

6 ENTENTE GLOBALE DE MODULATION

1 Le Distributeur vise à mettre en place une nouvelle entente qui remplacerait l'actuelle
2 entente d'intégration éolienne. Cette entente aurait une portée beaucoup plus large en
3 permettant de moduler les livraisons de la totalité des contrats découlant des
4 approvisionnements postpatrimoniaux, à l'exception de ceux conclus avec le
5 Producteur. Elle couvrirait les livraisons provenant de la centrale de TCE, des projets
6 éoliens, de la cogénération à la biomasse et des petites centrales hydrauliques (ci-
7 après, les contrats assujettis). Les contrats en base et cyclable avec le Producteur
8 seraient exclus étant donné qu'ils font déjà l'objet de conventions visant à accroître leur
9 flexibilité. L'entente permettrait ainsi d'optimiser les livraisons d'énergie associées aux
10 contrats concernés en favorisant une meilleure concordance avec les besoins du
11 Distributeur. En effet, selon le fonctionnement prévu, l'entente permettrait de mieux
12 répartir, à chacune des heures, l'énergie annuelle provenant des approvisionnements
13 postpatrimoniaux.

14 Le service de modulation ne constituant pas un nouvel approvisionnement, l'entente
15 globale de modulation ne serait pas visée par la procédure d'appel d'offres. De plus, les
16 contraintes d'équilibrage étant les mêmes que pour l'entente d'intégration éolienne, il
17 ressort que seul le Producteur pourrait agir comme fournisseur dans le cadre de
18 l'entente globale de modulation. Par ailleurs, tel que précisé à la section 5.3, cette
19 entente couvrirait l'ensemble des dépassements aux services complémentaires, qu'ils
20 soient causés ou non par la production éolienne.

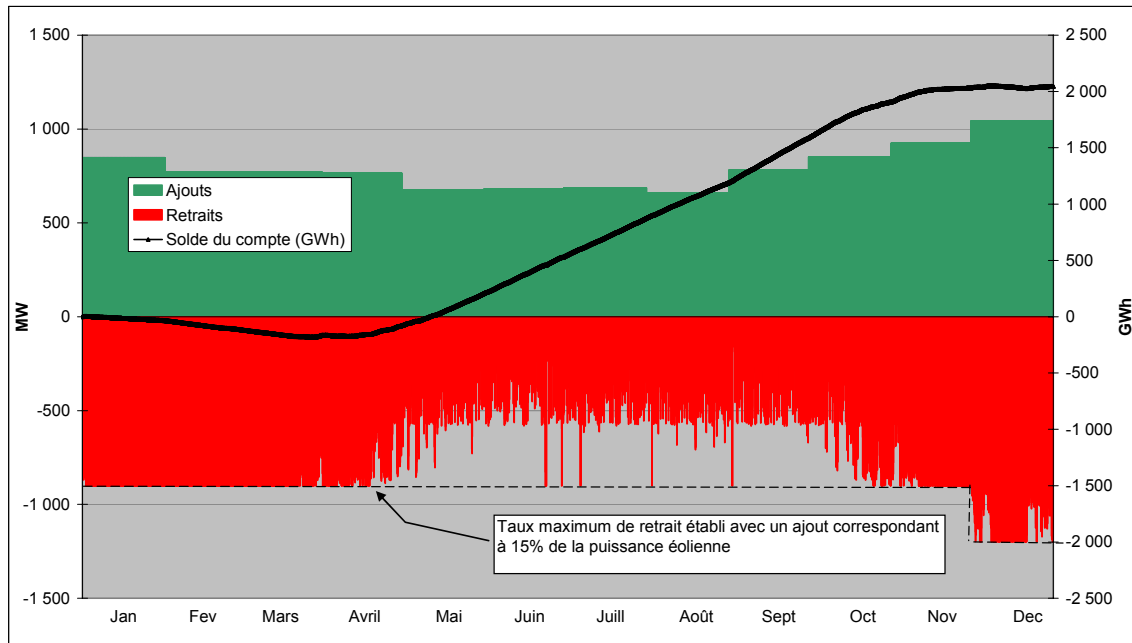
21 L'entrée en vigueur de l'entente globale de modulation est planifiée pour le 1^{er} janvier
22 2012, soit au moment où les livraisons associées aux contrats visés par l'entente
23 atteindront des niveaux plus substantiels.

6.1 Principales modalités

24 Selon l'option actuellement envisagée par le Distributeur, l'établissement d'une entente
25 globale de modulation impliquerait la création, auprès du Producteur, d'un compte
26 annuel de modulation, dans lequel serait ajoutée la totalité de la production horaire des
27 contrats assujettis. En même temps que le Producteur prendrait livraison de cette

1 énergie, il livrerait au Distributeur la quantité exacte d'énergie programmée à l'avance
 2 par celui-ci pour répondre aux besoins horaires prévus de la charge locale, au-delà de
 3 l'électricité patrimoniale et des contrats en base et cyclable avec le Producteur, tel
 4 qu'illustré aux graphiques 6.1-1 et 6.1-2. Cette livraison d'énergie correspondrait à un
 5 retrait du compte de modulation. Le solde du compte de modulation varierait d'heure en
 6 heure selon les ajouts et les retraits.

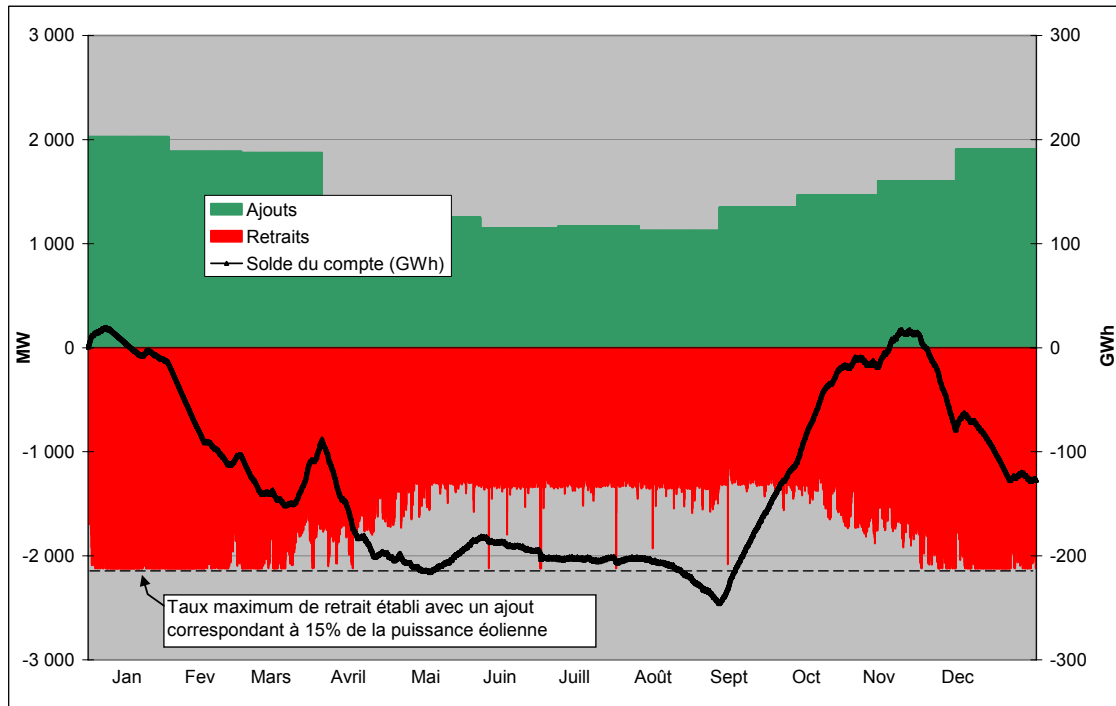
7 **GRAPHIQUE 6.1-1 RÉVISÉ**
 8 **ÉVOLUTION DU COMPTE DE MODULATION HORAIRE – ANNÉE 2013**



10
 11 Note : Pour des fins d'illustration, la production éolienne est représentée selon des taux de livraison
 12 mensuels constants.

1
2

GRAPHIQUE 6.1-2 (RÉVISÉ)
ÉVOLUTION DU COMPTE DE MODULATION HORAIRE – ANNÉE 2017



3

4 Note : Pour des fins d'illustration, la production éolienne est représentée selon des taux de livraison
5 mensuels constants.

6

7 Certaines limites viendraient toutefois encadrer les retraits et les ajouts au compte de
8 modulation, notamment :

9

- le plafonnement des retraits horaires ;

10

- le solde du compte en fin d'année ne pourrait être négatif ni excéder une quantité à déterminer.

11

12

13 Les retraits horaires seraient plafonnés à une quantité de mégawatts établie en fonction
14 de la contribution en puissance des contrats assujettis²², à laquelle s'ajouterait une
15 contribution complémentaire d'environ 15 % de la puissance installée des parcs éoliens.
16 Tel que mentionné à la section 4.4.1.3, le Distributeur souhaiterait que cette contribution
en puissance complémentaire soit supérieure à 15 % et puisse atteindre 25 %.

1 Tel que mentionné à la section 4.4.1.3, le Distributeur souhaiterait que cette contribution
2 en puissance complémentaire soit supérieure à 15 % et puisse atteindre 25 %.

7 STRATÉGIE DE GESTION DES RISQUES

7.1 Principaux risques

3 Les principaux risques spécifiques aux activités d'approvisionnement de long terme du
4 Distributeur se regroupent en quatre catégories :

- 5 • incertitude quant aux quantités requises et livrées ;
- 6 • fluctuation des prix de l'électricité ;
- 7 • défaut d'une contrepartie ou risque de crédit ;
- 8 • risques opérationnels.

9 Il s'agit de risques spécifiques qui doivent être gérés par le Distributeur.

7.1.1 Incertitude quant aux quantités requises et livrées

10 La planification des approvisionnements comporte des incertitudes reliées à la demande
11 (principalement des aléas climatiques et des aléas de croissance de la consommation),
12 ainsi qu'à l'offre, qui peut s'avérer restreinte (peu de contreparties) ou insuffisante par
13 rapport aux quantités requises. Par ailleurs, après l'octroi d'un contrat, il existe un risque
14 de défaut relié à la possibilité que le fournisseur ne respecte pas les dates de début des
15 livraisons ou ne livre pas les quantités minimales prévues.

16 Cependant, puisque le Distributeur fait présentement face à d'importants surplus
17 d'énergie, le risque associé aux quantités livrées dans les contrats de long terme revêt
18 une importance moindre, notamment en dehors des pointes d'hiver. Ainsi, le fait que les
19 quantités offertes par les soumissionnaires n'ont pas atteint le niveau recherché dans
20 l'appel d'offres A/O 2009-01 pour de l'énergie produite par de la cogénération à la
21 biomasse, ou que certains contrats ont dû être résiliés, ne compromet en rien l'équilibre
22 du bilan en énergie du Distributeur.