

3.7. Balisage de jour et de nuit des éoliennes terrestres de grande hauteur

Les dispositions du présent paragraphe 3.7 ne sont pas applicables aux éoliennes implantées en mer.

Dans le cas d'une éolienne terrestre de hauteur totale supérieure à 150 mètres, le balisage par feux de moyenne intensité décrit ci-dessus est complété par des feux d'obstacles de basse intensité de type B (rouges, fixes, 32 cd) installés sur le fût, opérationnels de jour comme de nuit. Un ou plusieurs niveaux intermédiaires sont requis en fonction de la hauteur totale de l'éolienne conformément au tableau ci-après. Un nombre suffisant de feux est installé à chaque niveau de manière à assurer la visibilité du fût dans tous les azimuts (360°).

Hauteur totale de l'éolienne	Nombre de niveaux	Hauteurs (*) d'installation des feux basse intensité de type B
150 < h ≤ 200 m	1	45 m
200 < h ≤ 250 m	2	45 et 90 m
250 < h ≤ 300 m	3	45, 90 et 135 m
150 + (n-1) x 50 m < h ≤ 150 + n x 50 m	n	Tous les 45 m jusqu'à n x 45 m

(*) Une tolérance de plus ou moins 5 mètres peut être appliquée aux hauteurs d'implantation des feux BI de type B. De plus, une tolérance de moins 10 mètres peut être appliquée si cela permet de placer les feux BI intermédiaires en-dessous du point de passage bas des pales de l'éolienne.

3.8. Dispositions spécifiques aux champs éoliens

3.8.1. Notion de champ éolien au titre du balisage lumineux

Au titre du balisage lumineux, un champ éolien est un regroupement de plusieurs éoliennes dont la périphérie répond aux critères d'espacement inter éoliennes prescrits ci-après.

La périphérie d'un champ est constituée des éoliennes successives qui :

- sont séparées par une distance inférieure ou égale à :
 - pour les besoins du balisage diurne :
 - 500 mètres pour les éoliennes terrestres ;
 - 2 000 mètres pour les éoliennes maritimes ;
 - pour les besoins du balisage nocturne :
 - 900 mètres pour les éoliennes terrestres de hauteur inférieure ou égale à 150 mètres ;
 - 1 200 mètres pour les éoliennes terrestres de hauteur supérieure à 150 mètres ;
 - 2 000 mètres pour les éoliennes maritimes ;
- jointes les unes avec les autres au moyen de segments de droite, permettent de constituer un polygone simple qui contient toutes les éoliennes du champ.

Les dispositions des paragraphes 3.1 à 3.7 ci-dessus sont applicables aux éoliennes situées au sein d'un champ en tenant compte des adaptations listées ci-après.

Les dispositions du présent paragraphe 3.8 sont applicables aux alignements d'éoliennes, sous réserve du respect des critères de distance inter-éoliennes décrits ci-dessus.

En cas de remplacement d'un nombre limité d'aérogénérateurs (moins de la moitié) au sein d'un champ implanté avant l'entrée en vigueur du présent arrêté, le balisage lumineux des nouvelles éoliennes est réalisé de manière homogène avec celui des autres éoliennes du champ.

En cas de remplacement d'un nombre important d'aérogénérateurs au sein d'un tel champ éolien (la moitié ou plus), le balisage lumineux des nouvelles éoliennes est réalisé en conformité avec les dispositions du présent arrêté. Dans ce cas, le balisage des autres éoliennes du champ est mis en conformité avec les dispositions du présent arrêté.

3.8.2. Balisage lumineux des champs éoliens

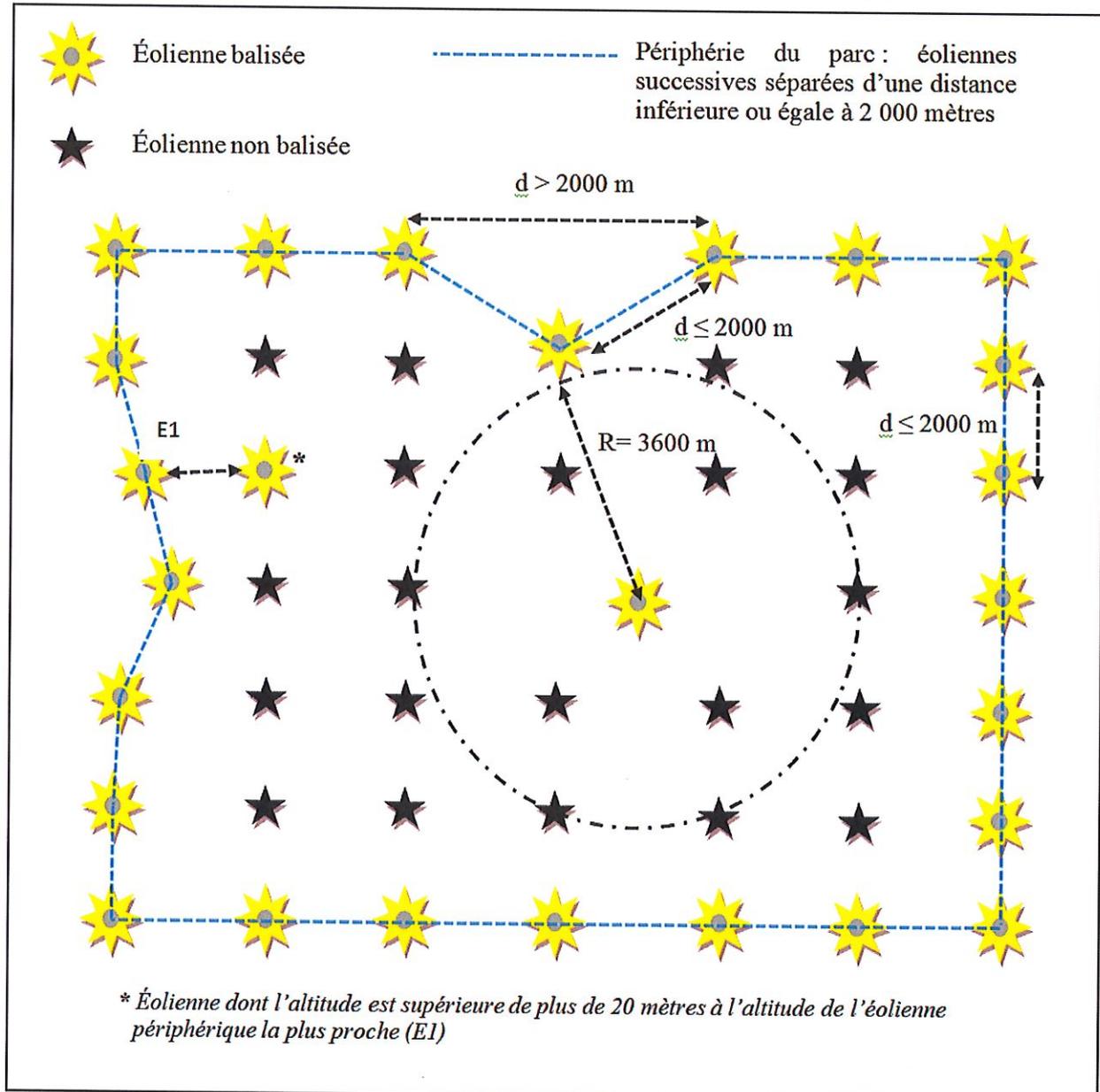
Les dispositions du présent paragraphe 3.8.2 ne sont pas applicables aux éoliennes situées dans les zones grevées de servitudes aéronautiques de dégagement.

– Champs éoliens maritimes

- toutes les éoliennes constituant la périphérie du champ soient balisées ;
- toute éolienne du champ dont l'altitude est supérieure de plus de 20 mètres à l'altitude de l'éolienne périphérique la plus proche soit également balisée ;

- toute éolienne du champ située à une distance supérieure à 3 600 mètres de l'éolienne balisée la plus proche soit également balisée.

Figure 2. – Illustration du balisage diurne des champs éoliens maritimes

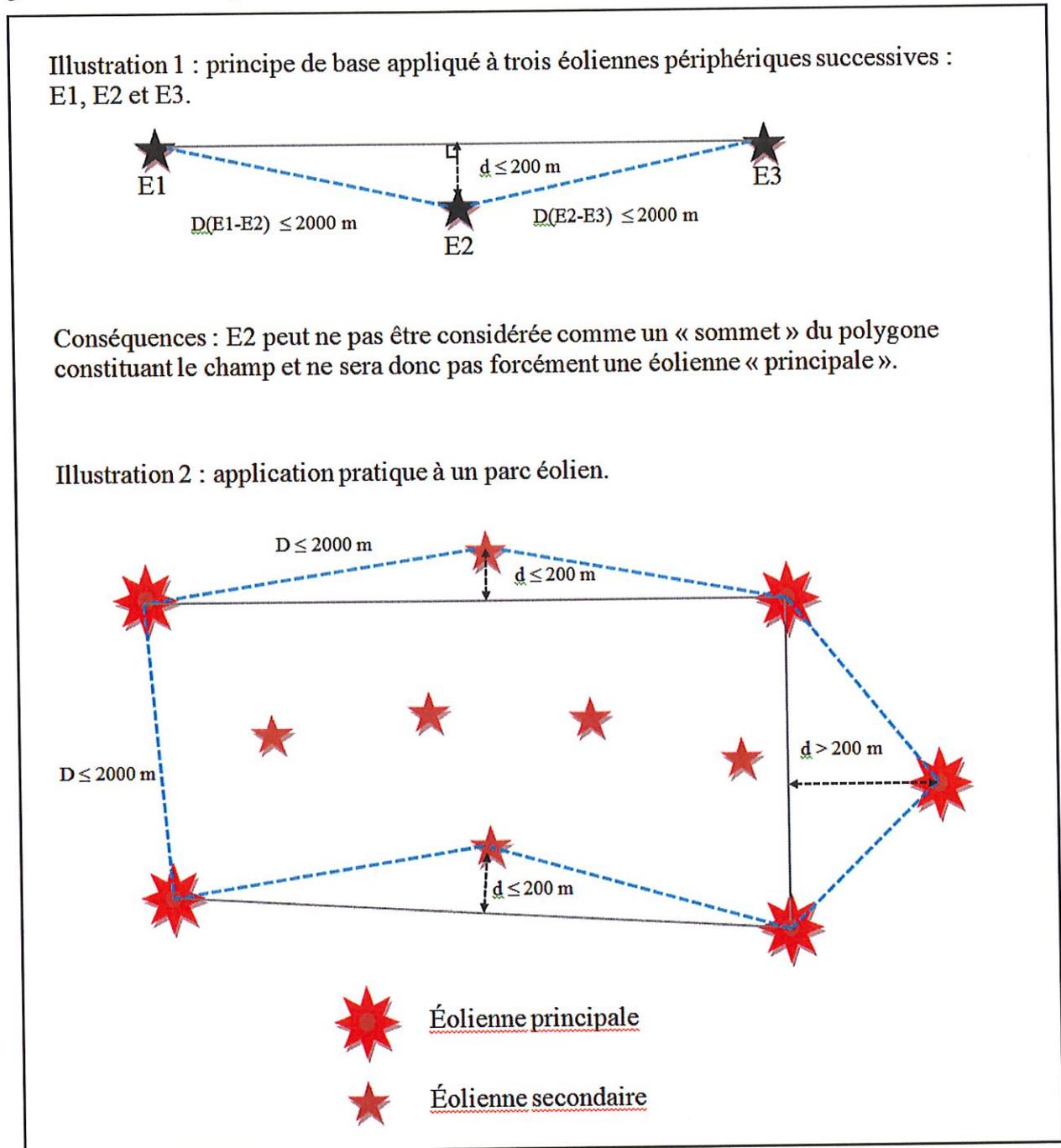


b) Balisage nocturne

Les champs éoliens maritimes peuvent, de nuit, être balisés de la manière décrite ci-après :

Au sein d'un champ éolien maritime et pour les besoins du balisage nocturne, il est fait la distinction entre éoliennes situées au niveau des sommets du polygone constituant la périphérie du champ éolien sont des éoliennes principales. Dans le cadre de la détermination des sommets de ce polygone, on considère trois éoliennes successives comme alignées si l'éolienne intermédiaire est située à une distance inférieure ou égale à 200 m par rapport au segment de droite reliant les deux éoliennes extérieures.

Figure 3. – Prise en compte des sommets d'un champ éolien maritime pour les besoins du balisage nocturne



Parmi les éoliennes périphériques, il est désigné autant d'éoliennes principales que nécessaire de manière à ce qu'elles ne soient pas séparées les unes des autres d'une distance supérieure à 14 816 mètres (8 milles marins [NM]).

Parmi les éoliennes situées à l'intérieur du champ, il est désigné autant d'éoliennes principales que nécessaire de manière à ce qu'aucune éolienne du champ ne soit séparée d'une éolienne principale (intérieure ou périphérique) d'une distance supérieure à 14 816 mètres (8 NM).

Toute éolienne dont l'altitude est supérieure de plus de 20 mètres à l'altitude de l'éolienne principale la plus proche est également une éolienne principale.

Les éoliennes qui ne sont pas des éoliennes principales en application des critères définis ci-dessus sont des éoliennes secondaires.

Le balisage nocturne des éoliennes principales est conforme à celui prescrit pour les éoliennes isolées.

– soit de feux spécifiques dits « feux sommitaux pour éoliennes secondaires » (feux à éclats rouges de 200 cd).

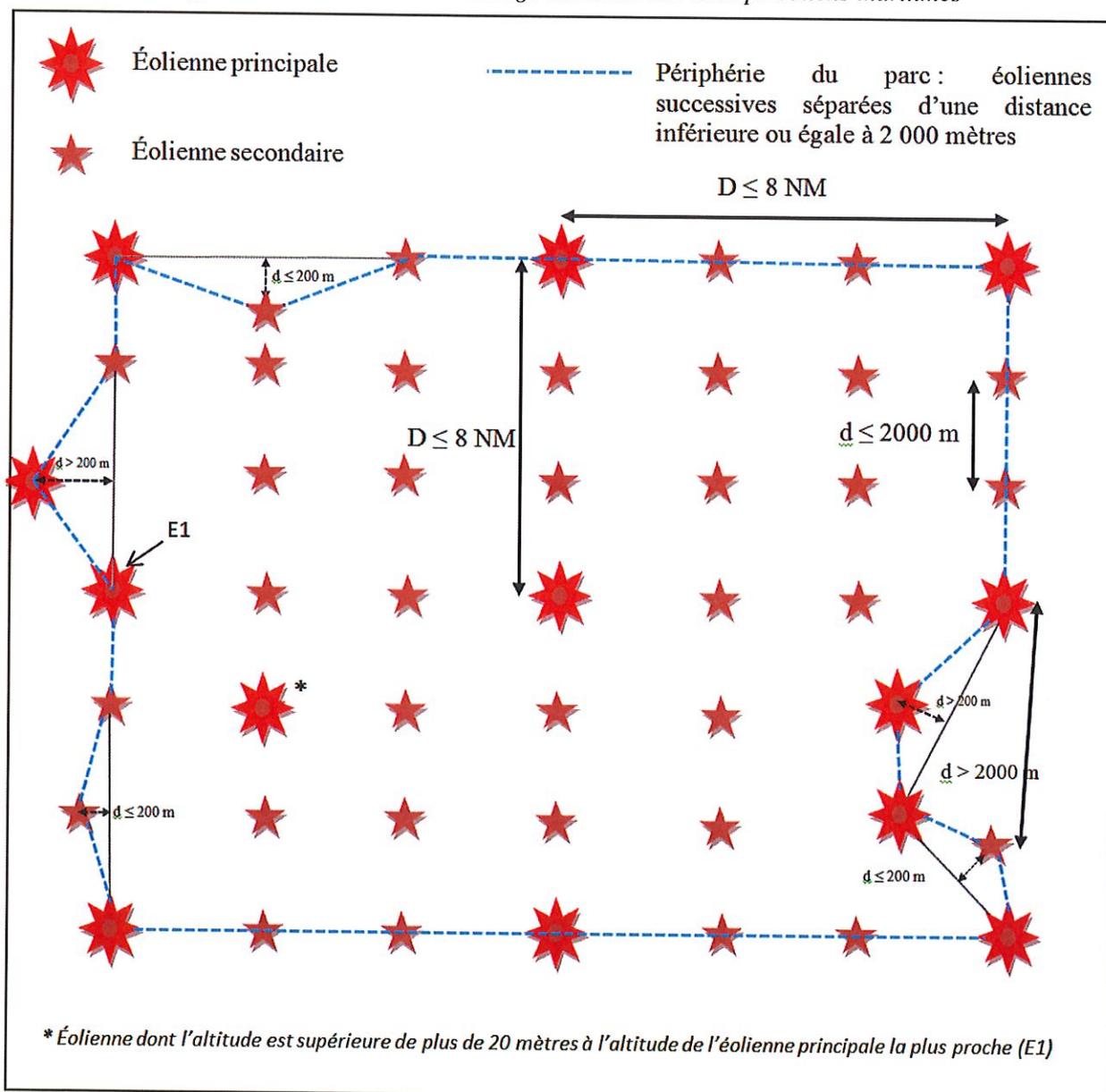
Au sein d'un champ éolien, le balisage de toutes les éoliennes secondaires est effectué à l'aide du même type de feu. Ces feux sont installés sur le sommet de la nacelle et sont visibles dans tous les azimuts (360°).

Les caractéristiques des feux sommitaux pour éoliennes secondaires sont conformes aux spécifications du tableau ci-après :

	Angle de site par rapport à l'horizontale			Ouverture du faisceau (*) dans le plan vertical	
	0°		-1°		
Intensité de référence (cd)	Intensité moyenne minimale (cd)	Intensité minimale (cd)	Intensité minimale (cd)	Ouverture de faisceau minimale	Intensité (cd)
200	200	150	75	3°	75

(*) L'ouverture du faisceau est l'angle entre le plan horizontal et les directions pour lesquelles l'intensité dépasse les valeurs de la colonne « intensité ».

Figure 4. – Illustration du balisage nocturne des champs éoliens maritimes

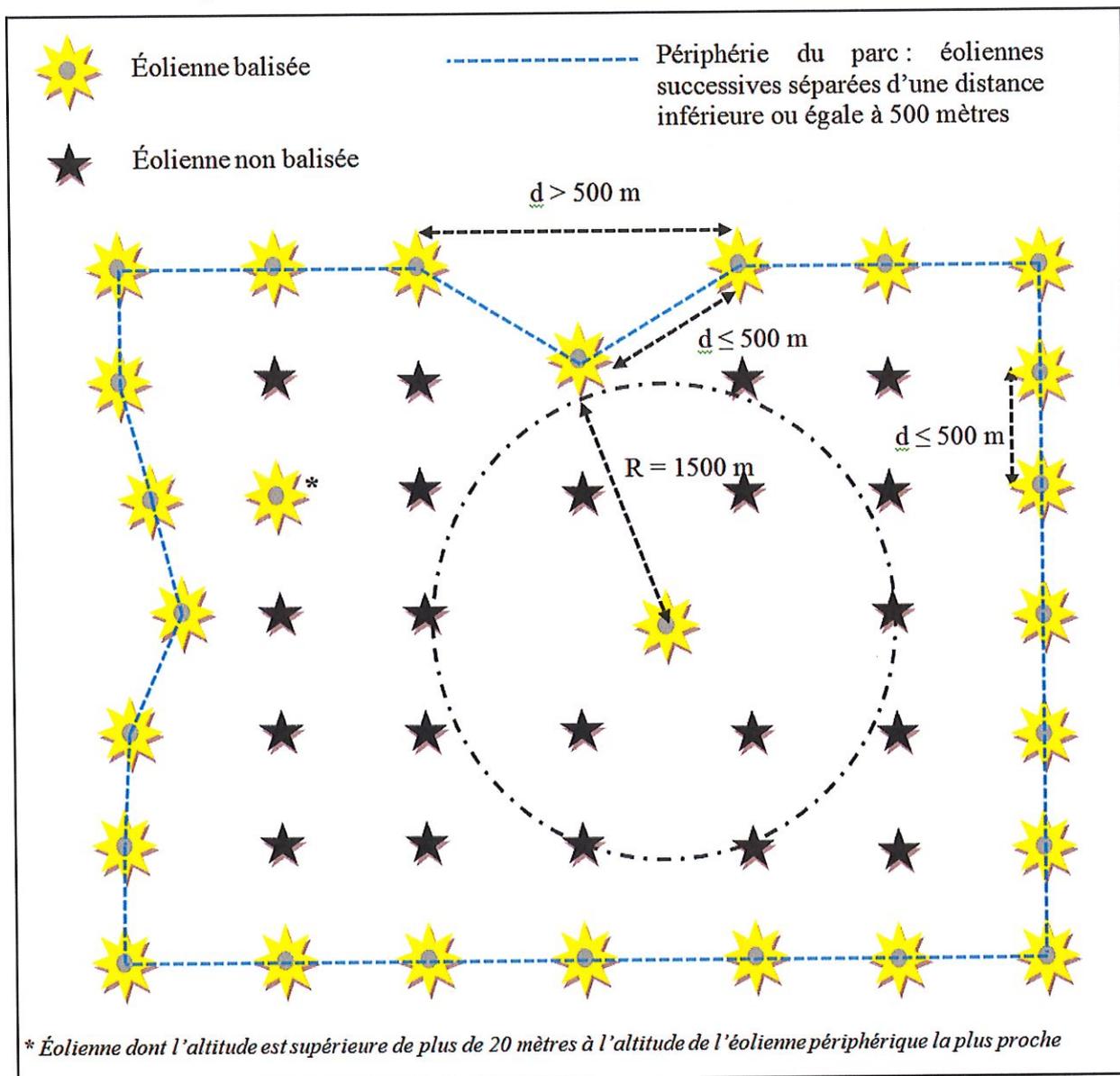


– Champs éoliens terrestres

- toutes les éoliennes constituant la périphérie du champ soient balisées ;
- toute éolienne du champ dont l'altitude est supérieure de plus de 20 mètres à l'altitude de l'éolienne périphérique la plus proche soit également balisée ;

- toute éolienne du champ située à une distance supérieure à 1 500 mètres de l'éolienne balisée la plus proche soit également balisée.

Figure 5. – Illustration du balisage diurne des champs éoliens terrestres

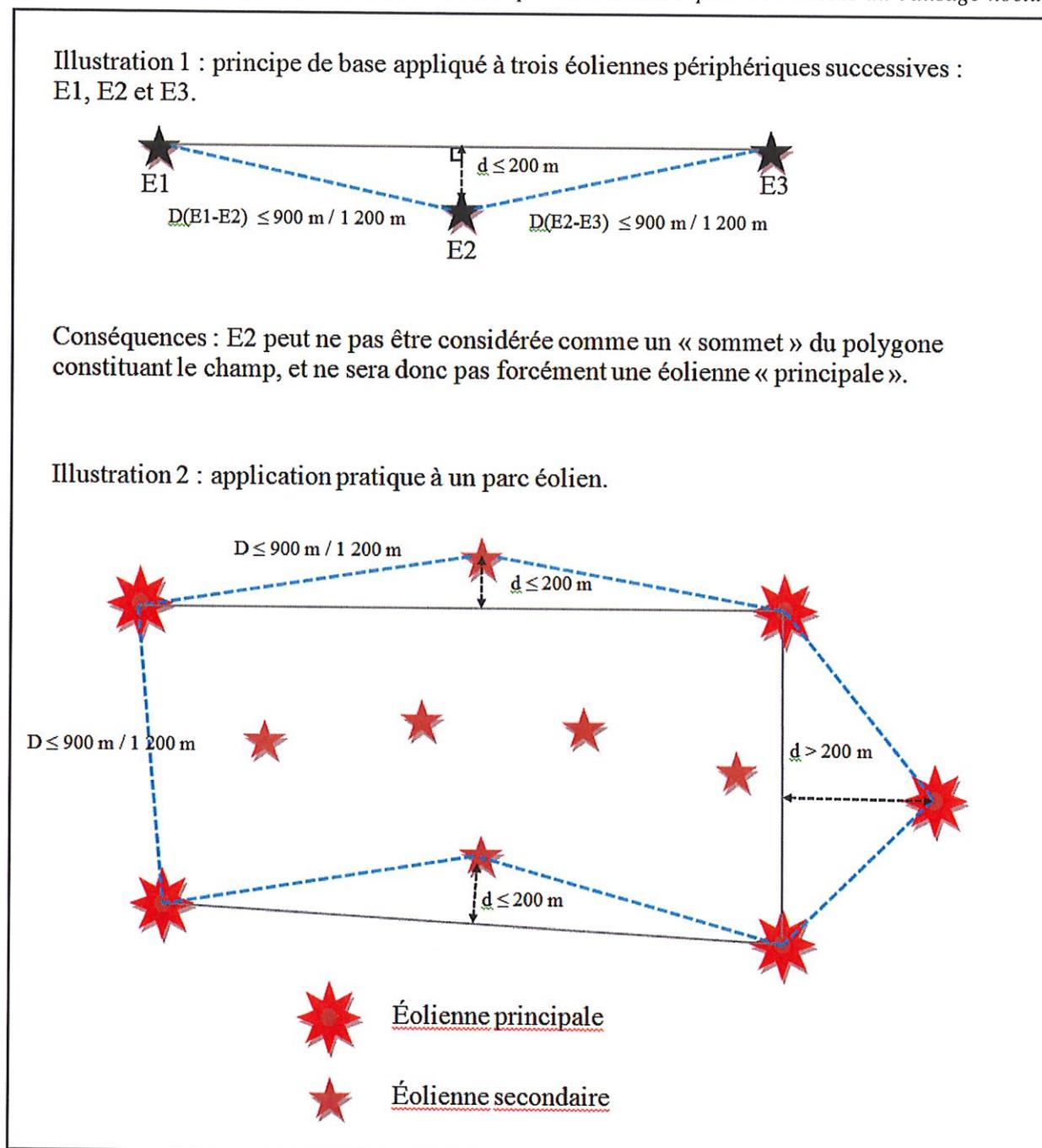


b) Balisage nocturne

Les champs éoliens terrestres peuvent, de nuit, être balisés de la manière décrite ci-après :

Au sein d'un champ éolien terrestre et pour les besoins du balisage nocturne, il est fait la distinction entre éoliennes situées au niveau des sommets du polygone constituant la périphérie du champ éolien sont des éoliennes principales. Dans le cadre de la détermination des sommets de ce polygone, on considère trois éoliennes successives comme alignées si l'éolienne intermédiaire est située à une distance inférieure ou égale à 200 m par rapport au segment de droite reliant les deux éoliennes extérieures.

Figure 6. – Prise en compte des sommets d'un champ éolien terrestre pour les besoins du balisage nocturne



Parmi les éoliennes périphériques, il est désigné autant d'éoliennes principales que nécessaire de manière à ce qu'elles ne soient pas séparées les unes des autres d'une distance supérieure à 2 700 mètres (cette distance est portée à 3 600 mètres si le champ est constitué d'éoliennes de hauteur supérieure à 150 mètres).

Parmi les éoliennes situées à l'intérieur du champ, il est désigné autant d'éoliennes principales que nécessaire de manière à ce qu'aucune éolienne ne soit séparée d'une éolienne principale (intérieure ou périphérique) d'une distance supérieure à 2 700 mètres (3 600 mètres pour les champs d'éoliennes de hauteur supérieure à 150 mètres).

Toute éolienne dont l'altitude est supérieure de plus de 20 m à l'altitude de l'éolienne principale la plus proche est également une éolienne principale.

Les éoliennes qui ne sont pas des éoliennes principales en application des critères définis ci-dessus sont des éoliennes secondaires.

Le balisage nocturne des éoliennes principales est conforme à celui prescrit pour les éoliennes isolées.

– soit de feux spécifiques dits « feux sommitaux pour éoliennes secondaires » (feux à éclats rouges de 200 cd).

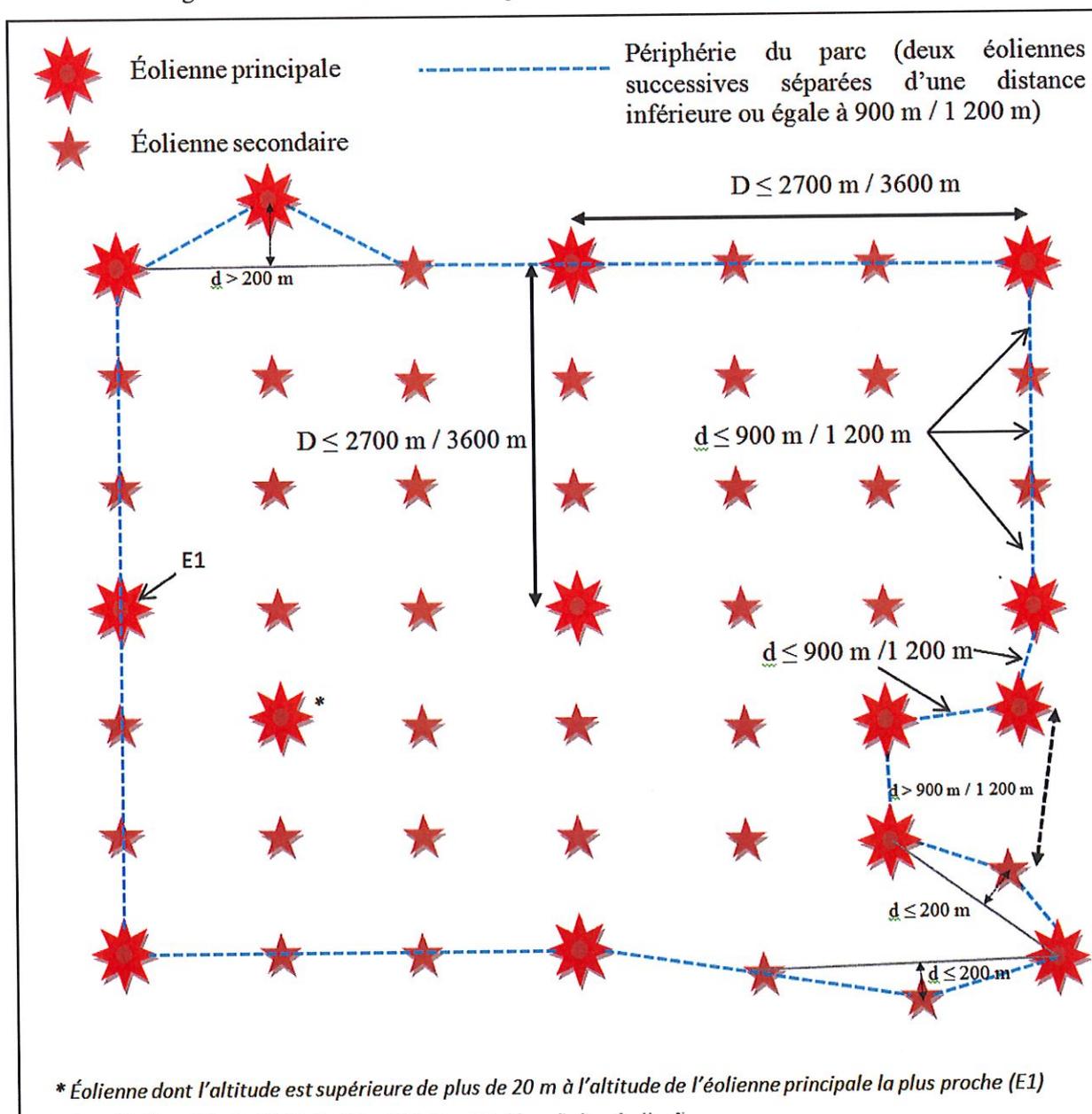
Au sein d'un champ éolien, le balisage de toutes les éoliennes secondaires est effectué à l'aide du même type de feu. Ces feux sont installés sur le sommet de la nacelle et sont visibles dans tous les azimuts (360°).

Les caractéristiques des feux sommitaux pour éoliennes secondaires sont conformes aux spécifications du tableau ci-après :

Intensité de référence (cd)	Angle de site par rapport à l'horizontale		Ouverture du faisceau (*) dans le plan vertical		
	0°	-1°			
	Intensité moyenne minimale (cd)	Intensité minimale (cd)	Intensité minimale (cd)	Ouverture de faisceau minimale	Intensité (cd)
200	200	150	75	3°	75

(*) L'ouverture du faisceau est l'angle entre le plan horizontal et les directions pour lesquelles l'intensité dépasse les valeurs de la colonne « intensité ».

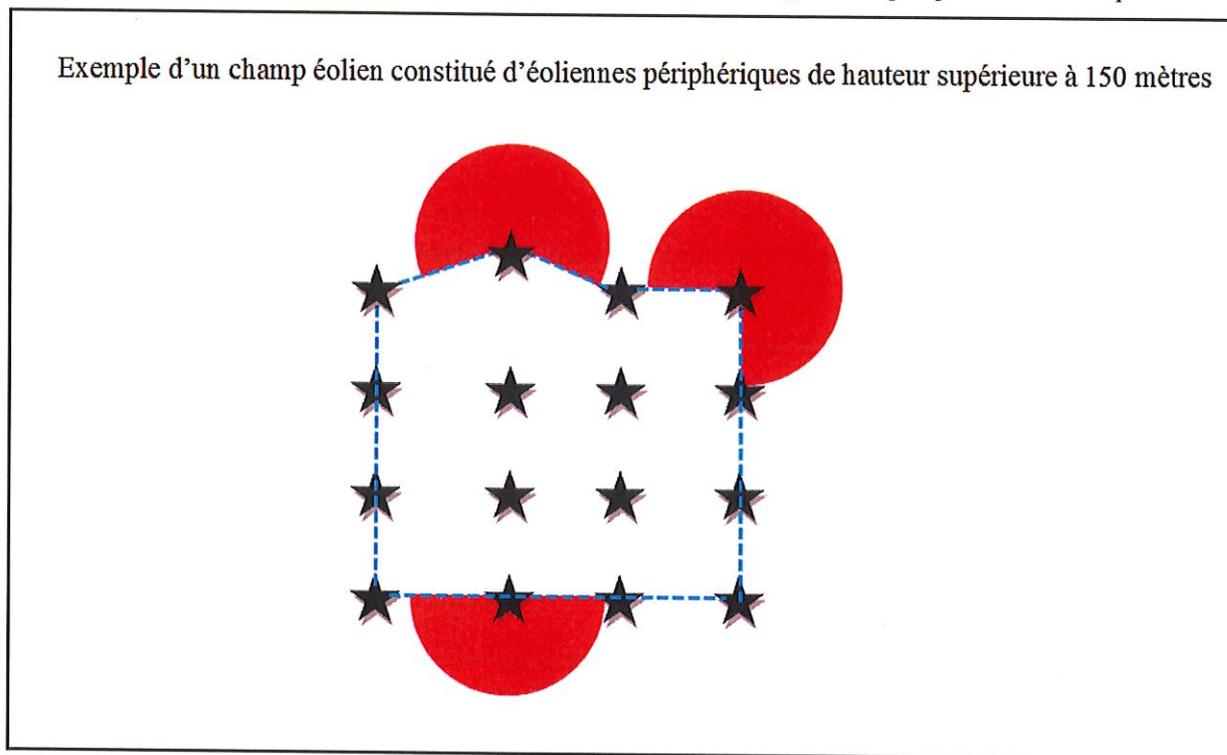
Figure 7. – Illustration du balisage nocturne des champs éoliens terrestres



Au sein d'un champ éolien terrestre, seules les éoliennes de hauteur supérieure à 150 mètres appartenant à la périphérie du champ doivent être dotées des feux additionnels intermédiaires de basse intensité de type B mentionnés au paragraphe 3.7 de la présente annexe.

Pour chaque éolienne concernée, les feux intermédiaires sont implantés de manière à être visibles dans les tous les azimuts dans lesquels un aéronef est susceptible d'évoluer. Il n'est pas nécessaire d'assurer la visibilité de l'éolienne dans les azimuts orientés vers l'intérieur du champ.

Figure 8. – Visibilité en azimut des feux intermédiaires BI de type B en périphérie de champ éolien



CHAPITRE 4

PROXIMITÉ AVEC D'AUTRES TYPES DE SIGNALISATION

Le balisage pour le besoin de la navigation aérienne des éoliennes localisées au niveau des côtes ou en mer, des voies ferrées ou routières ne doit pas occasionner de confusion avec la signalisation maritime, ferroviaire ou routière. En cas de risque de confusion, le balisage de ces éoliennes est défini au cas par cas dans le cadre d'une étude réalisée par les autorités de l'aviation civile et de la défense territorialement compétentes en collaboration avec les autorités concernées par les autres types de signalisation.

CHAPITRE 5

BALISAGE EN PHASE DE CHANTIER

Lors de la période de travaux en vue de la mise en place d'une éolienne isolée ou d'un champ éolien, la présence de ce chantier et d'éolienne(s) en cours de levage est communiquée aux différents usagers de l'espace aérien par la voie de l'information aéronautique. A cette fin l'exploitant des éoliennes, après coordination avec le responsable du chantier, fournit les informations nécessaires aux autorités de l'aviation civile et de la défense territorialement compétentes au moins 7 jours avant le début du chantier. Ces informations comprennent au minimum :

- les coordonnées de chaque éolienne exprimées dans le référentiel WGS 84 ;
- la hauteur en bout de pale (pale en position verticale) ;
- l'altitude en bout de pale (pale en position verticale) par rapport au niveau moyen de la mer dans le système de référence vertical légal applicable localement.

Le formulaire en appendice II peut être utilisé pour effectuer cette notification.

Un balisage temporaire constitué de feux d'obstacles basse intensité de type E (rouges, à éclats, 32 cd) est mis en œuvre dès que la nacelle de l'éolienne est érigée. Ces feux d'obstacle sont opérationnels de jour comme de nuit. Ils sont installés sur le sommet de la nacelle et sont visibles dans tous les azimuts (360°). Le balisage définitif prescrit par la présente annexe est effectif dès que l'éolienne est mise sous tension. Le balisage définitif prescrit par la présente annexe peut être utilisé en lieu et place du balisage temporaire décrit ci-dessus.

PRÉCISIONS SUR LA CERTIFICATION DE CONFORMITÉ DE TYPE

Les feux ayant fait l'objet d'un certificat de conformité de type ou dont la conformité des performances a été démontrée en application de l'article 8 du présent arrêté ou du paragraphe 3.1 de l'annexe à l'arrêté du

13 novembre 2009 relatif à la réalisation du balisage des éoliennes situées en dehors des zones grevées de servitudes aéronautiques, ne sont pas de nouveau soumis aux dispositions de l'article 8 en cas :

- d'adaptation de l'intensité lumineuse des feux MI de type B avec pour objectif de disposer de « feux sommitaux pour éoliennes secondaires » de 200 cd ;
- de modification de la fréquence des éclats (entre 20 et 60 éclats par minute).

APPENDICE I

PRÉCISIONS SUR LA DÉFINITION DE LA COULEUR DES ÉOLIENNES

Les quantités colorimétriques sont exprimées par rapport à l'observateur de référence et dans le système de coordonnées adopté par la Commission Internationale de l'Eclairage (CIE) lors de sa huitième session à Cambridge, Angleterre, en 1931.

A.1. Couleurs à la surface

Les quantités colorimétriques et les facteurs de luminance des couleurs ordinaires sont déterminés dans les conditions types ci-après :

- angle d'éclairement : 45° ;
- direction d'observation : perpendiculaire à la surface ;
- source d'éclairage : source d'éclairage type CIE D65.

Lorsqu'elles sont déterminées dans les conditions types, les quantités colorimétriques des couleurs ordinaires pour le marquage des éoliennes demeurent dans les limites ci-après.

A.1.1. Domaine pour la couleur blanche

Limite pourpre	$y = 0,010 + x$
Limite bleue	$y = 0,610 - x$
Limite verte	$y = 0,030 + x$
Limite jaune	$y = 0,710 - x$
Facteur de luminance	supérieur ou égal à 0.75

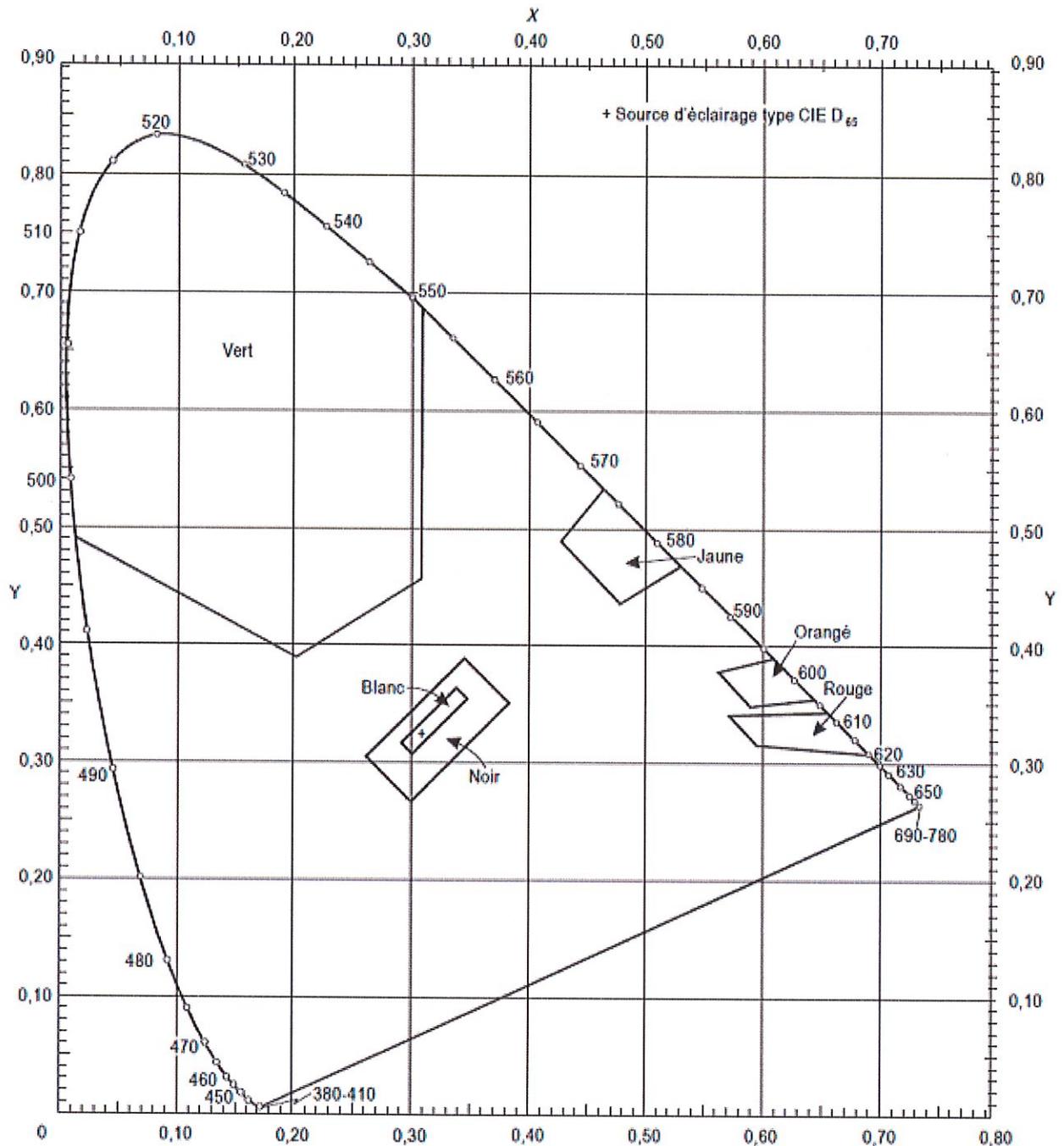
Note. – Ces équations ne sont pas applicables aux couleurs appartenant au domaine du gris.

A.1.2. Domaine pour la couleur orange

Limite rouge	$y = 0,285 + 0,100x$
Limite blanche	$y = 0,940 - x$
Limite jaune	$y = 0,250 + 0,220x$
Limite jaune	$y = 0,710 - x$
Facteur de luminance	supérieur ou égal à 0.20

A.1.3. Domaine pour la couleur rouge

Limite pourpre	$y = 0,345 - 0,051x$
Limite blanche	$y = 0,910 - x$
Facteur de luminance	supérieur ou égal à 0.07



A.2. Dispositions pratiques

D'un point de vue pratique d'application industrielle, les références RAL (*) suivantes peuvent être utilisées par les constructeurs d'éoliennes pour se conformer aux dispositions du présent arrêté :

- les nuances RAL 9003, 9010, 9016 et 9018 qui se situent dans le domaine du blanc et qui ont un facteur de luminance supérieur ou égal à 0,75 ;
- la nuance RAL 7035 qui se situe dans le domaine du gris et qui a un facteur de luminance supérieur ou égal à 0,5 mais strictement inférieur à 0,75 ;
- la nuance RAL 7038 qui se situe dans le domaine du gris et qui a un facteur de luminance supérieur ou égal à 0,4 mais strictement inférieur à 0,5 ;
- uniquement pour les éoliennes maritimes :
 - les nuances RAL 3020, 3024 et 3026 qui se situent dans le domaine du rouge.

(*) RAL : Reichsausschuß für Lieferbedingungen, institut allemand pour l'assurance qualité et le marquage associé.

APPENDICE II

FORMULAIRE DE NOTIFICATION DE MONTAGE D'ÉOLIENNE(S)

1. Informations générales

Nom du parc éolien		
Entreprise déclarante	Société	
	Adresse	
	Contact	
	Téléphone	
	Fax	
Maitre d'ouvrage		
Exploitant		
Situation géographique du projet	Commune(s)	
	Département(s)	
Dates prévues de montage	Début	
	Fin	
Nombre d'éoliennes		
Constructeur des éoliennes		

2. Description des éoliennes

	Désignation de l'éolienne	WGS 84		Hauteur en bout de pale (m)	Altitude au sommet (m)	Balisage lumineux	
		Latitude	Longitude			oui	non
01							
02							
03							
04							
05							
06							
07							
08							
09							
10							
11							
12							
13							
14							

Annexe 4

Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent

Arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent

NOR: DEVR1636694A

La ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat, et le ministre de l'économie et des finances,
Vu le code de l'énergie, notamment ses articles L. 314-1 à L. 314-13, L. 314-18 à L. 314-27, et la section 1 du chapitre IV du titre Ier du livre III de sa partie réglementaire ;
Vu l'arrêté du 17 juin 2014 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent implantées à terre ;
Vu l'avis du Conseil supérieur de l'énergie en date du 18 octobre 2016 ;
Vu l'avis de la Commission de régulation de l'énergie en date du 3 novembre 2016 ;
Arrêtent :

Article 1 (abrogé au 30 juillet 2017)

- ▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

Le présent arrêté fixe les conditions pour bénéficier du complément de rémunération pour les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent visées au 7° de l'article D. 314-23 du code de l'énergie ainsi que les conditions de ce complément de rémunération.

Article 2 (abrogé au 30 juillet 2017)

- ▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

Les producteurs qui en font la demande peuvent bénéficier d'un contrat de complément de rémunération, dans les conditions prévues par le présent arrêté, pour les installations mentionnées au 7° de l'article D. 314-23 du code de l'énergie. Sont éligibles :

- 1° Les installations bénéficiant d'un contrat d'achat signé au [date d'entrée en vigueur du présent arrêté], en application de l'arrêté du 17 juin 2014 susvisé, dont la demande complète de contrat d'achat a été déposée à compter du 1er janvier 2016 ;
- 2° Les installations ne bénéficiant pas d'un contrat d'achat signé mais pour lesquelles une demande complète de contrat d'achat a été déposée dans le cadre de l'arrêté du 17 juin 2014 susvisé, à compter du 1er janvier 2016 et avant le [date d'entrée en vigueur du présent arrêté], et en tout état de cause avant le 31 décembre 2016 ;
- 3° Les installations nouvelles, pour lesquelles une demande complète de contrat mentionnée à l'article 4 est déposée avant le 31 décembre 2016.

Article 3 (abrogé au 30 juillet 2017)

- ▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

Une installation est considérée comme nouvelle au sens du présent arrêté lorsque la demande complète de contrat a été déposée avant le début des travaux liés au projet.

Par « début des travaux », on entend soit le début des travaux de construction liés à l'investissement, soit le premier engagement ferme de commande d'équipement ou tout autre engagement rendant l'investissement irréversible, selon l'événement qui se produit en premier. L'achat de terrains et les préparatifs tels que l'obtention d'autorisations administratives et la réalisation d'études de faisabilité préliminaires ne sont pas considérés comme le début des travaux.

Article 4 (abrogé au 30 juillet 2017)

- ▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

Pour bénéficier d'un contrat de complément de rémunération, le producteur adresse une demande complète de. Outre les éléments mentionnés à l'article R. 314-4 du code de l'énergie, la demande complète de contrat comprend :

- 1° Le nombre et le type de générateurs ;
- 2° La puissance électrique installée, définie comme la somme des puissances unitaires nominales des machines électrogènes de l'installation susceptibles de fonctionner simultanément ;

3° La puissance active maximale de fourniture (puissance maximale produite par l'installation et délivrée sur le réseau) et, le cas échéant, puissance active maximale d'autoconsommation (puissance maximale produite par l'installation et consommée par le producteur pour ses besoins propres) ;

4° Le point de livraison ;

5° La tension de livraison ;

6° Les communes d'implantation des éoliennes ;

7° Une attestation sur l'honneur précisant que la demande de contrat est effectuée avant le début des travaux tel que défini à l'article 3 pour les installations mentionnées au 3° de l'article 2, ou que la demande de contrat d'achat initiale a été effectuée avant le début des travaux tel que défini à l'article 3 pour les installations mentionnées aux 1° et 2° de l'article 2.

Pour les installations mentionnées au 1° de l'article 2, la demande comprend en outre :

a) La copie du contrat d'achat lorsque l'installation objet de la demande bénéficie déjà d'un contrat d'achat ;

b) Une demande de suspension de son contrat d'achat, ou la copie d'une demande de suspension du contrat d'achat adressée à l'entreprise locale de distribution concernée lorsque celui-ci a été conclu avec une entreprise locale de distribution.

Pour les installations mentionnées au 2° de l'article 2, la demande comprend en outre :

- a) La copie de la demande complète de contrat d'achat déposée dans le cadre de l'arrêté de 2014 susvisé ;

- b) Une demande de retrait de la demande de contrat d'achat, ou la copie d'une demande de retrait de la demande de contrat d'achat adressée à l'entreprise locale de distribution concernée lorsque celle-ci a été déposée auprès d'une entreprise locale de distribution.

Article 5 (abrogé au 30 juillet 2017)

▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

I. - En application du I de l'article R. 314-5 du code de l'énergie, jusqu'à la transmission de l'attestation de conformité mentionnée à l'article R. 314-7 du code de l'énergie, le producteur peut demander des modifications de sa demande de contrat de complément de rémunération ou de son contrat de complément de rémunération signé dans les limites mentionnées à l'alinéa suivant. Pour ce faire, il adresse une demande modificative de sa demande initiale de contrat à Electricité de France, portant uniquement sur les caractéristiques faisant l'objet des modifications.

Les modifications ne peuvent porter que sur les éléments suivants :

1° Données relatives au producteur telles que définies à l'article R. 314-4 du code de l'énergie ;

2° Nombre et type de générateurs ;

3° Augmentation ou diminution de la puissance électrique installée ou de la puissance active maximale de fourniture, ne pouvant dépasser 30 % de la puissance déclarée dans la demande initiale ;

4° Point de livraison ;

5° Tension de livraison.

Les modifications des termes non mentionnés aux alinéas précédents ne peuvent faire l'objet d'une demande modificative et font l'objet d'une nouvelle demande de contrat qui annule et remplace la précédente.

II. - En application du II de l'article R. 314-5 du code de l'énergie, après la transmission de l'attestation de conformité initiale, seules les modifications du contrat suivantes sont acceptées :

1° Données relatives au producteur ;

2° Nombre et type de générateurs ;

3° Augmentation de la puissance électrique installée ou de la puissance active maximale de fourniture, ne pouvant dépasser 30% de la puissance déclarée dans la demande de contrat initial ;

4° Point de livraison ;

5° Tension de livraison ;

Ces modifications sont sans effet sur la durée du contrat.

Les conditions du complément de rémunération applicables aux modifications sont celles définies en annexe du présent arrêté, en vigueur à la date de la demande complète du contrat, et applicables à l'installation ainsi modifiée.

Article 6 (abrogé au 30 juillet 2017)

▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

Chaque contrat précise :

1° L'intitulé de l'arrêté ministériel sur la base duquel est effectuée la demande de contrat ;

2° Les données relatives au producteur telles que définies à l'article R. 314-4 du code de l'énergie ;

3° L'adresse du site d'implantation de l'installation ;

4° Les éléments mentionnés aux points 1° à 6° de l'article 4.

Article 7 (abrogé au 30 juillet 2017)

▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

Les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations sont définies en annexe. La rémunération est versée au producteur selon les modalités définies par les articles R. 314-47 à R. 314-49 du code de l'énergie ainsi que par le contrat de complément de rémunération.

▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

1° Dispositions relatives aux installations mentionnées au 1° de l'article 2 :

En vue de la prise d'effet de son contrat de complément de rémunération, le producteur met en œuvre les dispositions de l'article R. 314-7 du code de l'énergie. Il transmet notamment l'attestation de conformité mentionnée audit article dans un délai de trois ans à compter de la date de demande complète de contrat d'achat en application de l'arrêté du 17 juin 2014 susvisé. En cas de dépassement de ce délai, la durée du contrat de complément de rémunération est réduite d'autant, en commençant par la première période de dix années mentionnée à l'annexe du présent arrêté. Le producteur notifie à Electricité de France la date de prise d'effet du contrat de complément de rémunération, cette date étant nécessairement un premier du mois. Cette notification est adressée par voie postale ou par voie dématérialisée, la charge de la preuve de l'envoi reposant sur le producteur en cas de litige. La date de prise d'effet du contrat ne peut être antérieure à la date de fourniture de l'attestation mentionnée à l'article R. 314-7 du code de l'énergie.

Le contrat d'achat est suspendu à la date de prise d'effet du contrat de complément de rémunération et résilié à la même date. L'installation n'est pas soumise aux indemnités de résiliation prévues, le cas échéant, par le contrat d'achat ;

2° Dispositions relatives aux installations mentionnées aux 2° et 3° de l'article 2 :

En vue de la prise d'effet de son contrat, le producteur met en œuvre les dispositions de l'article R. 314-7 du code de l'énergie dans les conditions qu'il prévoit. Il transmet notamment l'attestation de conformité mentionnée audit article dans un délai de trois ans à compter de la date de demande complète de contrat par le producteur. En cas de dépassement de ce délai, la durée du contrat est réduite d'autant, en commençant par la première période de dix années mentionnée à l'annexe du présent arrêté ;

3° Pour l'application du 1° et du 2° du présent article, le délai de transmission de l'attestation mentionné ci-dessus est prolongé lorsque la mise en service de l'installation est retardée du fait des délais nécessaires à la réalisation des travaux de raccordement ou d'un recours contentieux exercé à l'encontre d'une ou plusieurs autorisations ou refus administratifs liés à l'installation ayant pour effet de retarder son achèvement. Dans ces cas, un délai supplémentaire égal au retard du raccordement ou à la durée de traitement du jugement des recours contentieux est accordé.

Le délai de transmission mentionné ci-dessus peut également être prolongé par le ministre chargé de l'énergie, pour une durée laissée à son appréciation, en cas de force majeure dûment justifiée par le producteur.

Le producteur notifie à Electricité de France la date de prise d'effet du contrat, cette date étant nécessairement un premier du mois. Cette notification est adressée par voie postale ou par voie dématérialisée, la charge de la preuve de l'envoi reposant sur le producteur en cas de litige. La date de prise d'effet du contrat ne peut être antérieure à la fourniture de l'attestation mentionnée à l'article R. 314-7 du code de l'énergie.

Article 9 (abrogé au 30 juillet 2017)

- ▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

En vue de la prise d'effet d'un avenant à son contrat résultant d'une demande de modification mentionnée au II de l'article 5, le producteur met en œuvre les dispositions de l'article R. 314-7 du code de l'énergie.

En particulier, lorsque la modification porte sur l'un des éléments mentionnés aux 2° et 3° du II de l'article 5, le producteur doit transmettre à Electricité de France une nouvelle attestation de conformité les éléments.

Le producteur notifie à Electricité de France la date de prise d'effet de l'avenant, cette date étant nécessairement un premier du mois. Cette notification est adressée par voie postale ou par voie dématérialisée, la charge de la preuve de l'envoi reposant sur le producteur en cas de litige. La date de prise d'effet de l'avenant du contrat ne peut être antérieure à la date de transmission par le producteur au cocontractant d'une attestation de conformité de son installation lorsque celle-ci est requise.

Article 10 (abrogé au 30 juillet 2017)

- ▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

Pour les installations mentionnées au 1° de l'article 2, le contrat de complément de rémunération est conclu pour la durée du contrat d'achat initial restant à courir à la date de sa prise d'effet.

Pour les installations mentionnées aux 2° et 3° de l'article 2°, le contrat est conclu pour une durée de quinze ans.

Article 11 (abrogé au 30 juillet 2017)

- ▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

Le producteur respecte les obligations lui incombant en application de la section 1 du chapitre IV du titre Ier du livre III du code de l'énergie, en application notamment des articles R. 314-14, R. 314-32, R. 314-48 et R. 314-49 du code de l'énergie.

En particulier, le producteur transmet chaque année à la Commission de régulation de l'énergie et tient à disposition du ministre chargé de l'énergie le détail des coûts et des recettes relatifs à son installation, dans les conditions et dans un format proposés par la Commission de régulation de l'énergie et approuvés par le ministre chargé de l'énergie. Il tient à disposition de la Commission de régulation de l'énergie les documents contractuels et comptables justifiant ces données, qu'il lui transmet sur demande dans un délai d'un mois.

Article 12 (abrogé au 30 juillet 2017)

- ▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

La demande de résiliation anticipée du contrat par le producteur indique la date de résiliation effective du contrat, cette date étant nécessairement un premier du mois. Elle doit parvenir au cocontractant par lettre recommandée avec accusé de réception avec un délai minimal de préavis de trois mois.

La demande de résiliation anticipée du contrat par le producteur donne lieu au versement à Electricité de France d'une

indemnité correspondant aux sommes actualisées perçues et versées au titre du contrat de complément de rémunération depuis la date de prise d'effet du contrat jusqu'à sa résiliation conformément à l'article R. 314-9 du code de l'énergie.

Par exception à l'alinéa précédent, en cas d'arrêt définitif de l'installation indépendant de la volonté du producteur et de demande de résiliation de son contrat par celui-ci, le producteur n'est pas tenu de verser l'indemnité susmentionnée sous réserve du démantèlement de l'installation.

Pour bénéficier de cette exemption, le producteur adresse une demande au préfet de région, qui juge selon son appréciation de l'obligation indépendante de sa volonté pour le producteur de mettre à l'arrêt définitif de son installation. Il joint à sa demande toutes les pièces justifiant de la mise à l'arrêt définitif de son installation. Le préfet peut lui enjoindre d'apporter la preuve du démantèlement.

Le préfet informe, le cas échéant, Electricité de France du fait que le producteur n'est pas tenu de verser les indemnités de résiliation susmentionnées.

Article 13 (abrogé au 30 juillet 2017)

▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

Par exception et lorsque l'acheteur de dernier recours est désigné par le ministre en charge de l'énergie en application de l'article R. 314-51 du code de l'énergie, le producteur a la possibilité de conclure un contrat d'achat de l'électricité produite avec celui-ci dans les cas et conditions définis à l'article R. 314-52 du code de l'énergie.

Les conditions d'achat sont définies en annexe III du présent arrêté.

Article 14 (abrogé au 30 juillet 2017)

▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

Sans préjudice de son application aux contrats d'achat signés à la date de publication du présent arrêté et sous réserve des dispositions du présent article, l'arrêté du 17 juin 2014 susvisé est abrogé.

Les installations pour lesquelles une demande complète de contrat d'achat a été déposée avant le 1er janvier 2016 ou pour lesquelles un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat a été obtenu avant le 1er janvier 2016, peuvent conserver le bénéfice des conditions d'achat telles que définies par l'arrêté du 17 juin 2014 susvisé.

A abrogé les dispositions suivantes :

- ARRÊTÉ du 17 juin 2014

Art. 1, Art. 2, Art. 3, Art. 4, Art. 5, Art. 6, Art. 7, Art. 8, Sct. Annexe, Art. null

Article 15 (abrogé au 30 juillet 2017)

▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

La directrice de l'énergie est chargée de l'exécution du présent arrêté, qui sera publié au Journal officiel de la République française.

▶ Annexe

Article (abrogé au 30 juillet 2017)

▶ Abrogé par Décret n°2017-676 du 28 avril 2017 - art. 4 (V)

ANNEXE
CONDITIONS DU COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION
I. - Conditions du complément de rémunération

Le complément de rémunération et ses composantes sont définis conformément au paragraphe 3 de la sous-section 3 de la section 1 du chapitre IV du titre Ier du livre III du code de l'énergie de la façon suivante :

Vous pouvez consulter l'intégralité du texte avec ses images à partir de l'extrait du Journal officiel électronique authentifié accessible en bas de page

Formule dans laquelle :

1° L'indice i représente un mois civil ;

2° E_i est la somme sur les heures à cours comptant (« prix spot ») positif ou nul pour livraison le lendemain sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, des volumes d'électricité affectée par le gestionnaire de des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation en période de production ;

3° Le coefficient α est égal à 1 ;

4° Le tarif de référence (T_e), exprimé en €/MWh, mentionné à l'article R. 314-37 du code de l'énergie, est défini conformément aux dispositions du II de l'annexe ;

5° MOi, exprimé en €/MWh, mentionné à l'article R. 314-38 du code de l'énergie est le prix de marché de référence sur le mois i, défini comme la moyenne sur le mois civil des prix à cours comptant positifs et nuls pour livraison le lendemain constatés sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, pondérée au pas horaire par la production de l'ensemble des installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent situées sur le territoire métropolitain continental.

6° La prime de gestion mentionnée à l'article R. 314-41 du code de l'énergie est égale à 2,8 €/MWh.

7° En application de l'article R. 314-39 du code de l'énergie, sur une année civile, au-delà des 20 premières heures, consécutives ou non, de prix spots strictement négatifs pour livraison le lendemain constatés sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité, une installation qui ne produit pas pendant les heures de prix négatifs reçoit une prime égale à Primeprix négatifs, définie ci-dessous :

Primeprix négatifs = $0,23 \cdot P_{\max} \cdot T \cdot n_{\text{prix négatifs}}$

Formule dans laquelle :

- P_{\max} est la puissance de l'installation ;
- T est le tarif de référence (T_e) défini au II de cette annexe, exprimé en €/MWh ;
- $n_{\text{prix négatifs}}$ est le nombre d'heures pendant lesquelles les prix spots pour livraison le lendemain sur la plateforme de marché organisé français de l'électricité ont été strictement négatifs au-delà des 20 premières heures de prix négatifs de l'année civile et pendant lesquelles l'installation n'a pas injecté d'énergie. Ce nombre d'heures est borné annuellement par la condition suivante :

Vous pouvez consulter l'intégralité du texte avec ses images à partir de l'extrait du Journal officiel électronique authentifié accessible en bas de page

Cette prime s'ajoute à la régularisation prévue à l'article R. 314-47 du code de l'énergie ;

8° Les coefficients Nbcapa et Prefcapa définis à l'article R. 314-40 du code de l'énergie sont déterminés comme suit :

- Nbcapa est le nombre de garanties de capacités, exprimé en MW et est égal, pour une année civile et conformément au régime dérogatoire de certification prévu à l'article 6.2.2 des règles du mécanisme de capacité approuvées par l'arrêté du 22 janvier 2015 susvisé :
 - au niveau de capacité certifié initial de cette entité de certification, si l'installation a été certifiée selon la méthode de certification normative prévue au 6.3.2 des règles du mécanisme de capacité et si l'installation correspond exactement à une entité de certification.
 - dans le cas où l'installation a été certifiée selon la méthode de certification basée sur le réalisé prévue au 6.3.1 des règles du mécanisme de capacité et/ou si l'installation fait partie d'une entité de certification contenant plusieurs installations, au niveau de capacité certifié initial équivalent de l'installation si celle-ci se faisait certifier individuellement (le seuil d'agrégation prévu au 6.4.6.3.3 des règles du mécanisme de capacité ne s'appliquant pas) et selon la méthode de certification normative prévue au 6.3.2 des règles du mécanisme de capacité.

Les gestionnaires de réseaux sont chargés du calcul de cette valeur et de sa transmission au producteur ainsi qu'à Electricité de France ;

- Prefcapa est le prix de marché de la capacité, exprimé en €/MW, défini comme la moyenne arithmétique des prix observés lors des sessions d'enchères organisées pendant l'année civile précédant l'année de livraison.

Pour la première année civile partielle du contrat de complément de rémunération, Prefcapa est nul.
Pour la deuxième année civile du contrat de complément de rémunération, Prefcapa est égal au prix observé lors de la dernière session d'enchères organisée pendant l'année civile précédant l'année de livraison.

II. - Le tarif de référence T_e , exprimé en €/MWh hors TVA, est défini comme suit

$T_e = L \cdot TDCC$

Formule dans laquelle :

A. L est un coefficient d'indexation du niveau de tarif de référence T_e au cours du contrat. Cette indexation s'effectue annuellement au premier novembre.

1° Pour les installations mentionnées 1° de l'article 2, le coefficient d'indexation L est défini de la façon suivante :

Vous pouvez consulter l'intégralité du texte avec ses images à partir de l'extrait du Journal officiel électronique authentifié accessible en bas de page

Formules dans lesquelles :

(i) ICHTrev-TS1 est la dernière valeur définitive connue au premier novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;

(ii) FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue au premier novembre de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français pour l'ensemble de l'industrie ;

2° Pour les installations mentionnées aux points 2° et 3° de l'article 2, le coefficient d'indexation L est défini de la façon suivante :

Vous pouvez consulter l'intégralité du texte avec ses images à partir de l'extrait du Journal officiel électronique authentifié accessible en bas de page

Formules dans lesquelles :

- (i) ICHTrev-TS1 est la dernière valeur définitive connue au premier novembre de chaque année de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;
- (ii) FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue au premier novembre de chaque année de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français pour l'ensemble de l'industrie ;
- (iii) ICHTrev-TS10 et FMOABE00000 sont les dernières valeurs définitives des indices ICHTrev-TS1 et FMOABE0000 connues à la date de prise d'effet du contrat de complément de rémunération.

B. TDCC est le niveau de tarif de base, exprimé en €/MWh, défini selon les modalités ci-dessous.

DURÉE ANNUELLE DE FONCTIONNEMENT de référence	VALEUR DE TDCC pour les dix premières années (€/MWH)	VALEUR DE TDCC pour les cinq années suivantes (€/MWH)
2 400 heures et moins	82	82
Entre 2 400 et 2 800 heures	82	Interpolation linéaire
2 800 heures	82	68
Entre 2 800 et 3 600 heures	82	Interpolation linéaire
3 600 heures et plus	82	28

Tableau dans lequel :

1° La durée annuelle de fonctionnement est définie comme le quotient de l'énergie produite pendant une année par la puissance maximale installée.

2° A l'issue de chacune des dix premières années de fonctionnement de l'installation, la durée annuelle de fonctionnement est calculée conformément au 1°. La durée annuelle de fonctionnement de référence correspond à la moyenne des huit durées annuelles médianes calculées précédemment (c'est-à-dire en éliminant la durée annuelle la plus forte et la durée annuelle la plus faible).

En cas de durée de contrat réduite en application de l'article 8 du présent arrêté, la durée annuelle de fonctionnement de référence correspond à la moyenne des années pleines de fonctionnement de l'installation calculées précédemment, ou des huit années pour lesquelles cette durée est la plus élevée.

C Indexation de TDCC :

1° Dispositions relatives aux installations mentionnées au point 1° de l'article 2 :

Pour les installations dont les demandes complètes de contrat d'achat initial ont été effectuées en 2007, la valeur de TDCC est indexée par application du coefficient K défini ci-après.

Pour les installations dont les demandes complètes de contrat d'achat initial ont été effectuées après le 31 décembre 2007, la valeur de TDCC est indexée au 1er janvier de l'année de la demande par application du coefficient $(0,98)^n \times K$, où K est défini ci-après et n est le nombre d'années après 2007 (n = 1 pour 2008) :

Vous pouvez consulter l'intégralité du texte avec ses images à partir de l'extrait du Journal officiel électronique authentifié accessible en bas de page

Formule dans laquelle :

(i) ICHTrev-TS1 est la dernière valeur définitive connue au 1er janvier de l'année de la demande de contrat d'achat initial, de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;

(ii) FMOABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1er janvier de l'année de la demande de contrat d'achat initial, de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français pour l'ensemble de l'industrie ;

(iii) ICHTrev-TS10 est la valeur de l'indice ICHTrev-TS calculée sur la base de la dernière valeur définitive de l'indice ICHTTS1 connue au 26 juillet 2006.

(iv) FMOABE00000 est la valeur de l'indice FMOABE0000 calculée sur la base de la dernière valeur définitive de l'indice PPEI connue au 26 juillet 2006 ;

2° Dispositions relatives aux installations mentionnées aux points 2° et 3° de l'article 2 :

La valeur de TDCC est indexée au 1er janvier de l'année de la demande complète de complément de rémunération par application du coefficient $(0,98)^n \times K$, où K est défini ci-après et n est le nombre d'années après 2007 (n = 1 pour 2008) :

Formule dans laquelle :

(i) ICHTrev-TS1 est la dernière valeur définitive connue au 1er janvier de l'année de la demande de contrat d'achat initial, de l'indice du coût horaire du travail révisé (tous salariés) dans les industries mécaniques et électriques ;

- (ii) FM0ABE0000 est la dernière valeur définitive connue au 1er janvier de l'année de la demande de contrat d'achat initial, de l'indice des prix à la production de l'industrie française pour le marché français pour l'ensemble de l'industrie ;
- (iii) ICHTrev-TS10 est la valeur de l'indice ICHTrev-TS calculée sur la base de la dernière valeur définitive de l'indice ICHTTS1 connue au 26 juillet 2006.
- (iv) FM0ABE00000 est la valeur de l'indice FM0ABE0000 calculée sur la base de la dernière valeur définitive de l'indice PPEI connue au 26 juillet 2006.

III. - Conditions d'achat de dernier recours

On note Eelec, les volumes d'électricité affectée par le gestionnaire de réseau, le cas échéant via une formule de calcul de pertes ou une convention de décompte, au périmètre d'équilibre désigné par le producteur pour la production de son installation. Ces volumes sont nets des consommations des auxiliaires nécessaires au fonctionnement de l'installation.

Lorsque le producteur bénéficie d'un contrat d'achat avec l'acheteur de dernier recours conformément à l'article 12 du présent arrêté, la rémunération applicable à Eelec est égale à R défini ci-dessous, pendant la durée définie par le producteur conformément à l'article R.314-52 du code de l'énergie :

$$R = 0,8. Eelec. Te$$

Formule dans laquelle Te est le tarif de référence défini conformément aux dispositions du II de l'annexe, exprimé en €/MWh.

L'acheteur de dernier recours ne se subroge pas au producteur pour la valorisation des garanties de capacités. La déduction de la valorisation des garanties de capacité s'effectue à la fin de l'année conformément à l'article R.314-48 du code de l'énergie. Cette valorisation est calculée conformément au 4° du I de l'annexe.

Fait le 13 décembre 2016.

La ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat,

Ségolène Royal

Le ministre de l'économie et des finances,

Michel Sapin

Annexe 5

Accusé de réception de demande complété de contrat tarif E16 (EDF)



Direction des Services Partagés
CSP AOA & Services
Département Administration des Obligations d'Achat
Agence Sud-Ouest

5 rue Claude Marie Perroud
ACI-001-CMP
31096 TOULOUSE CEDEX 1

Tel. : +33 5 67 69 43 81
Fax: +33 5 67 69 43 87
Mail : dsp-cspas-obligations-achat-sud-ouest@edf.fr

PARC EOLIEN DES CHENAIES
HAUTES
29 Rue Du Danemark
56400 BRECH

Vos références : BOA0029916 - PARC EOLIEN DES CHENAIES HAUTES 1
lieu-dit "Le Fougeroux"
Nos références : DSP.CSPAS.AOA.MF
Interlocuteur : Guy DELRIEU
Objet : **Accusé réception de demande complète de contrat E16 Initiale**

Toulouse, le 09/05/2017

Madame, Monsieur,

Nous accusons réception de votre demande complète de contrat, envoyée le 26/04/2017, au titre de l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent.

Compte tenu de la réglementation en vigueur à ce jour, nous vous précisons que le coefficient d'indexation des prix (Kc) qui sera retenu lors de l'élaboration de votre contrat sera de **0,9722**, conformément au II de l'annexe de l'arrêté susvisé.

Nous attirons votre attention sur les points suivants :

- Une attestation de conformité de l'installation, délivrée par un organisme agréé, devra nous être adressée (par voie postale ou dématérialisée) en application de l'article 8 de l'arrêté du 13 décembre 2016. Cette attestation est remplacée par une attestation sur l'honneur jusqu'au 1er janvier 2018.
- La date de prise d'effet du contrat ne peut être antérieure à la date de fourniture de l'attestation susmentionnée. Elle est nécessairement le premier jour d'un mois et devra nous être notifiée, par voie postale ou par voie dématérialisée, selon les modalités prévues aux conditions générales du contrat.

Nous vous adressons ci-joint :

- la fiche de collecte à nous retourner complétée ;
- le modèle d'attestation sur l'honneur de conformité, à nous retourner complétée avant la prise d'effet de votre contrat.



Dans le cas où vous renoncerez à bénéficier de ce contrat, vous voudrez bien nous en informer.

Restant à votre disposition pour tout complément d'informations, nous vous prions d'agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Guy DELRIEU

Adjoint au Chef D'agence AOA Sud-Ouest

Dans le cadre des missions de service public prévues par l'article L. 314-1 du code de l'énergie, EDF est tenue d'acheter l'électricité produite par certaines installations dont l'État souhaite encourager le développement, à des conditions définies par les pouvoirs publics





Direction des Services Partagés
CSP AOA & Services
Département Administration des Obligations d'Achat
Agence Sud-Ouest

5 rue Claude Marie Perroud
ACI-001-CMP
31096 TOULOUSE CEDEX 1

Tel. : +33 5 67 69 43 81
Fax: +33 5 67 69 43 87
Mail : dsp-cspas-obligations-achat-sud-ouest@edf.fr

PARC EOLIEN DES CHENAIES
HAUTES
29 Rue Du Danemark
56400 BRECH

Vos références : BOA0029917 – PARC EOLIEN DES CHENAIES HAUTES 2
lieu-dit "Les Chênaies Hautes"
Nos références : DSP.CSPAS.AOA.MF
Interlocuteur : Guy DELRIEU
Objet : **Accusé réception de demande complète de contrat E16 initiale**

Toulouse, le 09/05/2017

Madame, Monsieur,

Nous accusons réception de votre demande complète de contrat, envoyée le 26/04/2017, au titre de l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent.

Compte tenu de la réglementation en vigueur à ce jour, nous vous précisons que le coefficient d'indexation des prix (Kc) qui sera retenu lors de l'élaboration de votre contrat sera de **0,9722**, conformément au II de l'annexe de l'arrêté susvisé.

Nous attirons votre attention sur les points suivants :

- Une attestation de conformité de l'installation, délivrée par un organisme agréé, devra nous être adressée (par voie postale ou dématérialisée) en application de l'article 8 de l'arrêté du 13 décembre 2016. Cette attestation est remplacée par une attestation sur l'honneur jusqu'au 1er janvier 2018.
- La date de prise d'effet du contrat ne peut être antérieure à la date de fourniture de l'attestation susmentionnée. Elle est nécessairement le premier jour d'un mois et devra nous être notifiée, par voie postale ou par voie dématérialisée, selon les modalités prévues aux conditions générales du contrat.

Nous vous adressons ci-joint :

- la fiche de collecte à nous retourner complétée ;
- le modèle d'attestation sur l'honneur de conformité, à nous retourner complétée avant la prise d'effet de votre contrat.



Dans le cas où vous renonceriez à bénéficier de ce contrat, vous voudrez bien nous en informer.

Restant à votre disposition pour tout complément d'informations, nous vous prions d'agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos sentiments les meilleurs.

Guy DELRIEU
Adjoint au Chef D'agence AOA Sud-Ouest

A handwritten signature in blue ink, appearing to be "Guy Delrieu", is written across the center of the page.

Dans le cadre des missions de service public prévues par l'article L. 314-1 du code de l'énergie, EDF est tenue d'acheter l'électricité produite par certaines installations dont l'État souhaite encourager le développement, à des conditions définies par les pouvoirs publics

22 30, Avenue de Magasin,
75294 Paris Cedex 08 - France
Central de 930 004 234 et/ou
557 001 317 R.C.S. Paris

www.edf.com



Annexe 6

Procédure de valorisation et de recyclage des pales en fin de vie – SIEMENS
(version anglaise ; traduite partiellement en français aux pages 12-13 du mémoire en
réponse)

End-of-Life Processing Methods for Blades Siemens Wind Turbines

Background

The wind turbine industry is relatively young and only a limited amount of practical experience exists on the end-of-life processing of wind turbine rotor blades. This document outlines the main methods that have become, or are in the process of being, established on an industrial scale.

The methods are relevant to fiber reinforced polymers (FRP) used by Siemens Wind Power, including glass fiber reinforced polymers (GFRP) and carbon fiber reinforced polymers (CFRP).

End-of-Life Processing of Blades

End-of-life processing of wind turbine rotor blades can be divided into three different options.

Refurbish and Reuse

By far the most common reason for wind turbine dismantling is repowering with larger machines, rather than technical end-of-life. Consequently, most turbines that are dismantled are subsequently refurbished and sold for re-installation elsewhere.

Recycling

Various recycling methods are listed below.

Mechanical recycling involves milling, shredding, grinding, separating fiber and resin fractions. The recovered fibers can be used as fillers or in the production of other fibrous products.

Thermal recycling involves the application of high temperatures to separate resin from fibers.

- Incineration (combustion) is a thermal process, through which the energy content from the resins is used to produce energy (electricity and heat) and the remaining residue (ash/slag) is sent for further waste handling.
- Pyrolysis and gasification are thermal processes through which high temperatures permit the preservation of the fiber materials that can be used in secondary applications.

Chemical recycling involves chemical and thermal processes to dissolve resin from fibers and permits the preservation of the fiber materials which can be used in secondary applications.

Landfill

Blades are considered non-hazardous waste, and it is common practice to use blades for landfill purposes, sometimes as whole blades, more often as sectioned or shredded material.

Most countries are seeking to reduce landfill mass and to encourage recycling through legislative bans and increased taxes, in order to reduce the use of virgin materials and increase the value of the waste. In some EU-member countries, e.g. Germany, landfill based on wind turbine blades is not allowed.

The GenVind Project

The economic potential of composite recycling depends on several factors such as technology availability, legal requirements, investment requirements for recycling facilities, and supply and demand of materials and recycled material.

Siemens Wind Power pays high attention to the development of solutions for recycling. Siemens Wind Power participates in the Danish national consortium GenVind which conducts research in recycling of plastic.

The Danish national waste tax on incineration and landfill, coupled with the potential for recovering and reusing high value materials from FRP, provides a financial incentive to encourage the recycling of composite waste. However, the current state-of-the-art in composite recycling is not sufficiently advanced to meet this goal. In response, the GenVind innovation consortium has been formed to develop technologies for the sustainable recycling of FRP composites, and to demonstrate that the materials recovered from waste FRP can be commercially used to create new FRP materials and structures.

The aim of the consortium is to develop knowledge about relevant mechanical, thermal and chemical recycling processes and based on that work with an application-oriented development of appropriate process technologies, optimization of the recovered materials and characterization of materials and components in terms of performance and durability. In addition, it is the aim that the potential of the technology will be demonstrated through a series of prototype components such as furniture, building panels, new wind turbine blades, paints, fiber reinforced concrete/tiles, stronger concrete structures, marine structures, textiles, etc.

The consortium consists of a number of different organizations, including wind turbine manufacturers.

Outlook

In addition to the participation in the GenVind project, Siemens Wind Power also collaborates with other waste handlers and new companies who see an emerging market for blade recycling.

Based on ongoing activities, Siemens Wind Power expects that a concept for sustainable and commercially viable recycling of decommissioned wind turbine rotor blades will be developed during the next five years.

Siemens Wind Power and its affiliates reserve the right to change the above specifications without prior notice.

