



# Modélisation de la production d'origine éolienne pour l'analyse technico-économique des réseaux de transport électrique.

François VALLEE - Jacques LOBRY - Olivier DEBLECKER  
 Faculté Polytechnique de Mons - Service de Génie électrique  
 Bd Dolez, 31 - B7000 Mons - BELGIQUE

## Contexte général :

La gestion des systèmes électriques occidentaux => énergie éolienne : « production fatale » devant être transmise entièrement sur le réseau

En cas de pénétration accrue d'éolien, risque de situations de « conflit » avec les contraintes d'exploitation des unités thermiques ou nucléaires de forte puissance (initialement non modulables)

Nécessité de modéliser la production éolienne au niveau des réseaux de transport (prise en compte complémentaire des transits de puissance sur le réseau) => développement d'un outil de gestion des réseaux électriques libéralisés dans le contexte de promotion des énergies renouvelables.



## Hypothèses liées à l'intégration de production éolienne au niveau du réseau de transport :

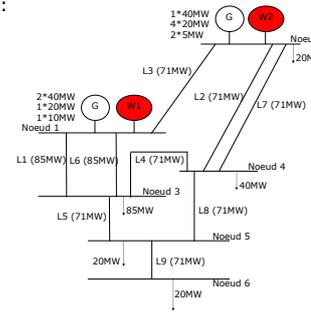
**Hypothèse 1 :** La production éolienne ne peut être prédite avec précision à l'échelle de la semaine. Dès lors, nous supposons que la gestion hebdomadaire des parcs hydrauliques, thermiques de forte puissance et des stations de pompage - turbinage n'est pas impactée par d'éventuelles prévisions à long terme en éolien ;

**Hypothèse 2 :** La puissance éolienne est considérée comme une production « must run » avec coût de production nul. Cette hypothèse est basée sur les multiples politiques d'encouragement qui visent à la promotion de l'énergie éolienne. Par conséquent, dans l'algorithme d'« economic dispatch », la production éolienne est directement prise en compte après les contraintes associées aux minima techniques des unités obligées (parcs de type cogénération) et des machines thermiques longues (machines thermiques de forte puissance) ;

**Hypothèse 3 :** En cas de pénétration accrue de la production éolienne, le gestionnaire du réseau de transport (Transmission System Operator : TSO) peut être parfois amené à réduire cette production afin de respecter les contraintes d'exploitation liées à certaines unités classiques. A titre d'exemple, de telles situations ont déjà été rencontrées au niveau du réseau allemand pour lequel un cinquième de la production globale était d'origine éolienne à la fin de l'année 2008. Dans l'algorithme proposé, en cas de « conflit » entre puissance éolienne disponible et contraintes de fonctionnement associées aux parcs classiques, la production éolienne réellement transmise par chaque parc est abaissée proportionnellement à sa puissance initialement disponible.

## Réseau test :

Réseau académique RBTS : 11 unités thermiques classiques + 6 nœuds et 9 lignes ; Capacité installée : 240 MW + pointe de charge : 185 MW Introduction de deux parcs éoliens au niveau des nœuds 1 et 2 ; Prise en compte de contraintes d'exploitation au niveau des parcs Classiques :



Parc Aérien	Nœud de connexion	A	B	Caractéristique de connexion P-W
W1	Nœud 1	18.4	2.1	SDPT
W2	Nœud 2	8.1	1.9	SDPT

Nombre d'unité	Nœud de connexion	Puissance nominale (MW)	Minimum technique (MW)	Type de parc classique
1	1	40	10	Thermique de type feu
2	1	40	10	Thermique de type feu
3	1	10	5	Cogène
4	1	20	10	Nucléaire
5	2	40	10	Nucléaire
6	2	20	5	Nucléaire
7	3	20	10	Thermique de type feu
8	2	20	5	Cogène
9	2	20	5	Cogène
10	2	5	---	Sans contraintes
11	3	5	---	Sans contraintes

Ligne	Nœuds de connexion	Minimale de la ligne (p.u.)	Maximale de la ligne (p.u.)	Capacité de la ligne (MW)	Taux de disponibilité
1	1-2	0.0202	0.18	40	0.999
2	1-3	0.1181	0.68	71	0.999
3	1-4	0.0912	0.48	71	0.999
4	1-5	0.0228	0.12	71	0.999
5	2-3	0.0228	0.12	71	0.999
6	2-4	0.0202	0.18	40	0.999
7	2-5	0.1181	0.68	71	0.999
8	4-5	0.0228	0.12	71	0.999
9	5-6	0.0228	0.12	71	0.999

Nœud de connexion	Charge de pointe (MW)
1	20
2	40
3	40
4	40
5	20
6	20

## Impact de la production éolienne au niveau du réseau de transport. Algorithme implanté :

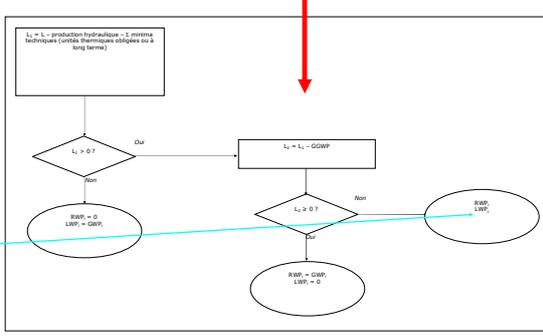
- 1) Génération d'un échantillon d'états du système => simulation Monte Carlo
- 2) Analyse en trois phases de ces états : répartition économique (en nœud unique), prise en compte des contraintes de transit (DC Load Flow) et 'désoptimisation' éventuelle de la solution optimale en cas de surcharge de ligne.
- 3) Prise en compte de l'éolien dans la répartition économique en suivant les hypothèses définies :

**RWP : Real Wind Power**  
**GWP : Generated Wind Power**  
**LWP : Lost Wind Power**

$$RWP_i = \frac{GWP_i \cdot L_1}{GGWP}$$

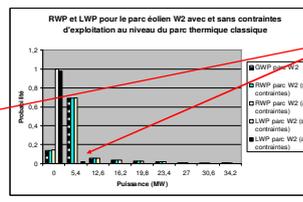
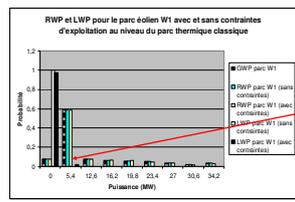
$$LWP_i = GWP_i - RWP_i$$

$$GGWP = \sum_{i=1}^N GWP_i$$



## Résultats de simulation :

Pénétration éolienne (%)	RWP parc W1 (MW) sans contraintes	RWP parc W2 (MW) sans contraintes	RWP parc W1 (MW) avec contraintes	RWP parc W2 (MW) avec contraintes	GWP parc W1 (MW)	GWP parc W2 (MW)
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20	7.6	4.5	7.6	4.5	7.6	4.5
40	16.3	6.7	16.3	6.8	16.3	6.8
60	15.0	8.8	14.0	9.1	14.0	9.1
80	16.7	10.7	17.5	11.3	17.5	11.3
100	19.1	12.4	20.9	13.7	20.9	13.6
120	21.4	14.8	24.2	15.6	24.5	15.9
140	24.8	17.8	32.2	21.0	32.0	22.7



**Apparition de LWP différents de 0 MW avec contraintes d'exploitation du réseau (éolien : pénétration 30%)**