allocation des pertes actives. Les méthodes en revue dans ce papier présentent toutes un gain par rapport à l'allocation « timbre poste » pour certains scénarios testés au moins. L'adéquation entre la méthode d'allocation des transits et la méthode d'allocation des pertes actives est cependant prépondérante quant à la performance du marché de l'électricité. Les simulations montrent que la décomposition en échanges bilatéraux équivalents peut permettre de donner un meilleur signal économique aux producteurs et d'allocation des pertes actives sur le réseau. Ces résultats sont effectifs en condition de réseau normalement chargé. L'allocation performante des pertes actives en condition de réseau sous-chargé passe par une meilleure prise en compte des niveaux de tension du réseau. Un couplage entre allocation nodale pour les injections de puissance active et « timbre poste » pour les injections de puissance réactive pourrait ainsi être une solution intéressante. Dans ce cadre, l'allocation des transits en fonction d'échanges bilatéraux équivalents semble être la meilleure solution pour obtenir un marché de l'électricité plus performant.

VI. REFERENCES

Journaux:

- [1] J.W. Bialek, P.A. Kattuman, "Proportional Sharing Assumption in Tracing Methodology", *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, vol. 151, pp. 526-532, 2004
- [2] F.D. Galiana, A.J. Conejo, H.A. Gil, "Transmission Network Cost Allocation Based on Equivalent Bilateral Exchanges", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 1425-1431, Nov. 2003
- [3] K. Visakha, D. Thukaram, L. Jenkins, "Transmission Charges of Power Contracts Based on Relative Electrical Distance in open Access", *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 70, pp. 153-161, 2004
- [4] H.H. Happ, "Cost of Wheeling Methodologies", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 9, pp. 147-56, 1994
- [5] M. Liu, G. Gross, "Role of Distribution Factors in Congestions Revenue Rights Application", *IEEE Trans. Power. Syst.*, vol. 19, pp. 802-810, 2004
- [6] R. Baldick, "Variation of Distribution Factors with Loading", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, pp. 1316-23, 2003
- [7] A.J. Conejo, F.D. Galiana, I. Kockar, "Z-Bus Loss Allocation", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol 16, pp 105-110, Feb. 2001
- [8] A.J. Conejo, J.M. Arroyo, N. Alguacil, L. Guijarro, "Transmission Loss Allocation: a Comparison of Different Practical Algorithms", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 17, pp. 571-576, 2002
- [9] J.C. Mateus, P.C. Franco, "Transmission Loss Allocation Through Equivalent Bilateral Exchanges and Economical Analysis", *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 20, pp. 1799-1807, 2005

Livres:

- [10] S. Stoft, "Power Systems Economics", IEEE/Wiley, ISBN 0-471-15040-1, Feb. 2002
- [11] A.J. Wood, B.F. Wollenberg, "Power Generation Operation and Control", Wiley-Interscience Publication, 1996

Articles de Conférence:

- [12] Y. Phulpin, M. Hennebel, S. Plumel, « la traçabilité de l'électricité : une méthode équitable pour l'allocation des coûts de transmission », *Proc. of Electrotechnique du Futur, EF2005, Grenoble*, 2005

Rapports d'activité:

- [13] ETSO Tariffs Task Force «Comparison on Transmission Pricing in Europe : synthesis 2004», *ETSO Website : www.etsa-net.org*, 2005

VII. BIOGRAPHIES



Yannick Phulpin a reçu le double diplôme d'ingénieur Supélec - TU-Darmstadt, Allemagne en 2004. Il effectue actuellement un double PhD Supélec – Georgia Tech, USA sur le thème de la gestion coordonnée de la puissance réactive entre gestionnaires de réseau de transport indépendants.



Martin Hennebel a reçu le diplôme d'ingénieur Supélec en 2003 et effectue actuellement une thèse au département Energie de Supélec sur la valorisation des services système.



Sophie Plumel a reçu le diplôme d'ingénieur en électrotechnique et automatique de l'ENSEEIH in 1993 et l'Agrégation de génie électrique en 1994. Elle a enseigné 5 ans en Lycée à Paris puis a reçu un doctorat de l'université Pierre et Marie Curie de Paris 6. Elle est professeur assistante à Supélec et dirige le groupe de recherche en optimisation technico-économique des réseaux électriques.