

## 4. Description des mesures

### 4.1. Les mesures d'évitement

A mesure du développement du projet, le porteur de projet a tenu compte des recommandations émises quant à la préservation de l'état naturel initial du site. Dans ce cadre, plusieurs mesures d'évitement ont été considérées puis appliquées pour aboutir à l'implantation d'un parc solaire photovoltaïque de moindre impact sur la faune et la flore locale.

Ces mesures d'évitement sont décrites ci-après :

**E1** : Les boisements sont maintenus et leur fonctionnalité écologique, y compris celle de leurs écotones (ourlet et manteau forestier), est maintenu.

**E2** : Les haies, dans l'optique de conserver des corridors en connexion avec les autres éléments de la trame verte à l'échelle du site (boisements conservés ci-dessus notamment), sont toutes conservées. En conséquence l'intégration paysagère du projet sera aussi facilitée.

**E3** : Les stations d'espèces protégées, menacées et / ou rares, pour tous les taxons, sont évitées. Notamment, balisage de la station de *Narcissus poeticus* en vue de maintenir la population dans la zone d'implantation potentielle du projet solaire. Ce balisage aura lieu avant le début du chantier et sera réalisé avec l'aide d'un écologue. Le balisage sera réalisé au moyen de barrière Heras. Il s'agit donc d'un balisage de protection stricte des stations. A l'intérieur de ce périmètre délimitant un espace interdit à toute opération lors des travaux, des piquets colorés plantés dans le sol marqueront individuellement chaque pied de l'espèce.

Lors de l'exploitation du parc photovoltaïque, mise en place d'un panneau d'information mentionnant le Narcisse des poètes (*Narcissus poeticus*) et l'interdiction d'opérations au droit des stations, exceptée la fauche de gestion nécessaire au maintien de la population de l'espèce sur le site.

**E4** : Dans l'aire d'étude immédiate, en dehors de la zone d'implantation potentielle, toutes les prairies sont préservées, y compris lors de la phase des travaux (pas d'entrepôt de matériel, pas de circulation d'engins).

**E5** : Les travaux n'auront pas lieu après le coucher du soleil et avant le lever du soleil. Cette mesure vise à préserver les populations des chiroptères qui chassent et transitent dans l'aire d'étude immédiate.

**E6** : Pas d'intervention, ni même de passage, au niveau des stations de Robinier (*Robinia pseudo-acacia*).

**E7** : Pas d'éclairage nocturne dans le périmètre de la centrale photovoltaïque.

### 4.2. Les mesures de réduction

En complément des mesures d'évitement appliquées pour définir le schéma d'implantation du projet solaire, une série de mesures de réduction sera mise en place pour atténuer plus encore les éventuels impacts du parc solaire sur la faune, la flore et les habitats observés.

Ces mesures de réduction sont décrites ci-après :

**R1** : Concernant l'avifaune, la mesure de réduction la plus pertinente vise la préservation des populations nicheuses probables sur le site du projet (et ses abords) et notamment la préservation des espèces patrimoniales comme le Bruant jaune, la Linotte mélodieuse et le Tarier pâtre. **Dans cette optique, les travaux ne débuteront pas entre la mi-mars et la fin-juillet.** Pendant la poursuite éventuelle des travaux (installation des panneaux) en période de nidification (en cas de démarrage des travaux avant la mi-mars par exemple), un suivi de chantier sera réalisé pour identifier et baliser les éventuels nouveaux sites de reproduction d'espèces patrimoniales établis pendant la phase du chantier de construction.

**R2** : Dans l'objectif de maintenir quelques populations de passereaux qui s'alimentent aujourd'hui dans les prairies et fourrés de la zone d'implantation potentielle, sera conservée sous et entre les modules, ainsi qu'en périphérie, une végétation herbacée obtenue par reprise naturelle. Cette mesure est également favorable à la flore et aux insectes.

**R3** : Pour permettre le libre déplacement des mammifères (et aussi celui des amphibiens et reptiles bien que non observés sur le site), le porteur du projet a choisi de conserver un espacement de 80 centimètres entre le bas des modules solaires et le sol. Cet espacement avec le sol est aussi favorable à la flore et aux insectes des prairies.

De même, si le site doit être davantage clôturé que le site d'enfouissement aujourd'hui, le type de grillage qui sera retenu pour clôturer le parc solaire (maillage 50x200 mm) permettra la libre circulation dans la zone d'implantation du projet. Des passes-faune adaptés seront disposés dans la clôture tous les 50 mètres. Cette mesure vise à ne pas priver les mammifères d'un espace d'alimentation.

**R4** : Maintien d'une zone tampon (minimum de 5 m de large) entre la délimitation de l'implantation et les milieux à conserver, ici entre les panneaux et les boisement et haies.

**R5** : Réserver l'éclairage à des opérations de sécurité ponctuelles et espacées dans le temps.

Figure 70 : Périodes à éviter pour la préservation de l'avifaune nicheuse

Thèmes	Jan.	Fév.	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept	Oct.	Nov.	Déc.
Avifaune												

En considérant les contraintes décrites ci-dessus, le calendrier des travaux sera fixé comme suit :

Du 1<sup>er</sup> août au 15 mars (hors période de reproduction de l'avifaune) :

- Réalisation de l'ensemble des gros travaux : travail du sol, installation des structures création des chemins d'exploitation.

Du 15 mars au 01<sup>er</sup> août (si nécessaire) :

- Finalisation de l'aménagement complet de la centrale solaire.

### 4.3. Les mesures de compensation

Pour compenser la perte/modification d'habitats qui n'a pu être ni évitée ni réduite dans le schéma d'implantation du projet solaire, une mesure compensatoire est proposée pour atténuer plus encore les éventuels impacts du parc solaire photovoltaïque sur la faune, la flore et les habitats observés.

Cette mesure de compensation est décrite ci-après :

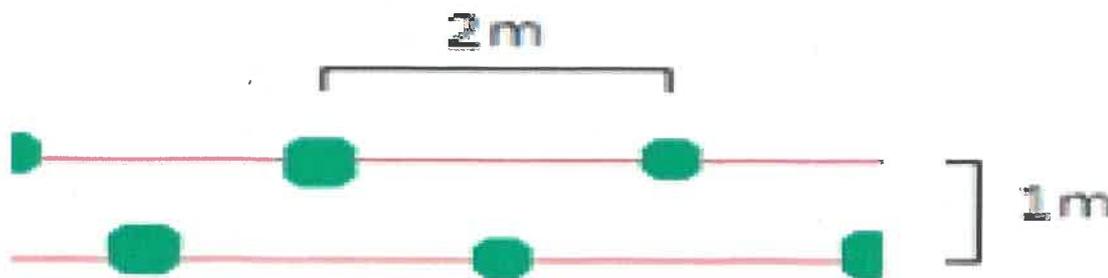
**C1** : A l'initiative du porteur de projet, plantation de haies en compensation des fourrés détruits dans la ZIP sud. Cette mesure sera favorable aux oiseaux et aux chiroptères. Etant donné qu'il est très irréaliste, du point de vue du foncier, de replanter d'un seul tenant des fourrés ayant la physionomie des fourrés actuels, nous proposons cette mesure plus réaliste. Un engagement devra être contractualisé avec les propriétaires. Cet engagement devra porter, notamment, sur l'obligation de ne pas détruire ces haies nouvelles et sur un accord de gestion dont les termes seront explicités.

Les espèces à planter doivent être des espèces indigènes non cultivées. Nous proposons uniquement des espèces observées dans le périmètre de l'aire d'étude immédiate.

Figure 71 : Typologie des haies à créer

Espèces à planter		Physionomie de la plantation		Période pour la plantation
Arbres	Arbustes	A privilégier	Possible	
<i>Quercus petraea</i> <i>Quercus robur</i>	<i>Acer campestre</i> <i>Cornus sanguinea</i> <i>Corylus avellana</i> <i>Crataegus monogyna</i> <i>Ligustrum vulgare</i> <i>Viburnum lantana</i>	Au moins quatre espèces dans les haies (une espèce d'arbres + trois espèces d'arbustes)  En quinconce sur deux rangs, ceux-ci espacés d'un mètre  Plants espacés de deux mètres  Alternance des espèces au sein de chacun des rangs	Au moins quatre espèces dans les haies (une espèce d'arbres + trois espèces d'arbustes)  Sur un rang  Plants espacés de deux mètres  Alternance des quatre espèces	Fin octobre à mi-mars

Figure 72 : Disposition des plants constituant la haie



#### 4.4. Les mesures d'accompagnement et de suivi

Afin de réduire au maximum les effets temporaires et permanents potentiels de la centrale photovoltaïque sur la faune et la flore, des mesures supplémentaires, qualifiées d'accompagnement, seront mises en place et se résumeront aux actions suivantes :

**A1** : Un suivi en exploitation sera réalisé. Pour l'avifaune, ce suivi a pour objectif d'évaluer les populations d'oiseaux présentes sur le secteur d'implantation de la centrale solaire. Il a aussi pour but de déterminer des patrons (*pattern*) d'utilisation du site par les différentes espèces. La comparaison avec la situation avant l'implantation de la centrale solaire sera faite. Dans cette comparaison les espèces patrimoniales seront particulièrement étudiées.

Ce suivi post-implantation sera composé comme suit :

1. Avifaune nicheuse 1<sup>ère</sup> année : 2 passages en période de reproduction (avril à juin).
2. Avifaune nicheuse 2<sup>ème</sup> année : 2 passages en période de reproduction (avril à juin).
3. Avifaune nicheuse 4<sup>ème</sup> année : 1 passage en période de reproduction (avril à juin).
4. Avifaune nicheuse 6<sup>ème</sup> année : 1 passage en période de reproduction (avril à juin).
5. Avifaune nicheuse 8<sup>ème</sup> année : 1 passage en période de reproduction (avril à juin).
6. Avifaune nicheuse 10<sup>ème</sup> année : 1 passage en période de reproduction (avril à juin).

Ce sont donc huit passages répartis sur dix années qui seront consacrés au suivi de l'avifaune nicheuse. Les deux premières années cumuleront quatre passages. Après la deuxième année, le suivi se fera avec une fréquence d'un passage tous les deux ans. Ce passage aura lieu la première quinzaine de juin (pic de nidification) et la nidification dans les haies nouvellement implantées et fortes de deux années de croissance au moins sera particulièrement observée.

Lors des passages d'étude de l'avifaune, seront notés les habitats présents au niveau de la centrale solaire et l'ensemble de la faune contactée lors des parcours de prospections. La totalité des nouveaux éléments d'observation relatifs à la faune et à la flore conduira à leur comparaison par rapport à l'état initial. Flore et avifaune sont donc mutualisés et un intervenant compétent dans les deux domaines interviendra.

Les investigations de terrain donneront lieu à la rédaction d'un rapport de suivi, incluant une description des enjeux initiaux du secteur (identifiés lors de la réalisation de l'étude d'impact écologique initiale), la méthodologie mise en œuvre pour conduire le suivi post-implantation, les résultats obtenus et leur comparaison avec les espèces et habitats initialement présents sur le site. En cas d'impacts identifiés, des mesures correctives seront proposées.

**A2**: Un suivi en exploitation sera réalisé. Pour les chiroptères, ce suivi a pour objectif d'évaluer la diversité et l'activité des populations présentes sur le secteur d'implantation de la centrale solaire. Il ne concernera que l'année N+1. La comparaison avec la situation avant l'implantation de la centrale solaire sera faite. Dans cette comparaison, les espèces patrimoniales seront particulièrement étudiées selon les mêmes protocoles que ceux de la présente étude. Si la situation est significativement moins bonne pour les chiroptères après l'implantation qu'avant l'implantation, la poursuite du suivi sera proposée au moins jusqu'à N+3.

**A3**: Après les travaux, la recolonisation végétale naturelle du site sera l'objectif. Une gestion extensive des zones sans modules et des inter-rangs enherbées entre les lignes de modules solaires sera réalisée par fauche mécanique à partir de la mi-juillet. Cette fauche sera exportatrice, c'est-à-dire que les herbes fauchées ne doivent pas restées dans la prairie. Le produit de la fauche (foin) pourra être proposé à la ferme « *Les Chèvres de Bailleau* » qui exerce son activité agricole sur le site.

La gestion extensive par fauche tardive sera favorable au Narcisse des poètes (*Narcissus poeticus*). Pour cette espèce aucune autre opération de gestion n'est préconisée ici. Au droit des stations la fauche n'interviendra pas avant début juillet, cela pour laisser la plante faire des graines et ensemercer alentour. La fauche sera exportatrice, c'est-à-dire que le foin ne sera pas laissé sur place. Seul le séchage dans la prairie, en andain ou non, sera possible. Le foin sera proposé, comme déjà évoqué, à la ferme « *Les Chèvres de Bailleau* ».

**A4**: L'abroustissement par la petite faune (Lagomorphes notamment), favorisée par une clôture perméable à cette dernière (voir mesure **R3**), envisage ainsi une gestion « douce » du site (couplée à la mesure **A3** ci-dessus) qui limite l'utilisation de machines thermiques utilisées pour maintenir le milieu ouvert entre les modules solaires.

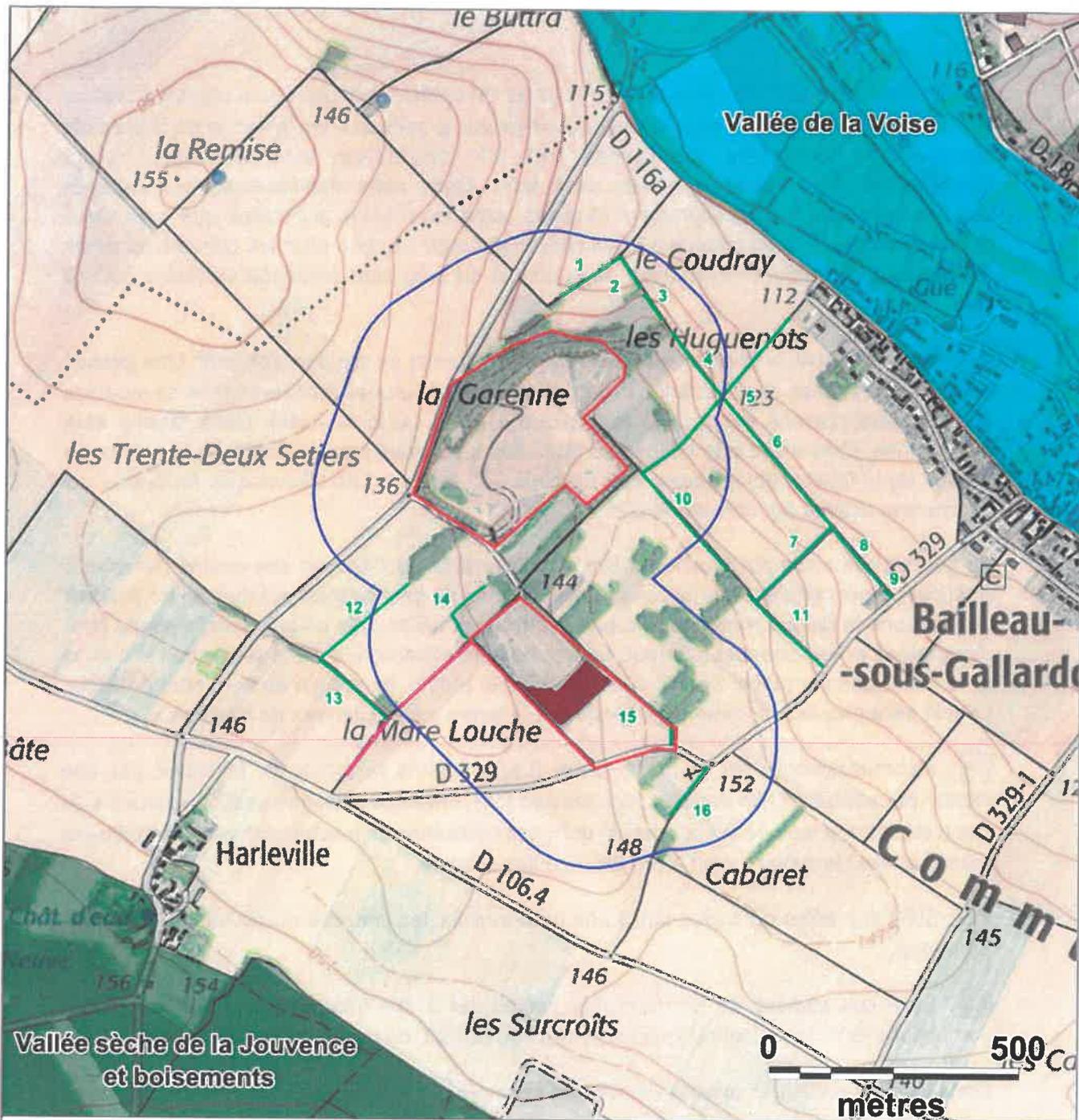
**A5**: Suivi des haies nouvelles sur 5 ans pour évaluer les chances de constituer des haies pérennes.

**A6**: Suivi des stations de Narcisse des poètes sur 5 ans pour évaluer la pérennité des populations et l'impact réel ou supposé, positif ou négatif, du projet sur ces dernières.

Dans les cinq premières années de suivi les mesures **A1**, **A2**, **A5** et **A6** seront mutualisées.

Sous réserve de l'application de l'ensemble des mesures préconisées, la réalisation du parc solaire photovoltaïque sur la commune de Bailleau-Armenonville sera sans effet significatif sur l'état de conservation des populations régionales et nationales (pas plus qu'à l'échelle de la commune et du site bien que difficilement évaluable car par d'indicateur idoine) des populations floristiques et faunistiques recensées dans la zone d'implantation potentielle du projet.

Aussi, dans la mesure où le projet n'induit pas de risque de mortalité, de perturbation ou de destruction d'habitats de nature à remettre en cause le bon accomplissement des cycles biologiques et le maintien en bon état de conservation des populations locales d'espèces animales et végétales à enjeu de conservation, une demande de dérogation pour les espèces protégées au titre de l'article L.411.2 du Code de l'Environnement n'apparaît pas nécessaire.



**Légende**

**Aires d'étude :**

- Zone d'implantation potentielle
- Aire d'étude immédiate

**Entités écopaysagères :**

- Vallée de la Voise
- Vallée sèche de la Jouvence et boisements

**Zone compensée :**

- Fourrés mésophiles denses : environ 1 hectare

**Mesure compensatoire :**

- Plantation de haie (342 mètres) : choix initial
- Haie : autres implantations possibles (choix parmi 16 linéaires)

**Carte 37 : Mesure compensatoire à mettre en place**



Fond de carte : IGN, Géoportail - Réalisation : Envol environnement 2021



## 5. Synthèse des effets résiduels estimés

Figure 73 : Tableau de synthèse des effets résiduels attendus sur les populations recensées dans la zone du projet

Taxon	Niveaux d'enjeux	Niveaux d'impacts	Mesures préconisées				Description de la mesure	Effets résiduels estimés
			Évitement	Réduction	Compensation	Accompagnement		
Avifaune	Faible à modéré	Phase travaux	X	-	-	-	Choix de la variante d'implantation du projet de moindre emprise. Aucune haie et aucun boisement (lisières comprises) ne seront détruits.	Très faible
		Phase exploitation	-	X	-	-	Démarrage des travaux en dehors de la saison de reproduction (hors période mi-mars à fin-juillet).	
	Faible pour toutes espèces en période de reproduction.		X	-	-	-	Choix de la variante d'implantation du projet de moindre emprise. Aucune haie et aucun boisement (lisières comprises) ne seront détruits.	
		-	-	X	-	-	Maintien d'une grande partie des fourrés.	
			-	-	X	-	En compensation de fourrés détruits en ZIP sud : plantations de 342 mètres de haies.	
			-	-	-	X	Suivi écologique de la centrale photovoltaïque (8 passages répartis sur 10 années).	

Taxon	Niveaux d'enjeux	Niveaux d'impacts	Mesures préconisées				Effets résiduels estimés
			Évitement	Réduction	Compensation	Accompagnement	
Chiroptères	Faible à modéré	Phase travaux	X	-	-	-	Très faible
				-	-	-	
	Faible	Phase exploitation	X	-	-	-	Très faible
				-	-	-	
				-	X	-	
				-	-	X	

Taxon	Niveaux d'enjeux	Niveaux d'impacts	Mesures préconisées				Effets résiduels estimés						
			Évitement	Réduction	Compensation	Accompagnement							
Mammifères « terrestres »	Faible	Phase travaux	X	-	-	-	Choix de la variante d'implantation du projet de moindre emprise.						
								-	X	-	-	Installation de 45 passes-faune (un passe-faune tous les 50 mètres).	
								X	-	-	-	Choix de la variante d'implantation du projet de moindre emprise.	
	Faible	Phase exploitation	X	-	-	-	-	Choix de la variante d'implantation du projet de moindre emprise.					
									-	X	-	-	Positionnement des modules solaires à au moins 80 centimètres du sol pour permettre le libre déplacement des mammifères.
									-	X	-	-	Installation de 45 passes-faune (un passe-faune tous les 50 mètres).
									-	-	-	X	Gestion des prairies par fauche tardive (à partir du 15 juillet)

Taxon	Niveaux d'enjeux	Niveaux d'impacts	Mesures préconisées				Description de la mesure	Effets résiduels estimés
			Évitement	Réduction	Compensation	Accompagnement		
Amphibiens	Très faible	Phase travaux	X	-	-	-	Choix de la variante d'implantation de moindre emprise.	Négligeable
		Phase exploitation	X	-	-	-	Choix de la variante d'implantation de moindre emprise (évitement des zones humides).	Négligeable
Reptiles	Très faible	Phase travaux	-	X	-	-	Installation de 45 passes-faune (un passe-faune tous les 50 mètres).	Négligeable
		Phase exploitation	X	-	-	-	Choix de la variante d'implantation de moindre emprise.	Négligeable
Insectes	Faible	Phase travaux	-	X	-	-	Choix de la variante d'implantation de moindre emprise (évitement des zones humides).	Négligeable
		Phase exploitation	X	-	-	-	Choix de la variante d'implantation de moindre emprise.	Très faible
			-	X	-	-	Positionnement des modules solaires à au moins 80 centimètres du sol pour permettre l'expression d'une végétation prairiale sans ombrage sur les cellules photovoltaïques.	Très faible
			-	-	X	Gestion des prairies par fauche et / ou pâturage extensif.		

Taxon	Niveaux d'enjeux	Niveaux d'impacts	Mesures préconisées				Effets résiduels estimés
			Évitement	Réduction	Compensation	Accompagnement	
Flore et habitats	Très fort	Phase travaux	X	-	-	-	Balisage de protection des stations de <i>Narcissus poeticus</i> en vue de maintenir la population dans la zone d'implantation potentielle du projet solaire. Ce balisage aura lieu avant le début du chantier et sera réalisé avec l'aide d'un écologue. Des barrières type Heras seront disposées pour interdire l'accès aux stations.
		Phase exploitation	X	-	-	-	
	Modéré	Phase travaux	-	-	-	X	Suivi des deux stations de <i>Narcissus poeticus</i> , avec dénombrement des pieds.
		Fort pour les prairies fauchées d'intérêt communautaire	X	-	-	-	Faible

Taxon	Niveaux d'enjeux	Niveaux d'impacts	Mesures préconisées				Description de la mesure	Effets résiduels estimés
			Évitement	Réduction	Compensation	Accompagnement		
Flore et habitats	Modéré	Phase exploitation	-	X	-	-	Positionnement des modules solaires à au moins 80 centimètres du sol pour permettre l'expression d'une végétation prairiale sans ombrage sur les cellules photovoltaïques.	Faible
				-	-	-	Gestion extensive des prairies par fauche et / ou pâturage.	
				-	-	X	Suivi post-implantation de l'évolution des prairies (en même temps que le suivi post-implantation avifaune).	
Continuité écologique	Modéré	Phase exploitation	X	-	-	Choix de la variante d'implantation de moindre emprise.	Très faible	
			-	-	X	En compensation de fourrés détruits en ZIP sud : plantations de 342 mètres de haies.		
			-	-	X	Suivi des haies nouvelles sur 5 ans pour évaluer les chances de constituer des haies pérennes.		

## 6. Evaluation des incidences Natura 2000

### 6.1. Inventaire des sites Natura 2000 concernés

La zone Natura 2000 la plus proche du projet est sise à 6,30 kilomètres de la zone d'implantation potentielle. Il s'agit de la ZSC « VALLEE DE L'EURE DE MAINTENON A ANET ET VALLONS AFFLUENTS » (voir page 21). Son périmètre a été arrêté sur la base d'habitats d'intérêt communautaire très différents des habitats présents dans la zone d'implantation potentielle et dans l'aire d'étude immédiate.

L'autre zone Natura 2000 présente dans un rayon de 20 kilomètres autour de la zone d'implantation potentielle est une ZPS au titre de la Directive Oiseaux. Cette ZPS (BEUCE ET VALLEE DE LA CONIE) est sise à 15,10 kilomètres de la zone d'implantation potentielle (voir page 21) et son cortège avifaunistique, ainsi que les habitats accueillant celui-ci, sont bien différents du cortège et des habitats observés dans l'aire d'étude immédiate du projet.

Ce sont là les deux seules zones Natura 2000 présentes dans les 20 kilomètres autour de la zone d'implantation potentielle.

### 6.2. Evaluation des incidences du projet sur les zones Natura 2000

La zone d'implantation potentielle du projet ne répond pas aux exigences écologiques des espèces du réseau Natura 2000 présentes dans un rayon de 20 kilomètres. Cela pour les raisons suivantes :

1. La zone d'implantation potentielle est éloignée des zones Natura 2000, et notamment de la ZPS désignée pour son cortège avifaunistique (plus de 15 kilomètres) ;
2. Le cortège avifaunistique observé dans la zone d'implantation potentielle est bien différent de celui qui justifie le périmètre de la ZPS ;

Pour ces raisons, nous estimons que la réalisation du projet photovoltaïque au sol sur la commune de Bailleau-Armenonville n'aura aucune incidence sur l'état de conservation des populations (faune et flore dans leurs habitats) ayant justifié la désignation des sites Natura 2000 localisés dans l'aire d'étude éloignée.

## 7. Évaluation du coût financier des mesures

L'évaluation ci-dessous mentionne des coûts indicatifs et inclut la main-d'œuvre.

Figure 74 : Évaluation du coût financier des mesures envisagées

Définition de la mesure	Taxon concerné	Type de mesure	Coût
Création de haies	Continuités écologiques favorables à l'avifaune surtout et aux chiroptères également	Compensation	10 260 Euros HT (comptés 30 euros / plant sur le linéaire le plus long proposé et disposé sur deux rangs)
Entretien haies existantes	Continuités écologiques favorables à l'avifaune surtout et aux chiroptères également	Accompagnement	2500 Euros HT (sur 15 ans)
Mise en place d'un suivi post-implantation	Avifaune - flore et habitats - chiroptères - haies nouvelles	Accompagnement	6 800 Euros HT
Gestion des inter-rangs enherbés et des zones sans modules dans la ZIP	Flore et habitats	Accompagnement	600 Euros/HT/an
	Insectes		
En phase d'exploitation : mise en place par un écologue, à l'entrée du site, d'un panneau d'information mentionnant le Narcisse des poètes et l'interdiction d'opérations (autre que la fauche tardive) au droit des stations.	Narcisse des poètes	Évitement	200 Euros HT
Avant la phase travaux : balisage des stations de Narcisse des poètes par un écologue. Pose de barrières Heras.	Narcisse des poètes	Évitement	1000 Euros HT
Passes-faune (45) dans la clôture	Mammifères et amphibiens	Réduction	700 Euros HT
<b>TOTAL année n</b>			<b>11 960 Euros HT</b>
<b>Année n+1, n+2, n+4, n+6, n+8, n+10, n+15</b>			<b>18 300 Euros</b>
<b>Autres années d'exploitation de la centrale solaire (après n+15)</b>			<b>600 Euros HT/An</b>

## REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

---

AULAGNIER S., HAFFNER P., MITCHELL-JONES A.J., MOUTOU F., 2008, *Guide des mammifères d'Europe, d'Afrique du Nord et du Moyen Orient*, Delachaux et Niestlé 271p.

ARNOLD N., OVENDEN D., DANFLOUS S., GENIEZ P., 2004. *Le guide Herpeto*, Delachaux et Niestlé. Lausanne, 288p.

ARTHUR L. & LEMAIRE M., 2005. *Les chauves-souris maîtresses de la nuit*. Delachaux et Niestlé, Lausanne, 268 p.

BELLMANN H., LUQUET G., 2009. *Guide des sauterelles, grillons et criquets d'Europe occidentale*

BROWN R., FERGUSON J., LAWRENCE M., LEES D., 1989, *Reconnaître les plumes, les traces et les indices des oiseaux*. Bordas, Paris, 232p.

CARNINO N., 2009. - *État de conservation des habitats d'intérêt communautaire à l'échelle du site – Méthode d'évaluation des habitats forestiers*. Muséum National d'Histoire Naturelle / Office National des Forêts, 49 p. + annexes.

CHINERY M., 2005. *Insectes de France et d'Europe occidentale*

CONSERVATOIRE BOTANIQUE NATIONAL DU BASSIN PARISIEN. Base de données *Flora*

CONSERVATOIRE BOTANIQUE NATIONAL DU BASSIN PARISIEN, 2016. Catalogue de la flore vasculaire du Centre-Val de Loire, version mai 2016. Fichier Excel disponible sur <http://cbnb.mnhn.fr/cbnb/ressources/catalogues.jsp>

CORDIER J., DUPRE R., VAHRAMEEV P. 2010 – *Catalogue de la Flore sauvage de la région Centre*, éd. Symbioses N°26 : p. 36-84.

CORINE LAND COVER : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/corine-land-cover-0>

DESMOULINS F. & EMERIAU T., 2017 - Liste des espèces végétales invasives du Centre-Val de Loire, version 3.0. Conservatoire botanique national du Bassin parisien, délégation Centre-Val de Loire, 39p.

DIRECTION REGIONALE DE L'ENVIRONNEMENT, DE L'AMENAGEMENT ET DU LOGEMENT (DREAL) de la région Centre-Val-de-Loire.

DUGUET R., MELKI F., 2005. *Les amphibiens de France, Belgique et Luxembourg*. Biotope - Collection Parthénope, 480 p.

FIERS V., B. GAUVRIT, E. GAVAZZI, P. HAFFNER, H. MAURIN et coll., 1997. *Statut de la faune de France métropolitaine. Statuts de protection, degrés de menace, statuts biologiques*. Col. Patrimoines naturels, Paris, Service du Patrimoine Naturel/IEGB/MNHN, Ministère de l'environnement, 225 p.

FITTER R., ROUX F., 1986. *Guide des oiseaux*. Reader's Digest. Paris, 493p.

GARGOMINY, O., TERCERIE, S., REGNIER, C., RAMAGE, T., DUPONT, P., VANDEL, E. DASZKIEWICZ, P., PONCET L., 2013 - T AXREF v7.0, référentiel taxonomique pour la France. *Méthodologie, mise en œuvre et diffusion*. Muséum national d'Histoire naturelle, Paris. Rapport SPN 2013 – 22. 104p.

HEINZEL H., FITTER R., PARSLow J., 1985. *Oiseaux d'Europe d'Afrique du Nord et du Moyen orient*. Delachaux et Niestlé, Paris, 319p.

JULVE P., Baseflor, base de données floristiques disponible sur Catminat : <http://philippe.julve.pagesperso-orange.fr/catminat.htm>

I CARE & CONSULT ET BIOTOPE, 2020. *Photovoltaïque et biodiversité : exploitation et valorisation de données issues de parcs photovoltaïques en France*

LAFRANCHIS T., 2005. *Les papillons de jour de France, Belgique et Luxembourg et leurs chenilles*

LOUVEL J., GAUDILLAT V. & PONCET L., 2013. EUNIS, European Nature Information System, Système d'information européen sur la nature. Classification des habitats. Traduction française. Habitats terrestres et d'eau douce. MNHN-DIREV-SPN, MEDDE, Paris, 289 p.

MINISTERE DE L'ECOLOGIE, DE L'ENERGIE, DU DEVELOPPEMENT DURABLE ET DE L'AMENAGEMENT DU TERRITOIRE, 2007. *Guide sur la prise en compte de l'environnement dans les installations photovoltaïques au sol*. 46 p.

MULLANEY K., SVENSSON L., ZETTERSTROM D., GRANT P.J., 1999. *Le guide ornitho. Les guides du naturaliste*. Delachaux et Niestlé, Paris, 388p.

OLIVIER, L., GALLAND, J. P. & MAURIN, H., [Eds]. 1995. *Livre Rouge de la flore menacée de France. Tome I : Espèces prioritaires*. Collection Patrimoines Naturels (Série Patrimoine Génétique). n°20. SPN-IEGB /MNHN, DNP/ Ministère Environnement, CBN Porquerolles, Paris. 486 p.

SARDET E. & DEFAUT B. (coordinateurs), 2004 – *Les Orthoptères menacés en France. Liste rouge nationale et listes rouges par domaines biogéographiques*.

*Schéma Régional de Cohérence Ecologique du Centre. Volume 3 : Enjeux régionaux, plan d'action et dispositif de suivi. Biotope, décembre 2014.*

TISON J.-M. & DE FOUCAULT B. (coords), 2014. – *Flora Gallica. Flore de France. Biotope, Mèze, xx + 1196 p.*

UICN France, MNHN & FCBN, 2012. – *La Liste rouge des espèces menacées en France – Flore vasculaire : premiers résultats pour 1000 espèces, sous-espèces et variétés*. Paris, France, 34 pages. Consultable ici : <https://inpn.mnhn.fr>

UICN, 2012. *Liste rouge des espèces menacées en France - Papillons de jour de métropole*

UICN, 2015. *Liste rouge des espèces menacées en France – Libellules de France métropolitaine*

V.J. KALKMAN, J.-P. BOUDOT, R. BERNARD, K.-J. CONZE, G. DE KNIJF, E. DYATLOVA, S. FERREIRA, M. JOVIĆ, J. Ott, E. RISERVATO and G. SAHLÉN. 2010. *European Red List of Dragonflies*. - Luxembourg: Publications Office of the European Union.

VAN SWAAY, C., CUTTELOD, A., COLLINS, S., MAES, D., LÓPEZ MUNGUIRA, M., ŠAŠIĆ, M., SETTELE, J., VEROVNIK, R., VERSTRAEL, T., WARREN, M., WIEMERS, M. and WYNHOF, I. 2010. *European Red List of Butterflies* - Luxembourg: Publications Office of the European Union.

*European Red List of Butterflies* - Luxembourg: Publications Office of the European Union.

## Annexes

### Annexe 1 : Définition des statuts de protection et de conservation

#### ❖ Statut national

GC : gibier chassable  
PN : protection nationale  
EN : espèce classée nuisible  
SJ : sans statut juridique

#### ❖ Directive Oiseaux

OI : espèce menacée ou vulnérable bénéficiant de mesures de protection  
OII/1 : espèce pouvant être chassée dans l'espace géographique d'application de la directive  
OII/2 : espèce pouvant être chassée seulement dans les états membres pour lesquels elle est mentionnée,  
OIII/1 : commerce et détention réglementés  
OIII/2 : commerce et détention réglementés et limités  
OIII/3 : espèce pour laquelle des études doivent déterminer le statut biologique et les conséquences de sa commercialisation.

#### ❖ Liste rouge nationale (2016) et régionale (2007)

N : nicheur ; H : hivernant, DP : de passage

CR : En danger critique de disparition, Les risques de disparition semblent, pour de telles espèces, pouvoir survenir au cours des dix prochaines années, tout particulièrement si rien n'est fait pour les conserver, atténuer les menaces, ou si aucune reprise démographique n'est constatée.

EN : En danger de disparition dans la région, Les risques de disparition peuvent alors être estimés à quelques dizaines d'années tout au plus.

NT : Quasi-menacée (espèce proche du seuil des espèces menacées ou qui pourrait être menacée si des mesures de conservation spécifiques n'étaient pas prises).

VU : espèce dont le passage dans la catégorie des espèces en danger est jugé probable dans un avenir proche en cas de persistance des facteurs qui sont cause de la menace.

LC : Préoccupation mineure (espèce pour laquelle le risque de disparition de France est faible).

DD : Données insuffisantes (espèce pour laquelle l'évaluation n'a pas pu être réalisée faute de données suffisantes).

NA : Non applicable, Espèce non soumise à évaluation car introduite dans la période récente (en général après 1500) ou présente dans la région considérée uniquement de manière occasionnelle ou marginale.

NE : Non évaluée (espèce non encore confrontée aux critères de la Liste rouge)

AS : A surveiller

## Annexe 2 : Définition des niveaux de patrimonialité employés pour l'avifaune

Nous jugeons qu'une espèce d'oiseau présente un intérêt patrimonial dès lors qu'elle répond à l'un et/ou l'autre des critères présentés ci-dessous :

1- L'espèce est inscrite à l'annexe I de la Directive Oiseaux. Il s'agit alors d'une espèce d'intérêt communautaire pour laquelle des zones de protection spéciale (ZPS) sont mises en place en Europe (via le réseau européen Natura 2000).

2- L'espèce souffre en France et/ou en région d'un état de conservation défavorable. Ces statuts sont définis par l'UICN et par la liste rouge régionale. Pour une espèce sédentaire ou migratrice partielle observée sur le site, nous retenons systématiquement le statut défini pour les populations nationales nicheuses (car potentiellement nicheuse en France).

Nous précisons que pour les périodes postnuptiales, hivernales et pré-nuptiales, seule la liste rouge nationale des oiseaux nicheurs est prise en compte. Pour la période de nidification, les deux listes rouges (nationales et régionales) sont prises en compte.

La patrimonialité des espèces recensées peut être hiérarchisée selon les modalités définies via le tableau présenté ci-après. Nous relevons que des facteurs de conservation nationaux (statuts UICN) et de protection européens (inscrit à l'annexe I de la Directive Oiseaux) sont considérés avec plus d'importance que les critères de patrimonialité régionaux.

Figure 75 : Définition des niveaux de patrimonialité employés pour l'avifaune

Niveau de patrimonialité	Facteurs
Très fort	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Inscrit sur la <b>liste rouge nationale</b> en tant qu'espèce <b>nicheuse en danger critique d'extinction</b> tandis que l'espèce est observée sur le site <b>en période de reproduction</b>.</li> <li>● Niveau d'enjeu défini pour le <b>Milan royal</b> qui est inscrit à l'annexe I de la Directive Oiseaux, quasi menacé dans le Monde, vulnérable en tant qu'hivernant et nicheur en France.</li> </ul>
Fort	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Inscrit à l'<b>annexe I de la Directive Oiseaux</b> et <b>protégé</b>.</li> <li>● Inscrit sur la <b>liste rouge nationale</b> en tant qu'espèce <b>nicheuse en danger critique d'extinction</b> tandis que l'espèce est observée sur le site <b>hors période de reproduction</b>.</li> <li>● Inscrit sur la <b>liste rouge nationale</b> en tant qu'espèce <b>nicheuse en danger d'extinction</b> tandis que l'espèce est observée sur le site <b>en période de reproduction</b>.</li> <li>● Espèce observée sur le site en <b>phase de nidification</b> considérée comme en <b>danger critique d'extinction</b> dans la région.</li> </ul>

Niveau de patrimonialité	Facteurs
Modéré à fort	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Inscrit sur la <b>liste rouge nationale</b> en tant qu'espèce nicheuse en danger d'extinction tandis que l'espèce est observée sur le site <b>hors période de reproduction</b>.</li> <li>● Inscrit sur la <b>liste rouge nationale</b> en tant qu'espèce nicheuse vulnérable tandis que l'espèce est observée sur le site <b>en période de nidification</b>.</li> <li>● Espèce observée sur le site en <b>phase de nidification</b> considérée comme en danger dans la région</li> </ul>
Modéré	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Inscrit sur la <b>liste rouge nationale</b> en tant qu'espèce nicheuse vulnérable tandis que l'espèce est observée sur le site <b>hors période de reproduction</b>.</li> <li>● Espèce observée sur le site en <b>phase de nidification</b> considérée comme vulnérable dans la région</li> </ul>
Faible à modéré	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Inscrit sur la <b>liste rouge nationale</b> en tant qu'espèce nicheuse quasi-menacée tandis que l'espèce est observée sur le site <b>en période de reproduction</b>.</li> <li>● Espèce observée sur le site en <b>phase de nidification</b> considérée comme rare, en déclin ou quasi-menacée dans la région.</li> </ul>
Faible	<ul style="list-style-type: none"> <li>● Inscrit sur la <b>liste rouge nationale</b> en tant qu'espèce nicheuse quasi-menacée tandis que l'espèce est observée sur le site <b>hors période de reproduction</b>.</li> <li>● Espèces dont les populations régionales sont à surveiller.</li> </ul>
Très faible	<ul style="list-style-type: none"> <li>● <b>Préoccupation mineure</b> pour l'espèce étudiée mais néanmoins protégée.</li> <li>● <b>Espèce chassable</b> (malgré toute inscription à l'annexe I de la Directive Oiseaux) et observée durant les périodes postnuptiales et/ou hivernale.</li> </ul>

### Annexe 3 : Définition des niveaux de patrimonialités employés pour l'autre faune

Un niveau de patrimonialité est attribué en amont de toute expertise naturaliste à chacune des espèces recensées. La patrimonialité spécifique est établie uniquement sur la base du statut de conservation et de protection de l'espèce. Le niveau attribué est influencé par :

- Le statut de protection nationale de l'espèce en fonction de l'article qui la concerne (legifrance).
- L'intérêt communautaire de l'espèce au titre de Natura 2000 (Directive « Habitats-Faune-Flore » annexes II et IV).
- La situation de l'espèce sur les listes rouges de l'UICN à différentes échelles géographiques (nationale, régionale) selon les critères suivants.

Il en résulte quatre classes de patrimonialité telles qu'elles sont établies dans le tableau suivant. L'intérêt communautaire et la protection nationale font tendre l'espèce vers une patrimonialité supérieure. La liste rouge régionale prédomine légèrement sur les listes rouges nationale et européenne. L'application et la hiérarchisation de la patrimonialité permet d'anticiper les enjeux écologiques et notamment de mettre en place des protocoles spécifiques particuliers.

Figure 76 : Définition des niveaux de patrimonialité employés pour l'autre faune

Niveau de patrimonialité	Facteurs
Fort	<ul style="list-style-type: none"><li>• Espèce protégée et ;</li><li>• Espèce inscrite à l'annexe II de la Directive Habitats-Faune-Flore et/ou ;</li><li>• Espèce vulnérable en France ou en danger au niveau régional.</li></ul>
Modéré	<ul style="list-style-type: none"><li>• Espèce protégée et ;</li><li>• Espèce vulnérable au niveau régional.</li></ul>
Faible	<ul style="list-style-type: none"><li>• Espèce protégée et ;</li><li>• Espèce inscrite à l'annexe IV de la Directive Habitats-Faune-Flore et/ou ;</li><li>• Espèce quasi-menacée en France ou en région.</li></ul>
Très faible	<ul style="list-style-type: none"><li>• Espèce non protégée ou ;</li><li>• Espèce en préoccupation mineure en France et en région.</li></ul>

**Annexe 4 : Passages réalisés lors de l'étude faune et flore**

<b>Taxon</b>	<b>Phase</b>	<b>Passage</b>	<b>Date</b>
<b>Avifaune</b>	Postnuptiale	1	14 Octobre 2020
	Nocturne	2	04 mai 2021
	Nidification	3	19 mai 2021
		4	01 Juillet 2021
<b>Chiroptères (écoutes actives et AudioMoths)</b>	Transits automnaux	1	07 septembre 2020
	Mise-bas	2	16 juin 2021
		3	21 juillet 2021
<b>Mammifères (hors chiroptères)</b>	-	1	01 Juillet 2021
<b>Reptiles</b>	-	1	01 Juillet 2021
<b>Amphibiens</b>	Recherche zones humides et individus à vues	1	05 mai 2021 (en journée)
	Ecoute chants	2	05 mai 2021 (nuit)
<b>Insectes</b>	-	1	22 juillet 2021
<b>Flore</b>	Inventaire des espèces vernales et des espèces estivales précoces	1	04 mai 2021
	Inventaire des espèces estivales	2	30 juin 2021

---

# ANNEXE 5

## VOLET PAYSAGER

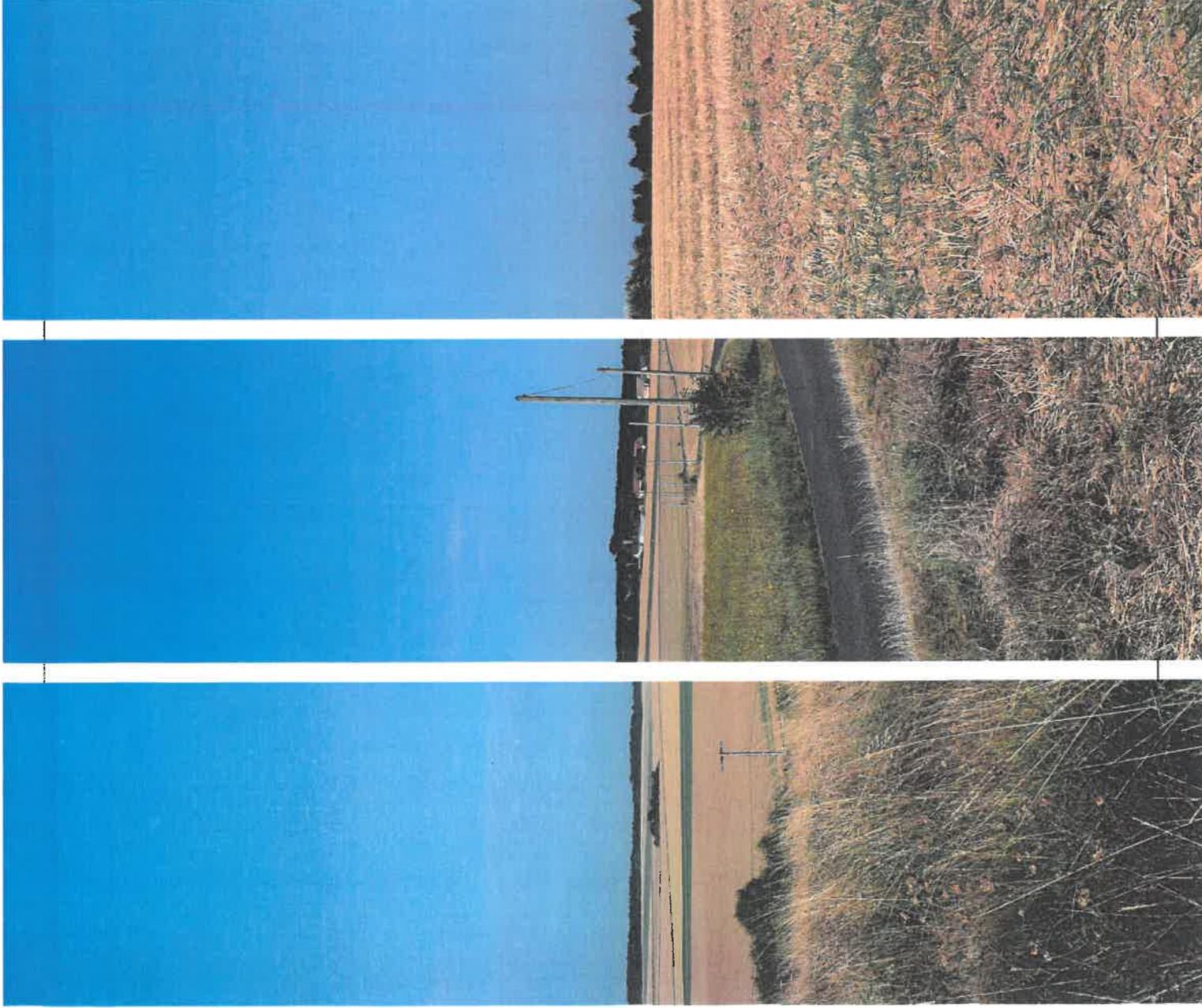
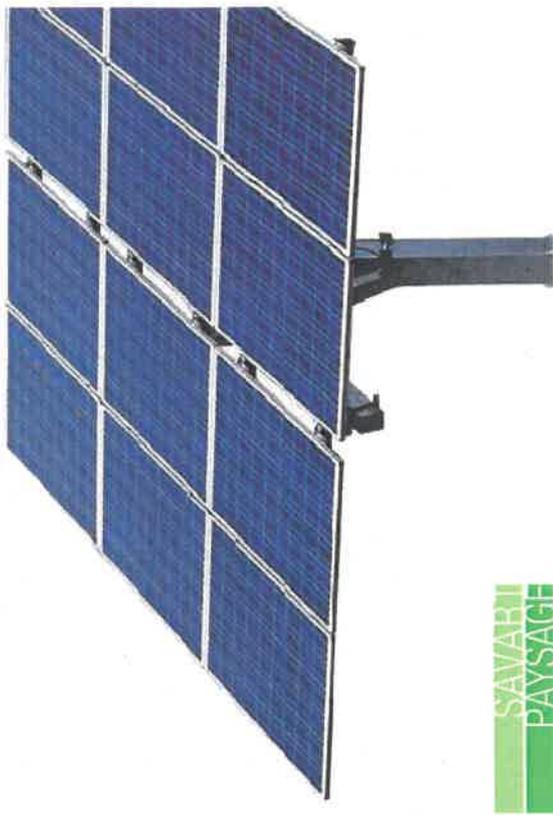




**ÉTUDE PAYSAGÈRE DANS LE CADRE DU  
DÉVELOPPEMENT D'UN PARC PHOTOVOLTAÏQUE  
SUR LA COMMUNE DE  
BAILLEAU-ARMENONVILLE (28)**

**Novembre 2021**

**SAVARI  
PAYSAGE**





SOMMAIRE

MÉTHODOLOGIE ..... 4

ÉTAT INITIAL..... 5

SITUATION ET CONTEXTE GÉNÉRAL..... 5

LES UNITÉS PAYSAGÈRES ..... 6

    LA BEAUCÉ..... 6

    LA VALLÉE DE L'EURE..... 6

    LE THYMERAIS DROUVAIS ..... 6

    LES VALLONNEMENTS DE LA DROUETTE ET DE LA MALTORNE ..... 7

LES COMPOSANTES URBAINES..... 10

PATRIMOINE CULTUREL..... 12

LA PERCEPTION DU PROJET..... 14

SYNTHÈSE DES ENJEUX POUR LE PAYSAGE ET LE PATRIMOINE ..... 16

INCIDENCES SUR LE PAYSAGE ET MESURES ASSOCIÉES ..... 18

    IMPACTS PAYSAGERS DU PROJET ..... 18

    ÉVALUATION DES IMPACTS ..... 18

    MESURES PAYSAGÈRES ERC ..... 18

    EFFETS ATTENDUS DES MESURES ET SUIVI DES MESURES ..... 19

    ESTIMATION DES MESURES ..... 19

PHOTOMONTAGES ..... 20

CONCLUSION ..... 24

LOCALISATION DES POINTS PHOTOS..... 25

## MÉTHODOLOGIE

Nous proposons d'aborder cette étude par des principes simples de perception du paysage et de l'impact des panneaux photovoltaïques sur ce dernier. Pour ce faire, nous avons défini un périmètre d'étude de 5km de rayon par rapport au site d'implantation du futur projet de parc photovoltaïque.

Premièrement, nous étudierons les composantes du paysage au delà du périmètre, en commençant par les unités de paysage qui entourent le site. Il s'agira par la suite de faire une analyse des composantes naturelles et des composantes urbaines et patrimoniales au sein de ce périmètre.

Dans un second temps et à partir de photomontages définis selon des points précis, nous analyserons l'impact du projet sur le paysage, tant dans le périmètre élargi que dans les abords immédiats du site d'implantation.

Le but est de rendre la perception des panneaux photovoltaïques la plus objective possible. Les risques de covisibilité avec le site depuis les unités de paysage environnantes et les monuments historiques seront étudiés et des solutions de réduction ou de compensation seront proposées.

## ÉTAT INITIAL

### SITUATION ET CONTEXTE GÉNÉRAL

Le site d'implantation se trouve sur le territoire de la commune de Baillieu-Armenonville, située dans le département de l'Eure et Loire. Cette commune regroupe les villages et hameaux de Baillieu-sous-Gallardon, Armenonville-les-Gâtineaux, Baillolet, Pont-sous-Gallardon et Harleville.

La Zone d'implantation potentielle de la future centrale solaire se situe sur une ancienne zone d'enfouissement des déchets, localisée entre les hameaux et Harleville à l'ouest et Baillieu-sous-Gallardon à l'est.

L'ensemble des villages et hameaux de cette commune se trouvent dans la vallée de la Voise, excepté le village de Harleville.

Cet ensemble fait partie de l'unité paysagère de la Beauce, caractérisée par de grands ensembles agricoles qui s'étendent sur un relief légèrement vallonné.



— Limite départementale    - - - - - Limite communale    ..... Aire d'étude du projet    ■ Secteur d'implantation du projet photovoltaïque

## LES UNITÉS PAYSAGÈRES

### LA BEAUCE

Ce paysage qui occupe la majeure partie de notre zone d'étude, est celui du secteur d'implantation du futur projet photovoltaïque.

Ce vaste plateau dominé par les terres cultivées, offre des vues lointaines avec une ligne d'horizon ponctuée de boisements. Ce plateau ne compte que peu de zones urbaines. Celles-ci étant principalement concentrées dans les vallées de La Voise et la vallée de l'Eure à l'Ouest. Le faible encaissement des vallées, environ 20m à 50m, permet à la ripisylve de former un écran végétal autour des zones urbaines qui se sont développées dans les vallées. Seuls quelques monuments architecturaux parviennent à émerger et se rendent visibles depuis la plaine.

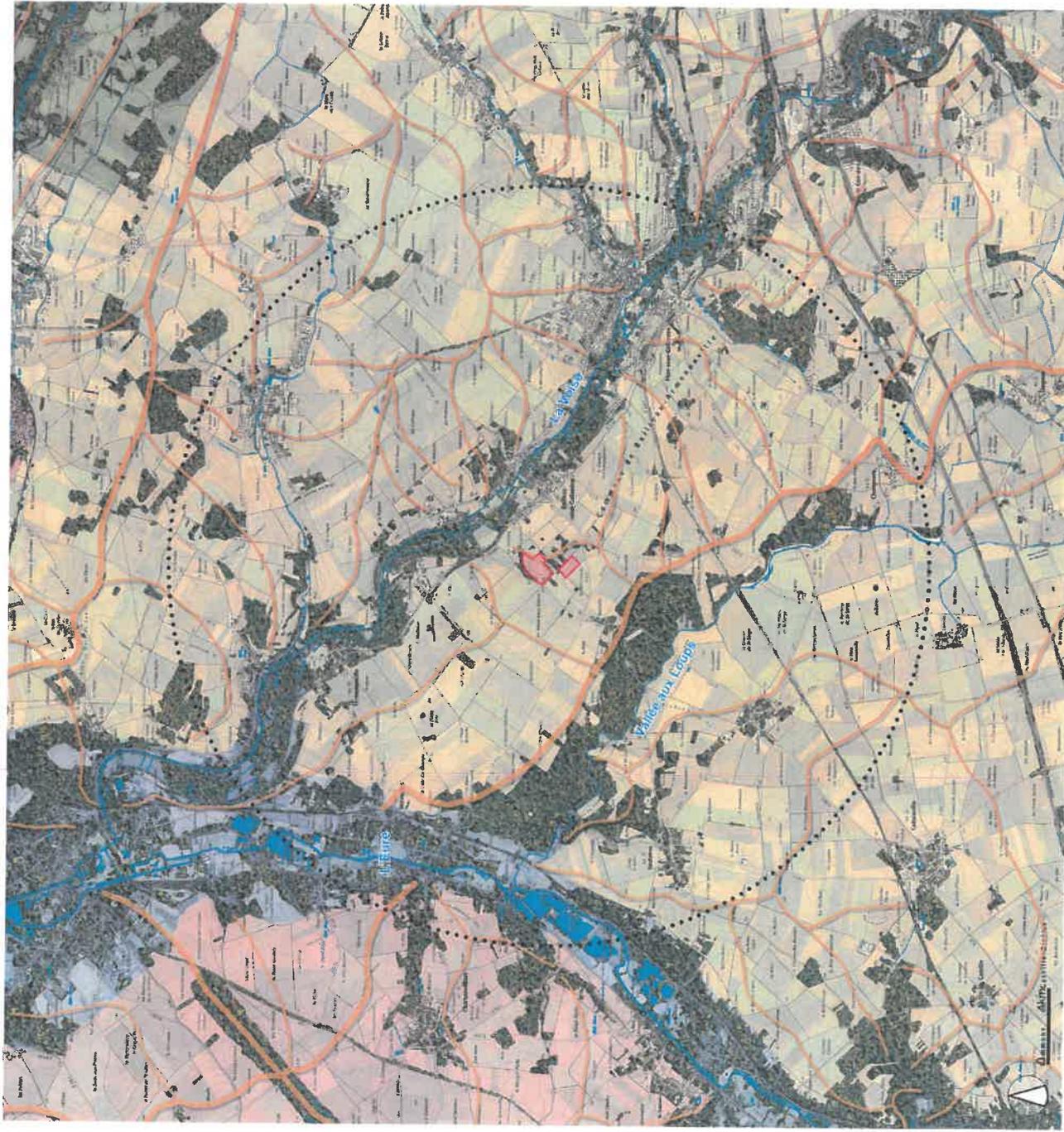
### LA VALLÉE DE L'EURe

Située à l'ouest de notre zone d'étude, la vallée de l'Eure, d'orientation Sud-Nord, évolue dans un relief assez peu prononcé de 100m en fond de vallée à 130m sur ces coteaux. L'Eure a creusé dans le plateau une vallée d'une largeur de 1 à 2km, qui a permis à la culture céréalière de s'imposer dans le secteur de Maintenon. Les maisons traditionnelles aux toits de chaume et les moulins se succèdent, réduisant l'accès direct à la rivière. Les coteaux sont majoritairement boisés, formant un écran végétal. Cet effet, cumulé à celui du relief, permet à la vallée de l'Eure de ne pas entretenir de relation visuelle avec le site de projet.

### LE THYMERAIS DROUVAIS

Le Thymerais-Drouvais est caractérisé par son agriculture située sur les plateaux tournés vers la culture des céréales, qui est prospère grâce au sol composé de silex. Cette unité paysagère située à l'ouest de notre zone d'étude, au-delà de la vallée de l'Eure, n'offre aucune relations visuelles avec le site de projet.

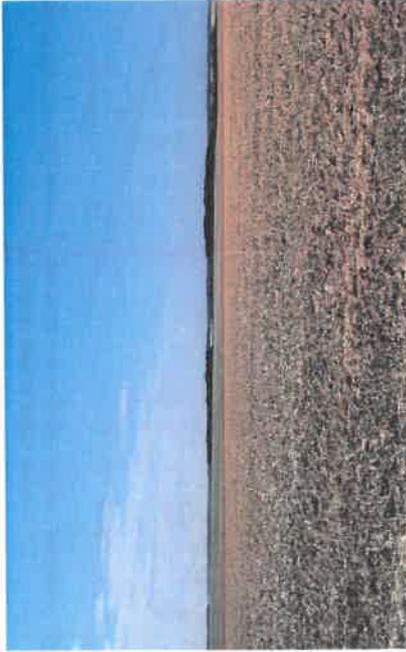
-  Le Thymerais Drouvais
-  La Vallée de l'Eure
-  La Beauce
-  Les vallonnements de la Drouette et de la Maltonne



-  Lignes de crête principales
-  Lignes de crête secondaires
-  Réseau hydrographique
-  Boisement
-  Secteur d'implantation
-  Aire d'étude du projet

### LES VALLONNEMENTS DE LA DROUETTE ET DE LA MALTORNE

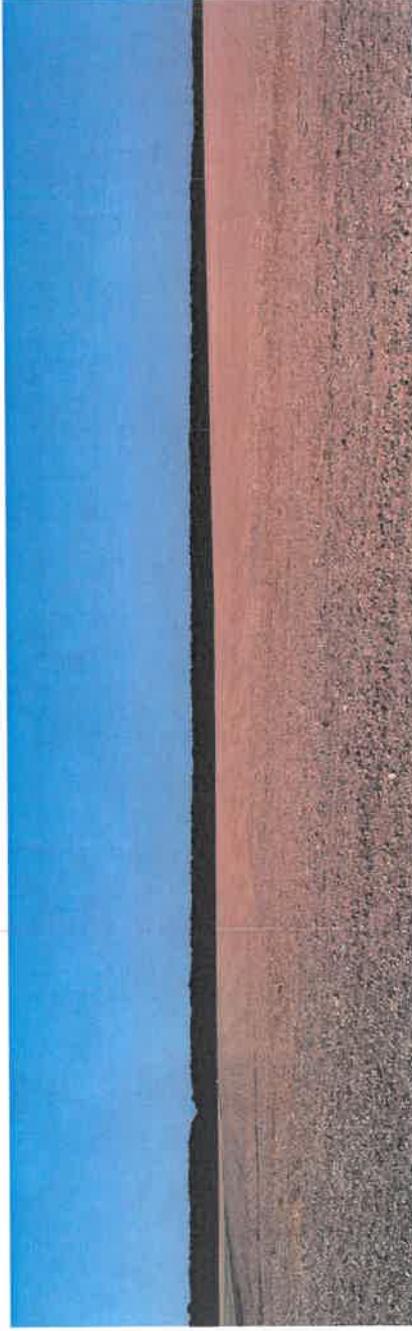
Cette unité paysagère se situe dans l'extrémité Nord-Est de notre zone d'étude. Elle constitue une transition entre le pays d'Yveline et le pays Chartrain. Elle présente une imbrication complexe des bois et des champs. La forêt cède progressivement la place aux cultures. Par endroits, l'ambiance yvelinoise domine avec des effets de clairières refermées par les horizons boisés successifs ; en d'autres endroits, c'est la Beauce qui semble s'annoncer avec des ouvertures larges et des horizons dégagés.



Vue du paysage de la Beauce constitué de grandes étendues agricoles, ponctué par les ripsylves qui émergent des vallées (Point photo 47)



Ripsylve de l'Eure limitant les vues possibles vers l'extérieur de la vallée (Point photo 10)



Le paysage de la Thimerais-Drouais à dominance agricole avec son horizon fermé par les boisements qui recouvrent le canal terrassé sous Louis XIV (Point photo 115)



Émergence de structures architecturales (Point photo 67)



Ligne d'horizon ponctuée de boisements (Point photo 77)

## LE SOCLE PAYSAGER

### LE RELIEF

Le relief de la zone d'étude est de 100m d'altitude au plus bas et atteint les 160m au plus haut. Cette faible amplitude forme un relief légèrement vallonné, marqué par les vallées creusées par l'Eure, la Voise et la Vallée aux loups.

Deux lignes de crêtes principales s'étendent d'Ouest en Est. La première, au Nord de la zone d'étude, et la seconde au Sud, Sud-Ouest. Celles-ci atteignent une altitude variant de 150m à 160m. Le secteur d'implantation se situant à une altitude maximale d'environ 147m, ces lignes de crêtes vont alors limiter les vues lointaines depuis le Nord et la partie Sud-Ouest de la zone d'étude.

Néanmoins, la ligne de crête principale, située à l'Ouest du secteur d'implantation, va favoriser les vues potentielles vers le futur parc photovoltaïque. Cette perception sera notamment présente sur la route départementale D106.4 qui accompagne cette ligne de crête. Cette particularité du relief aura également une incidence sur la perception de la zone d'étude depuis la commune d'Harleville, qui s'appuie sur cette même ligne de crête à une altitude supérieure à celle du site du projet.

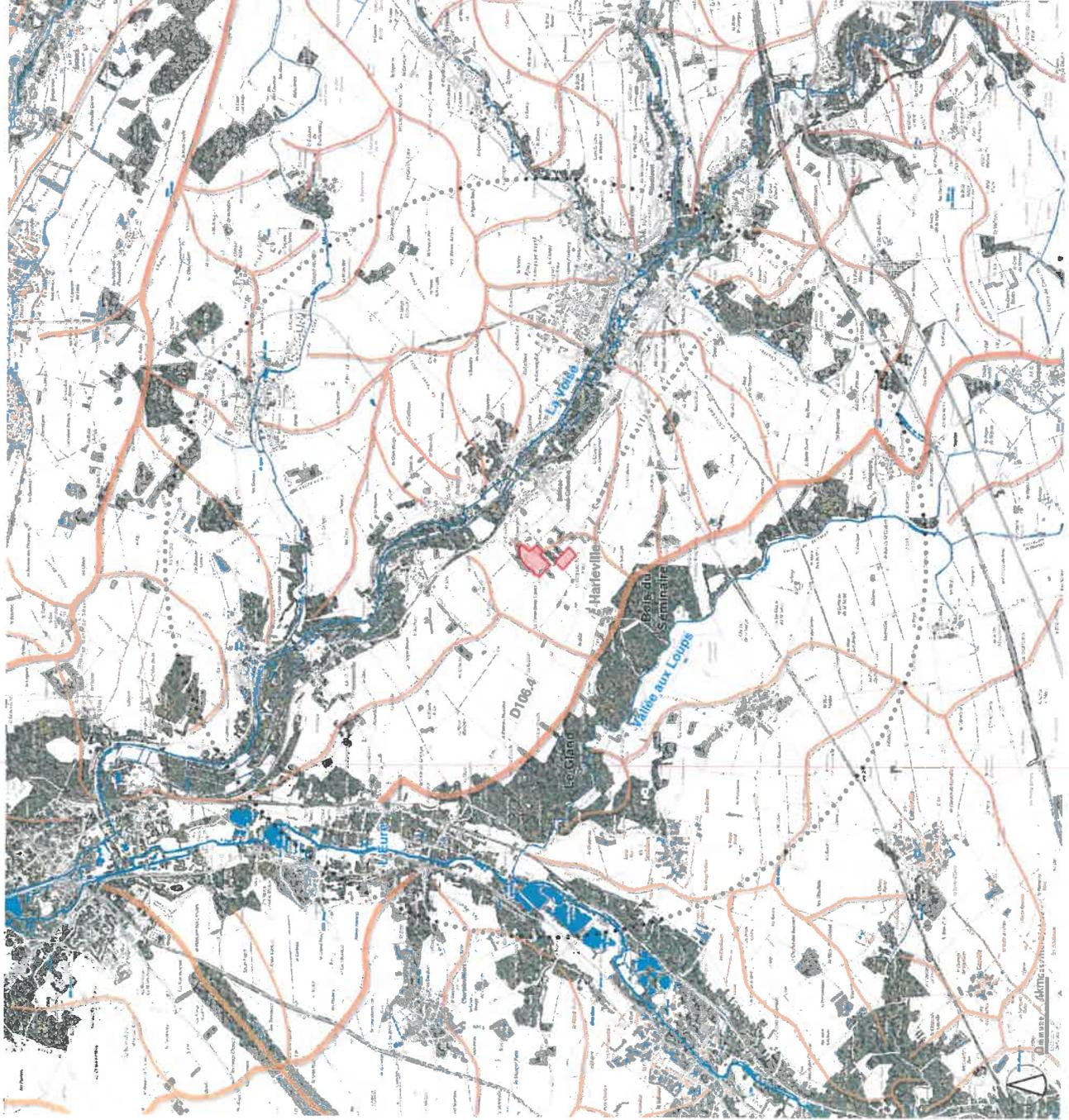
### LE RÉSEAU HYDROGRAPHIQUE

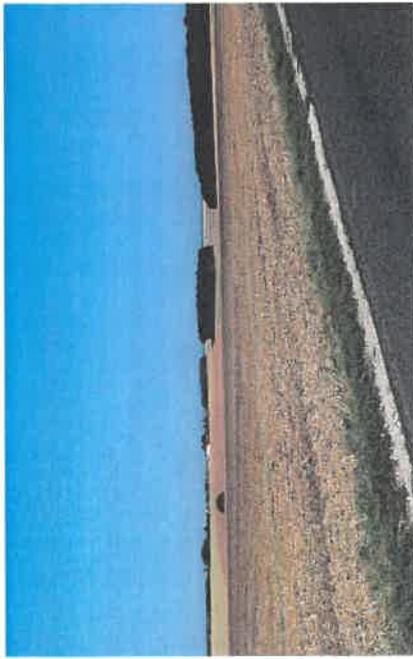
Le secteur d'implantation du futur parc est entouré de trois vallées : La vallée de l'Eure, la plus marquée et la plus large, à l'Ouest. La vallée de la Rivière Morte et du canal Louis XIV au Nord et à l'Est et enfin un ensemble de petites vallées qui accompagne le ruisseau de la Jouvence au sud-ouest.

Ces vallées, où s'installent les principaux lieux de vie, contrastent avec les cultures céréalières des plateaux. Elles présentent une ripisylve dense, composée de nombreuse peupleraies. Cet ensemble végétal réparti en fond de vallée mais également sur ces coteaux, va alors limiter les vues possibles depuis la vallée. Quelques zones ponctuellement ouverte permettent des vues plus lointaines, notamment depuis la vallée de la Rivière Morte qui offre quelques ouvertures en direction du site d'implantation.

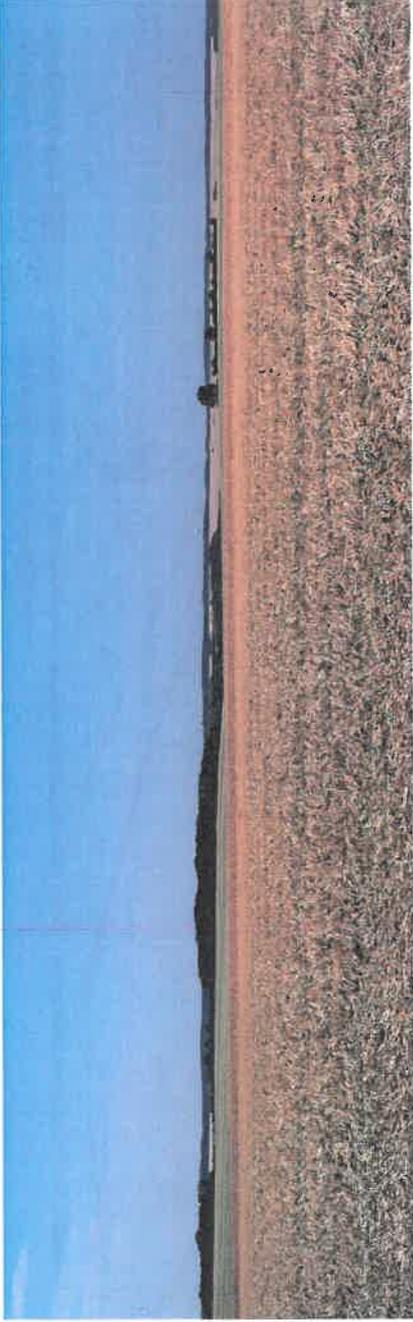
### LES BOISEMENTS

Les boisements présents dans la zone d'étude sont principalement installés dans les vallées, et quelques micro-boisement ponctuent les vaste parcelles agricoles. On retrouve quelques-un de ces micro-boisements autour du secteur d'implantation du projet limitant ainsi sa perception. Depuis les vallées, les peupleraies et les ripisylves vont limiter les vues possibles vers la zone d'implantation. A l'Ouest le bois dit « Le Gland » prolongé par le Bois du Séminaire, limite le vue depuis la partie Sud-Ouest de la zone d'étude vers la future centrale solaire.





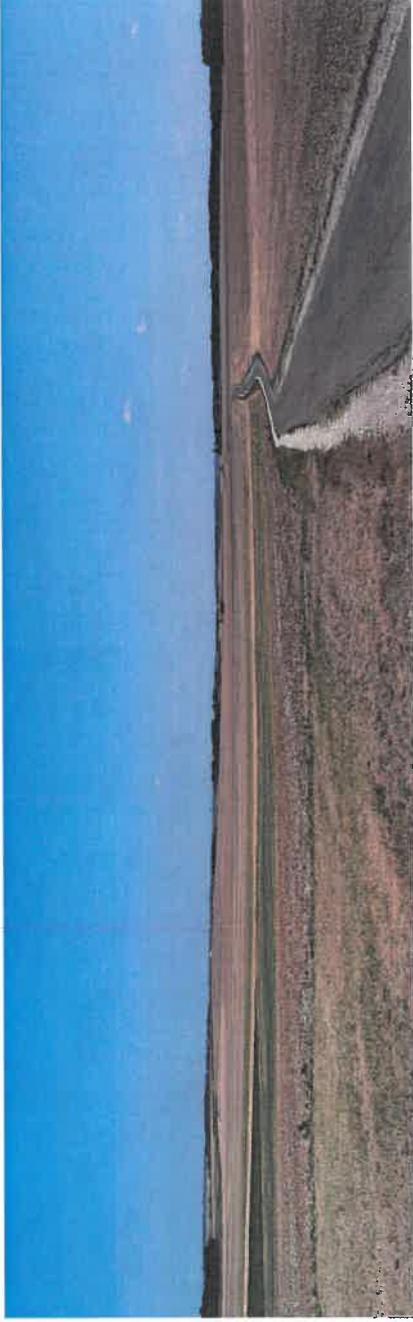
Léger valonnement ponctué de boisements résiduel (Point photo 62)



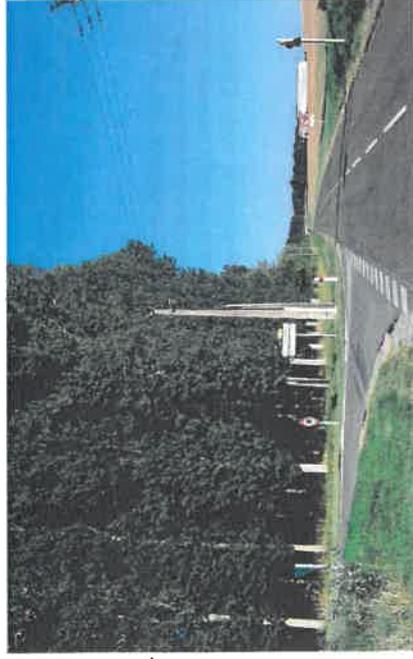
Vue depuis la route D28 du plateau nord vers le plateau de La Voise émerge et limite les vues (Point photo 47)



Observation de la faune qui évolue entre les microboisements (Point photo 78)



Vue depuis la route D106.4 vers la zone de projet. L'addition des valonnements et des microboisements vient rythmer la ligne d'horizon. Le bois dit «Le Gland» (à droite) créé une barrière visuelle. (Point photo 113)



Les peupleraies qui occupent la vallée de La Voise, le long de la D18 (Point photo 6)



Passage de la D106.2 dans le bois du Séminaire (Point photo 87)



Passage de la route D329 sur la Voise (Point photo 102)

## LES COMPOSANTES URBAINES

### LES LIAISONS

Les liaisons constituent l'ensemble du réseau de circulation : routes nationales, routes départementales, voies communales, voies ferrées, chemins de Grande Randonnée (GR).

L'autoroute A11, située dans la partie Sud de la zone d'étude, est l'axe de déplacement majeur de la zone. A cette distance, les ondulations du relief et les émergences boisées ne permettent pas d'appréhender visuellement le futur parc photovoltaïque depuis cet axe.

Les axes touristiques, tel que le GR655 et la voie de Vélo-rail, présentent également peu d'enjeux. Le GR655-Ouest - GR de Pays de la Vallée de l'Eure vient serpenter dans la vallée du même nom. Le relief et la ripisylve de l'Eure ne permettent pas de vues potentielles vers la future zone de projet. La voie de Vélo-rail, quant à elle, bénéficie d'un cordon boisé qui s'est développé sur les pentes des talus générés par son encaissement.

Les axes secondaires à proximité de la zone de projet sont les départementales 18 et 116a qui longent la vallée de La Voise sur sa rive gauche. Cet axe qui relie Maintenon à Gallardon se situe entre le secteur d'implantation et la ripisylve de La Voise.

Des vues sont alors possibles le long de cette axe routier en fonction des ondulations du relief et des écrans végétaux générés par les ponctuations boisées.

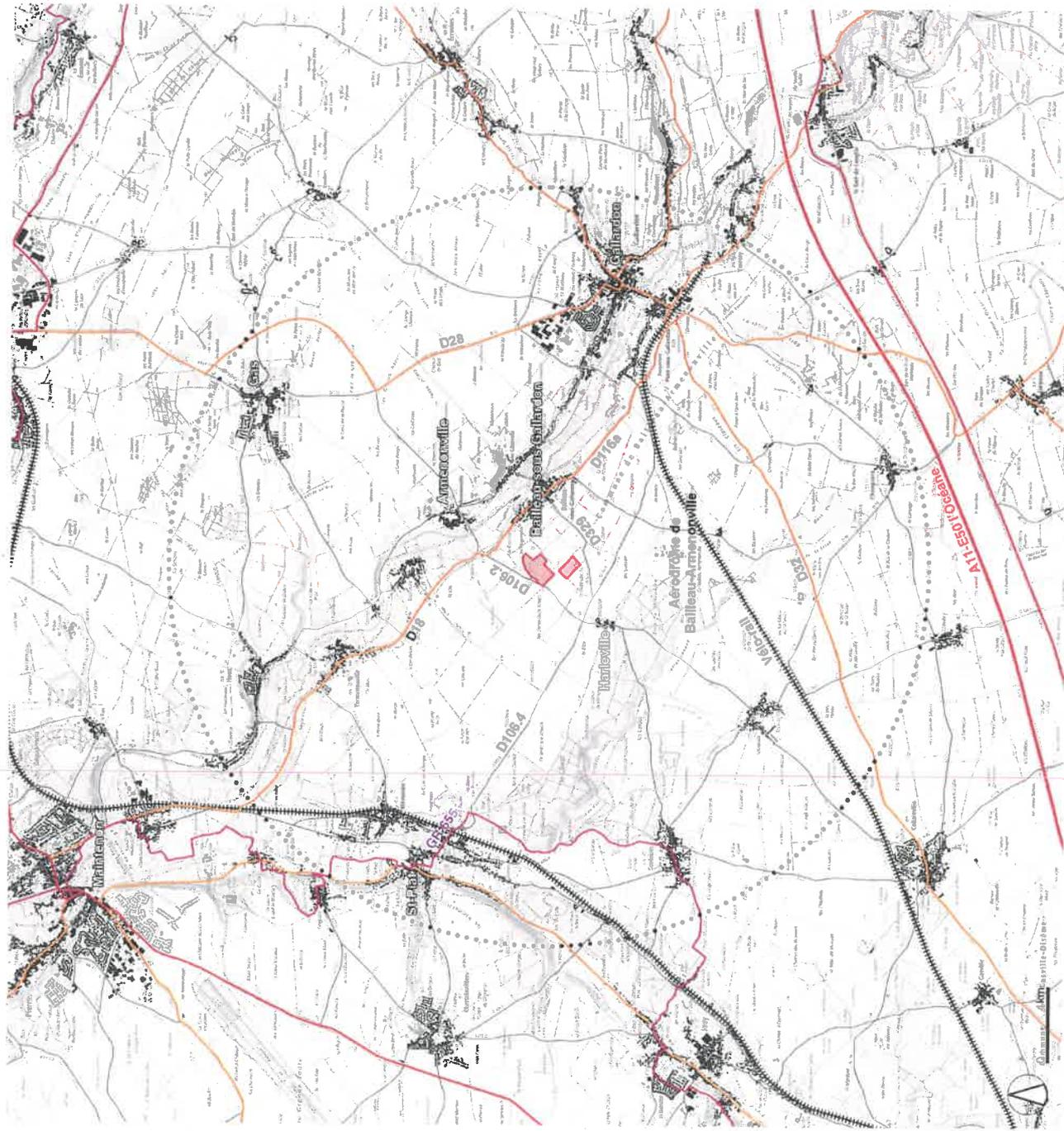
La route D28, au Nord-Est de la zone d'étude, bénéficie de tronçon à une altitude similaire, voire supérieure à celle de la zone de projet. Ce phénomène permet de créer des vues lointaines sur le futur parc photovoltaïque.

La route D32, au sud de la zone de projet, ne peut avoir de vue sur le futur parc solaire. En effet le cordon boisé de la Vélo-rail et le relief limitent les vues possibles.

Sur le réseau tertiaire à proximité du site de projet, la D106.4 longe une ligne de crête sur le tronçon entre Saint-Piat et Harleville. Cette position en surplomb dans un paysage ouvert, en fait une zone d'enjeu où les vues sur la zone de projet sont possibles.

La D106.2 entre Armenonville et Harleville ne bénéficie que de vues limitées sur le futur parc photovoltaïque. En effet, la végétation qui borde le site de projet limitera la visibilité des panneaux photovoltaïque.

Enfin, la route D329 qui borde la partie Sud-Est du secteur d'implantation, compte également des points de vues limités sur les futurs panneaux. La végétation environnante permettra de masquer les futures installations.



## LES FORMES BÂTIES ET ARCHITECTURALES

La majeure partie des communes de notre aire d'étude, se situent en fond de vallée ou au delà d'une zone boisée ne permettant pas de vues directes sur le site de projet.

Les communes les plus exposées aux vues potentielles sont celles de Bailleau-sous-Gallardon et Harleville.

La commune d'Harleville est située à une altitude plus élevée que celle du site de projet. De plus, la sortie nord de la commune qui est en direction de la future installation, offre une vue directe sur celle-ci. Il faut aussi considérer une rue en partie non revêtue, la rue de la Résistance, qui elle aussi est orientée en direction de la zone de projet. Le village étant organisé entre deux grands corps de ferme, entourés de boisements, les autres habitations ne peuvent avoir de vue directes sur le futur parc photovoltaïque.

La commune de Bailleau-sous-Gallardon est, contrairement à Harleville, située en contrebas du secteur d'implantation du projet. Cette position en point haut du futur champ photovoltaïque permet au cordon boisé qui l'entoure de limiter les vues possibles.

Cette commune s'organise par un alignement de pavillons qui s'étire le long de l'axe routier principal. Cette architecture permet le développement de jardins privés à l'arrière des constructions. Ces jardins sont alors en grande partie arborés et/ou délimités par une haie.

Les relations visuelles entre le projet et ces deux communes devront être analysées à l'aide de photomontages pour définir l'impact réel du projet.



Cordon boisé de la voie ferrée, aujourd'hui Vélo-rail (Point photo 64)



Vue depuis la route D18 en direction de Bailleau-sous-Gallardon (Point photo 5)



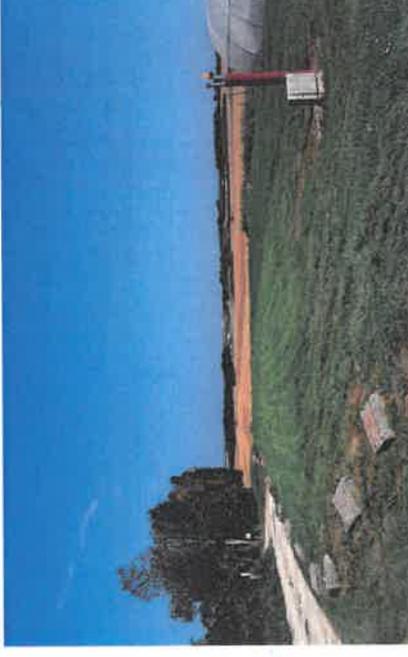
Route D28 entre Gallardon et Gas (Point photo 49)



Route D32 en direction du site de projet (Point photo 77)



Vue sur la zone de projet depuis la D106.4 (Point photo 111)



Vue sur la zone de projet depuis la rue de la Résistance à Harleville (Point photo 90)

## PATRIMOINE CULTUREL

Notre zone d'étude compte 14 monuments classés et/ou inscrits et dénombre également 3 sites inscrits.

Le monument classé le plus proche du secteur d'implantation est l'Église de Saint-Pierre et Saint-Paul de Baillieu-Armenonville. Elle est placée dans la vallée de La Voise, en contrebas de la zone d'implantation du projet au sein de la zone bâtie de la commune. Cette configuration rend alors impossible les co-visibilité entre la future centrale et l'église.

Le cœur historique de la ville de Gallardon comporte deux monuments érigés, l'église de Saint-Pierre et Saint-Paul et la Tour dite de l'Épaule. Ces deux monuments sont perceptibles depuis une grande partie du territoire de la zone d'étude.

Cette grande visibilité permet de les percevoir depuis le Ouest du site d'implantation et plus particulièrement depuis la D106.4. La vue ouverte depuis le haut du plateau agricole offrira ainsi des vues depuis lesquelles la future centrale et le sommet des deux monuments seront perceptibles. Toutefois, la distance qui sépare ces éléments du point de vue limite l'incidence sur la perception de ces monuments depuis cette partie du territoire. La réalisation d'un photomontage depuis cette zone permettra d'appréhender l'incidence des panneaux photovoltaïques sur la perception des monuments.

Nous pouvons également noter la présence du site classé de la Vallée de l'Eure qui s'étend du Sud-Ouest au Nord-Ouest de notre zone d'étude. Le relief encaissé de la vallée, renforcé par la végétation de la ripisylve, permet de limiter les vues possibles sur le secteur d'implantation du parc photovoltaïque. Ce principe s'applique également à l'ensemble des monuments et sites présents dans cette vallée.



- Secteur d'implantation du projet photovoltaïque
- Site inscrit
- Monument classé
- Monument Inscrit
- Site inscrit de la Vallée de l'Eure
- Site inscrit

N°	Commune	Dep	Monument	Statut	Distance au site
1	Bailleau-Armenonville	28	Eglise Saint-Pierre et Saint-Paul	classe	1,01 km
2	Gallardon	28	Tour dite de L'Epaule	classe	3,50 km
3	Gallardon	28	Maison en bois	classe	3,51 km
4	Saint-Piat	28	Briqueterie Lambert	inscrit	3,57 km
5	Gallardon	28	Eglise Saint-Pierre-et-Saint-Paul	classe	3,57 km
6	Ymeray	28	Menhir de Chantecoq ou Mere-aux-Cailles	classe	4,00 km
7	Saint-Piat	28	Maison	inscrit	4,08 km
8	Ymeray	28	Eglise Saint-Georges	inscrit	4,91 km
9	Saint-Piat	28	Menhir dit Le But de Gargantua et dolmen dit Le Berceau	classe	5,51 km
10	Maintenon	28	Ancien aqueduc de Pontgouin a Versailles	classe	6,55 km
11	Jouy	28	Eglise Saint-Cyr et Sainte-Julitte	classe	6,58 km
12	Hanches	28	Eglise Saint-Germain	inscrit	6,97 km
13	Maintenon	28	Chateau	classe	7,11 km
14	Chartainvilliers	28	Tunnel	inscrit	7,71 km

N°	Commune	Dep	Site	Statut	Distance au site
1	Saint-Prest, Jouy, Chartainvilliers, Champhoi, Soulaire, Saint-Piat, Mevoisins, Maintenon, Villiers-le-Morhier, Lormaye, Coulombs, Nogent-le-Roi, Chaudon, Villemeux-sur-Eure, Abo	28	Vallée de l'Eure	Site inscrit	3,46 km
2	Maintenon	28	Pont rouge et ses abords	Site inscrit	7,33 km
3	Saint-Prest	28	Moulin de la Roche et ses abords	Site inscrit	7,66 km



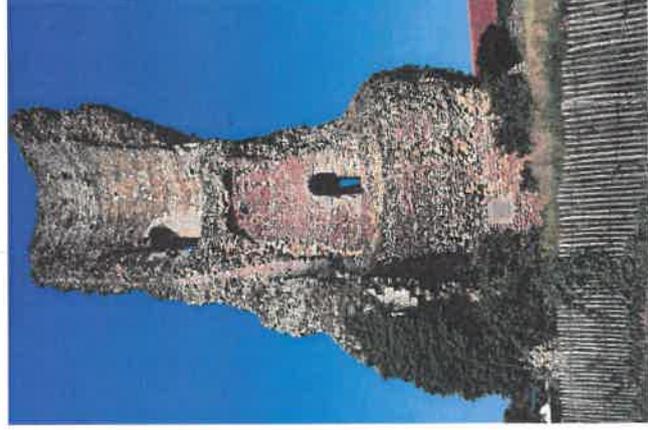
Eglise Saint-Pierre et Saint-Paul de Bailleau-Armenonville (Point photo 98)



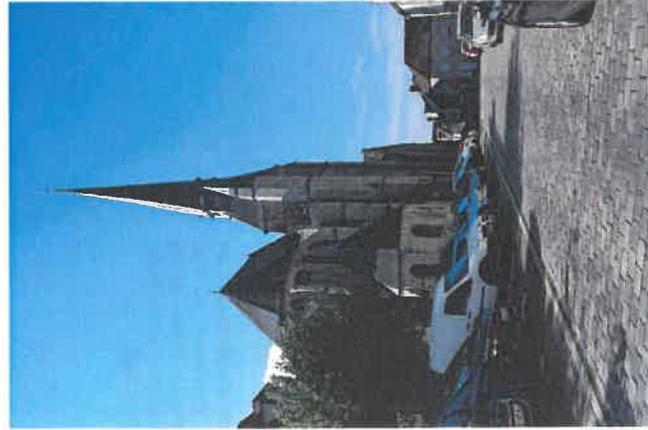
Eglise Saint-Pierre et Saint-Paul et la Tour de Gallardon (Point photo 107)



Vallée de l'Eure (Point photo 11)



Tour dite de l'Epaule à Gallardon (Point photo 55)



Eglise St-Pierre et St-Paul de Gallardon (Point photo 52)

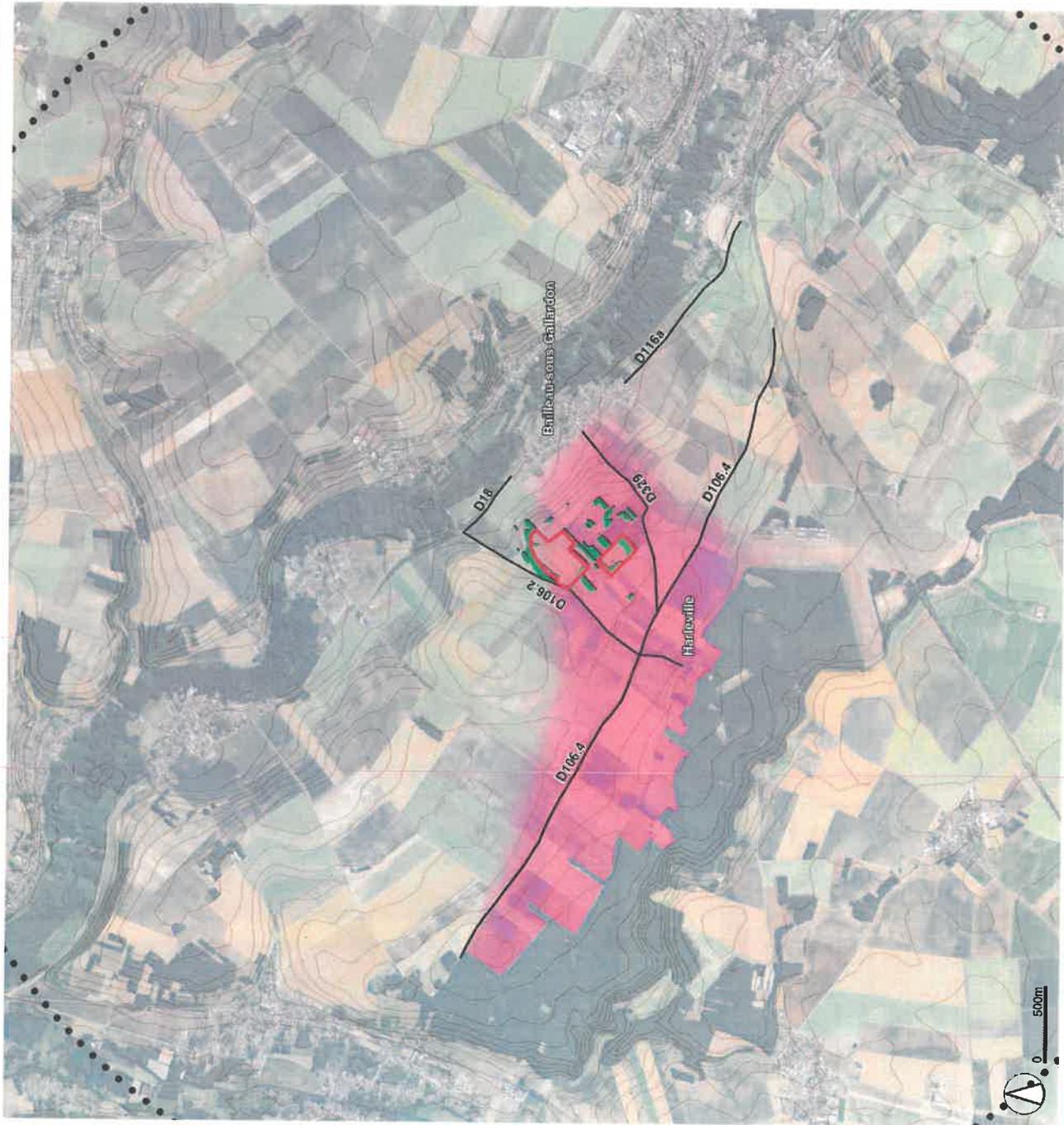
## LA PERCEPTION DU PROJET

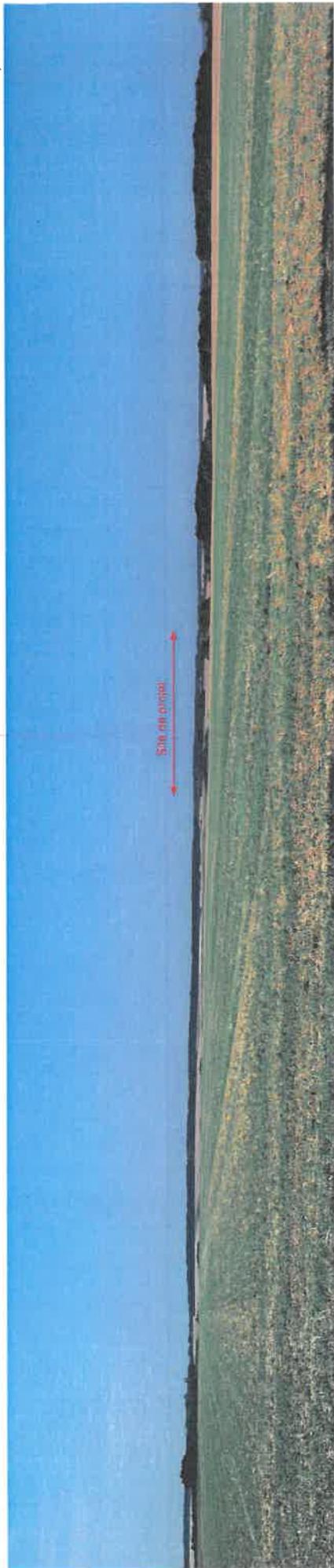
Implantée en surplomb de la zone de projet, la départementale D106.4 est l'axe de découverte majeur de la future centrale solaire.

Les routes D106.2 et la D329 sont également des axes de découverte du projet. Toutefois ces deux voies étant implantées perpendiculairement à la ligne de crête principale, la zone de perception du site d'implantation depuis ces voies est plus courte que depuis la D106.4.

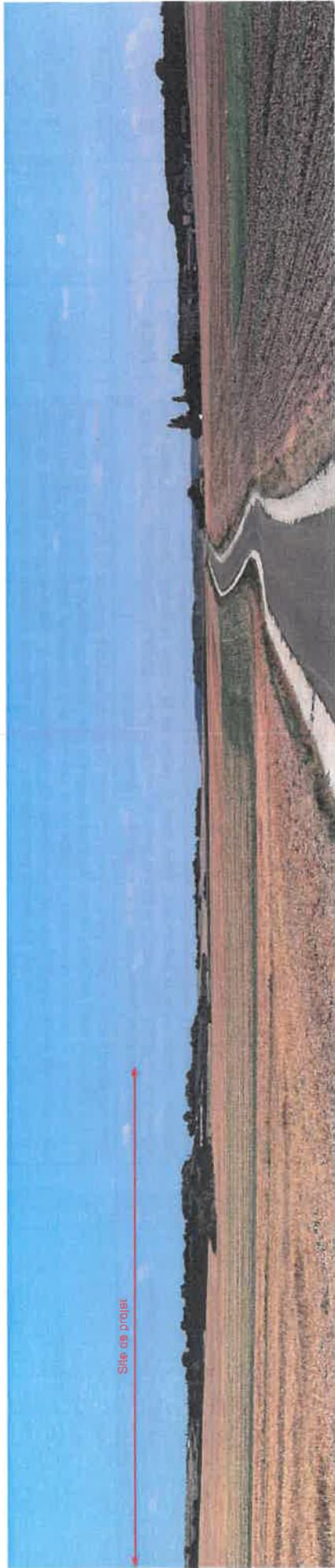
Le village d'Harleville est le lieu principal de découverte du site d'implantation. Placer en belvédère de la future centrale les vues depuis la frange Sud de la zone bâtie offre un espace dégagé sur celle-ci. Cette perception reste néanmoins localisée à la frange bâtie, la densité d'habitations et la végétation qui les accompagnent ne permettent pas de vue lointaine depuis l'intérieur du village.

Enfin, malgré sa situation en contre-bas du site d'implantation, le village de Bailleau présente quelque zone de perception du site depuis la frange Ouest de la zone bâtie. Toutefois la limite Est du site d'implantation étant fortement boisée la perception de la zone d'implantation des panneaux photovoltaïques est très faible.

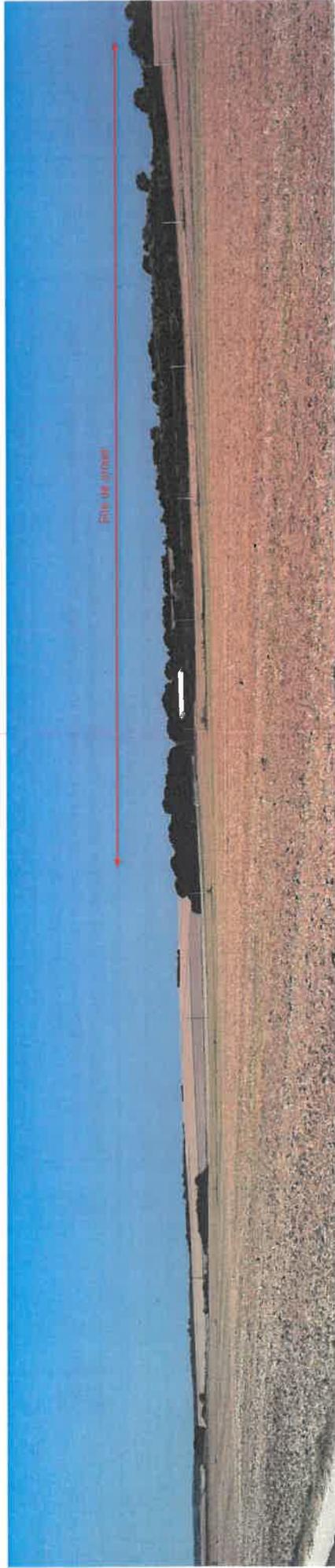




Vue depuis la D28 à la sortie nord de Gallardon (Point photo 48)



Vue depuis la route D106.4 entre St-Piat et Harleville en direction de la zone de projet (Point photo 113)



Vue depuis la rue de la Résistance à Harleville, en direction de la zone de projet (Point photo 90)

## SYNTHÈSE DES ENJEUX POUR LE PAYSAGE ET LE PATRIMOINE

IDENTIFICATION	ENJEUX	SENSIBILITÉ VISUELLE VIS-A-VIS DU PROJET	RISQUE DE COVISIBILITÉ AVEC LE SITE	DISTANCE PAR RAPPORT AU SITE D'IMPLANTATION
<b>UNITÉ DE PAYSAGE</b>				
La Beauce	<b>Relation directe avec la future centrale solaire.</b> Paysage accueillant le site de projet, il y aura donc une relation visuelle directe avec celui-ci. Le relief peu marqué de ce paysage de plateau offrant des vues lointaines est favorable à la perception du site de projet.	Fort	Oui	Unité de paysage accueillant le site de projet
La vallée de l'Eure	<b>Aucune relation avec la future centrale solaire.</b> Cette unité de paysage présentant une altimétrie inférieure à celle du site d'implantation, limite ainsi les vues en directions de la future centrale. De plus, ce paysage de vallée est fortement boisé réduisant encore la perception du paysage alentour.	Très Faible	Non	4km
Le Thymerais-Drouais	<b>Aucune relation avec la future centrale solaire.</b> Cette unité située à l'Ouest de la vallée de l'Eure, ne présente pas de relation visuelle avec le site de projet du fait de la distance qui les séparent et des masses boisées qui ferme les vues en direction du site d'implantation	Aucune	Non	5km
Les vallonnements de la Drouette et de la Malterne	<b>Aucune relation avec la future centrale solaire.</b> Comme pour le Thymerais-Drouais l'éloignement avec la zone d'implantation et les masques visuels qui les séparent empêche toute relation visuelle.	Aucune	Non	9km
<b>ESPACE DE VIE ET PATRIMOINE</b>				
Bailleau-sous-Gallardon	<b>Relation directe avec le futur parc.</b> Situé dans la vallée de la Voise, la frange Ouest de la commune présentera de potentielle relation visuelles avec le futur parc photovoltaïque. L'analyse de ces vues devra permettre d'identifier l'impact induit par les panneaux photovoltaïques.	Faible	Oui	Environ 600m
Harleville	<b>Relation directe avec le futur parc.</b> Comme l'a montré l'étude du territoire de projet, la perception du projet se fera principalement depuis la frange Nord du village. En effet, le village installé en surplomb du site ainsi que l'absence d'obstacle visuel entre le village et le site offre une perception importante de celui-ci. Cette perception est toutefois atténuée par la présence de végétation dans le village et par la densité du bâti. L'analyse des impacts visuels engendrés permettra de définir les mesures à mettre en place pour limiter la perception de la centrale solaire.	Modéré	Oui	Environ 1km
Route départementale D106.4	<b>Relation directe avec le futur parc.</b> Installée le long de la ligne de crête au sud-ouest de la future centrale, cet axe de communication est l'un des lieux majeure de perception du projet. La perception du paysage étant relativement large sur cet axe, le parc ne s'installe pas comme un point d'appel majeur mais sera néanmoins clairement perceptible.	Modéré	Oui	Environ 700m
L'église Saint-Pierre et Saint-Paul et la Tour dite de l'Épaule à Gallardon	<b>Relation indirecte avec le futur parc.</b> Malgré leur éloignements, ces deux monuments patrimoniaux situés dans la commune de Gallardon sont perceptibles depuis une large partie du territoire. Cette particularité engendre ainsi une perception du sommet de ces monuments depuis la D106.4 à l'ouest du site d'implantation. Cette perception pourra ainsi engendrer une covisibilité entre les futurs panneaux photovoltaïques et ces deux monuments. L'analyse de ces vues devra permettre d'identifier l'impact induit par cette covisibilité.	Modéré	Oui	Environ 3,8km



- Secteur d'implantation
- Aires d'études du projet
- ↕ Secteur de perception des panneaux photovoltaïques
- Routes pouvant présenter des vues sur le site
- ★ Monument classé

## INCIDENCES SUR LE PAYSAGE ET MESURES ASSOCIÉES

### IMPACTS PAYSAGERS DU PROJET

L'analyse du territoire qui accueille la future centrale a montré que les impacts visuels seront principalement situés à l'Ouest sur la commune de Harleville et la D106.4 ainsi que depuis la frange ouest du village de Bailleau-sous-Gallardon situé dans la vallée de la Voise.

La frange Nord du site est marquée par une large bande boisée qui masque la perception de la zone depuis cette partie du paysage. Le reste de la zone est entourée d'une bande boisée plus ou moins dense offrant une alternance de vue sur le site projet.

### ÉVALUATION DES IMPACTS

- 1 - Visibilité de la centrale depuis la D106.4, lieu principal de découverte de la centrale et zone la plus proche du site : **impact modéré**
- 2 - Visibilité depuis le village d'Harleville : **impact modéré**
- 3 – Visibilité depuis le village de Bailleau-sous-Gallardon : **impact faible**

### MESURES PAYSAGÈRES ERC

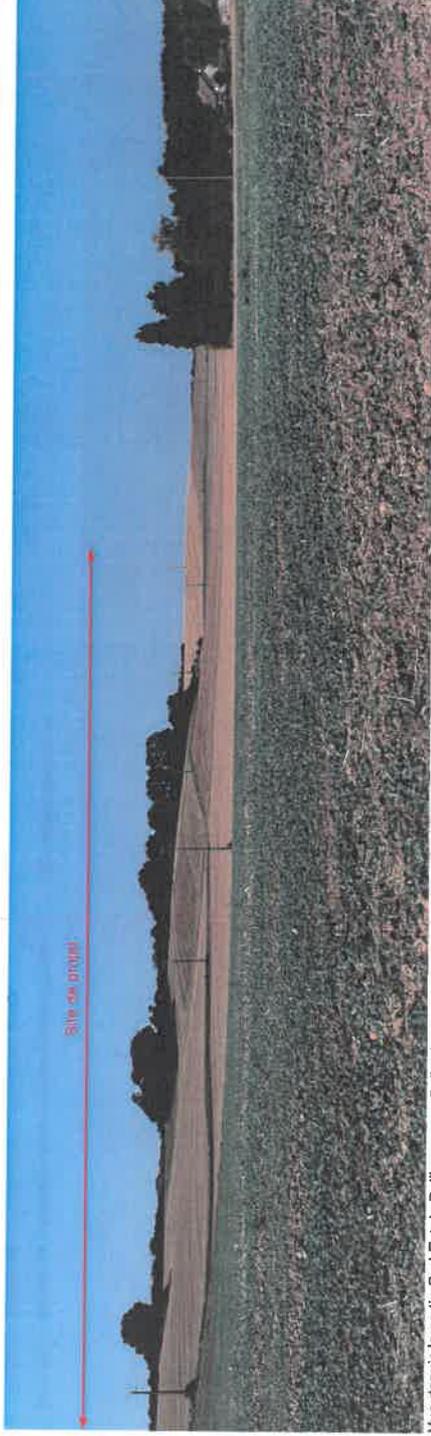
Les principes généraux proposés ci-dessous présentent les mesures paysagères qui seront mises en œuvre afin de réduire les impacts visuels de la future centrale photovoltaïque.

#### Mesure d'évitement :

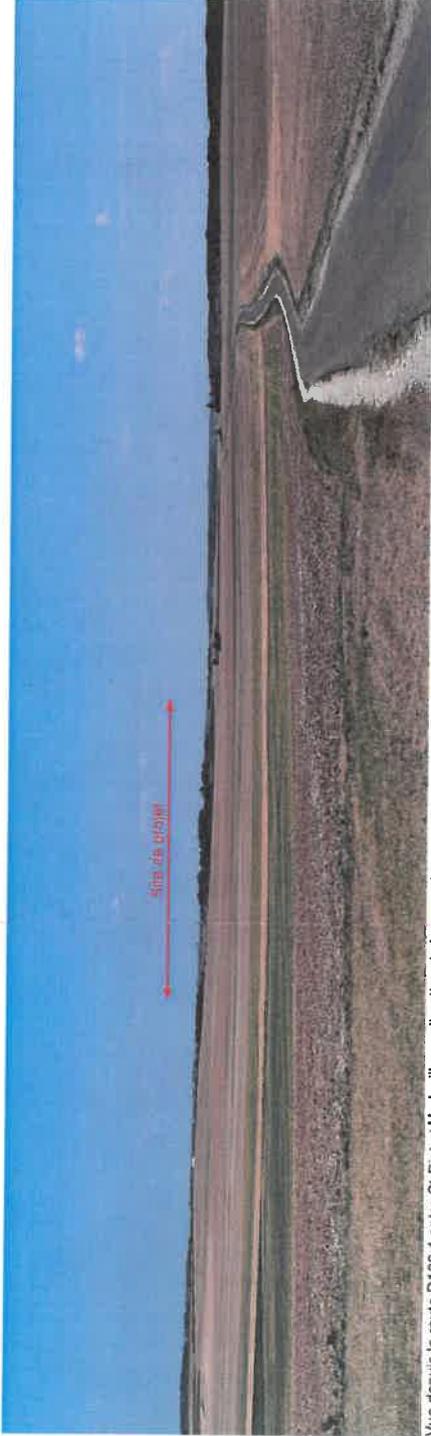
L'implantation des panneaux photovoltaïques veillera à conserver au maximum la végétation existante sur le site afin de générer des masques visuels qui limiteront la perception de la future centrale solaire.

#### Mesure de réduction :

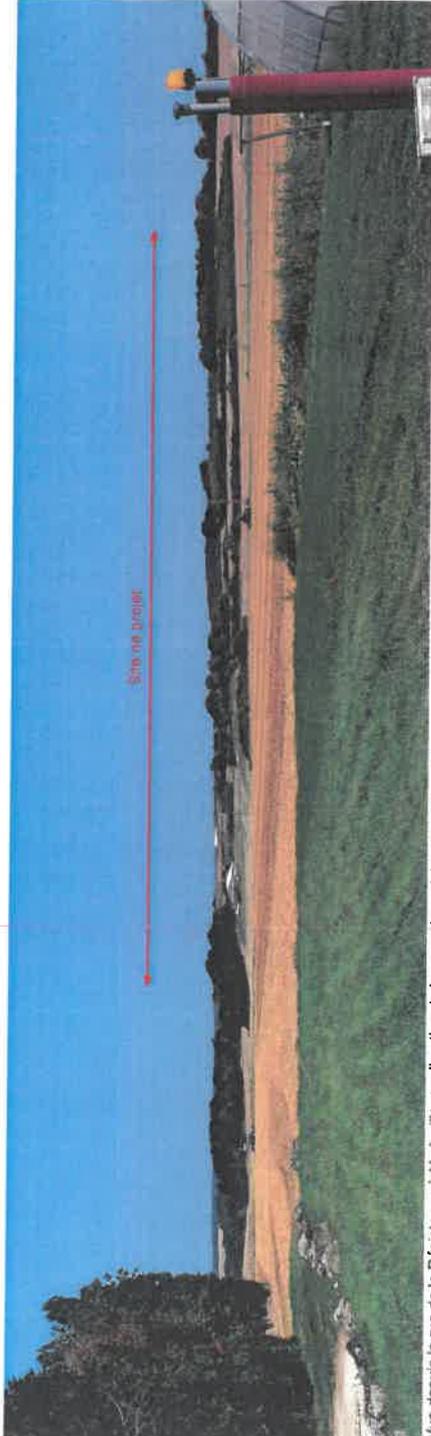
Les zones où la visibilité sur la future centrale présente un impact important, notamment depuis le village d'Harville mais aussi depuis une partie de Bailleau-sous-Gallardon doivent être réduites, dans la mesure du possible, par la mise en place de modes de gestion spécifiques de la végétation existante et un complément des zones végétales existantes sur le site.



Vue depuis la sortie Sud-Est de Bailleau-sous-Gallardon, sur la route D329 en direction de Harleville (Point photo 104)



Vue depuis la route D106.4 entre St-Piat et Harleville en direction de la zone de projet (Point photo 113)



Vue depuis la rue de la Résistance à Harleville, en direction de la zone de projet (Point photo 90)



Panneaux photovoltaïques  
 Végétation existante conservée  
 Végétation existante déboisée  
 Mesure de réduction avec un mode de gestion et un complément de la végétation existante  
 Mesure d'évitement en conservant une partie de la végétation existante pour constituer des haies

Ces actions permettront de réduire l'impact visuel de la centrale depuis les lieux de vie alentours. Les modes de gestions mis en place devront favoriser le développement des végétaux en hauteur. Des plantations compléteront certaines bandes végétales existantes en limite de la zone afin d'augmenter la hauteur de celles-ci. Les espèces utilisées seront définies conjointement à l'étude écologique afin de conserver la diversité floristique et faunistique présentes sur le site.

**EFFETS ATTENDUS DES MESURES ET SUIVI DES MESURES**

Après 6 ans de développement, les mesures mises en place auront atteint leur efficacité maximum :

- la visibilité de la centrale photovoltaïque sera réduite au maximum,
- le mode de gestion définitif des végétaux aura été mis en place afin d'assurer leur développement sans perturber l'utilisation et la production du site.

**ESTIMATION DES MESURES**

Création de la bande végétale :

- Linéaire de haie à compléter de 180 m sur une largeur de 2 m soit 360 m<sup>2</sup>. Celle-ci aura une hauteur de 5 m maximum pour les gros arbustes (érable champêtre, noisetier, sorbier, troènes...) et ponctuellement une hauteur de 10 à 12 m pour les arbres (érable champêtre, prunus...).
- Fourniture et plantation des végétaux, y compris paillage biodégradable et garantie de reprise : 20€/m<sup>2</sup>, soit 7 200,00€.

En accord avec l'étude faune-flore et après concertation avec Envol environnement nous proposons pour le renforcement et création de haie paysagère les espèces suivantes :

Espèces à planter	
Arbres	Arbustes
Quercus petraea	Acer campestre
Quercus robur	Cornus sanguinea
	Corylus avellana
	Crataegus monogyna
	Ligustrum vulgare
	Viburnum lantana

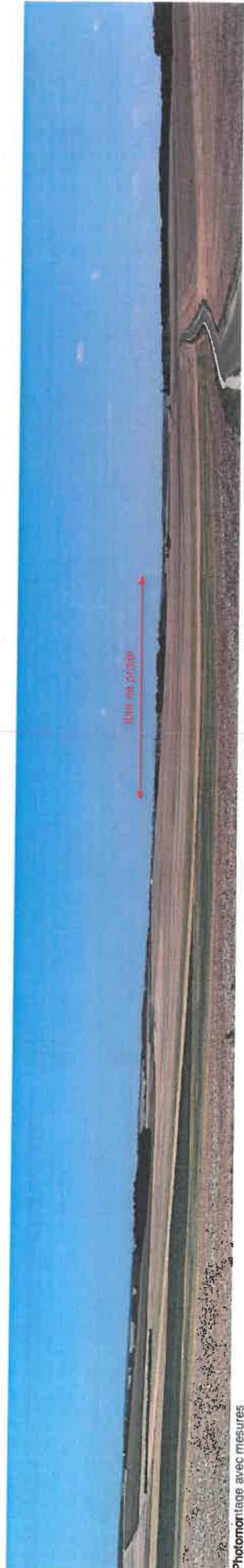
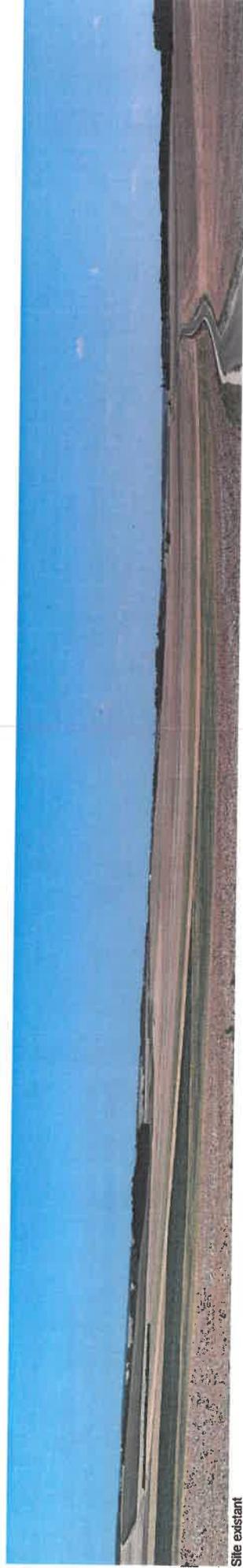
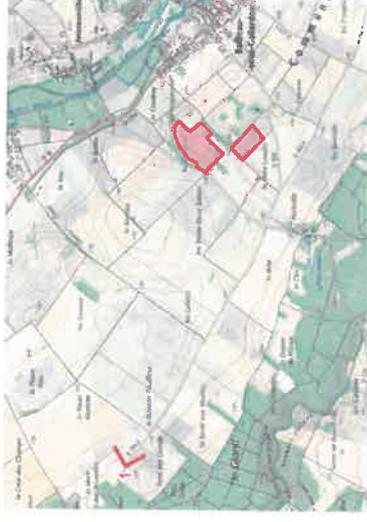
Entretien pendant 2 ans :

- Complément de paillage, taille des végétaux et remplacement des végétaux morts : 4€/m<sup>2</sup>, soit 1 440,00€

Après ces 2 années l'entretiens des ces plantations seront intégrées aux interventions d'entretiens générale du site.

## PHOTOMONTAGES

### PHOTOMONTAGE N°1 - VUE DEPUIS LA ROUTE DÉPARTEMENTALE 106.4 À L'OUEST DE LA ZONE DE PROJET



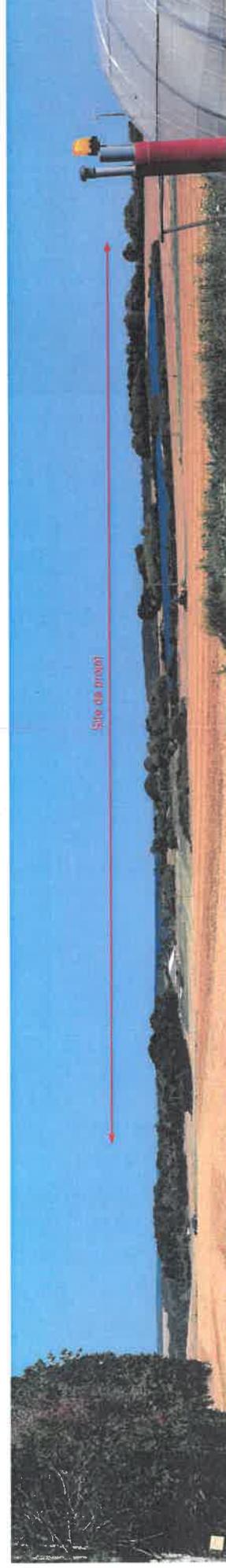
PHOTOMONTAGE N°2 - VUE DEPUIS LA RUE DE LA RÉSISTANCE À HARLEVILLE



Site existant

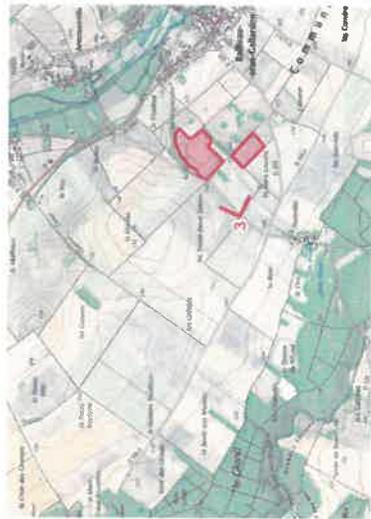


Photomontage



Photomontage avec mesures

**PHOTOMONTAGE N°3 - VUE DEPUIS LA ROUTE D106.2 DE HARLEVILLE VERS ARMENONVILLE**



Site existant

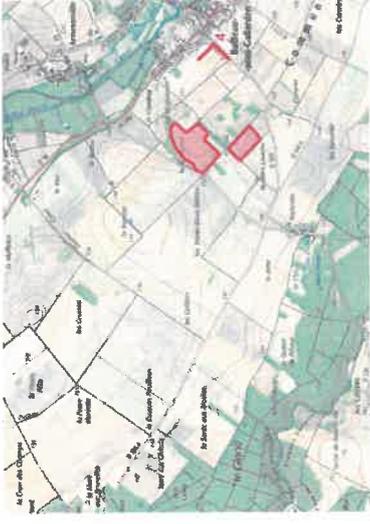


Photomontage



Photomontage avec mesures

PHOTOMONTAGE N°4 - VUE DEPUIS LA RUE DE LA CROIX DE LA POINTE À LA SORTIE SUD-OUEST DE BAILLEAU-SOUS-GALLARDON



Site existant



Photomontage

## CONCLUSION

Les photomontages réalisés confirment la perception des panneaux depuis le paysage alentour. L'impact visuel de ces derniers reste toutefois principalement modéré et les propositions de la mesure d'évitement et de réduction présentées sur les photomontages montrent leur efficacité.

La mise en place de ces mesures permet donc de réduire la perception de la future centrale solaire. On peut considérer qu'après leur mise en œuvre, l'impact visuel des panneaux passera de modéré à faible.

# LOCALISATION DES POINTS PHOTOS



■ Secteur d'implantation  
..... Aires d'études du projet



▲ Cône de vue





---

ANNEXE 6  
FTS – ANALYSE DE L'IMPACT  
CLIMAT DE CAPACITES  
ADDITIONNELLES SOLAIRES  
PHOTOVOLTAÏQUES EN FRANCE A  
HORIZON 2030



# Analyse de l'impact climat de capacités additionnelles solaires photovoltaïques en France à horizon 2030

## Note de restitution



environnement et stratégie



24 mars 2020



## Sommaire

---

L'AUGMENTATION DES CAPACITES PHOTOVOLTAÏQUES EN FRANCE PERMET DE REDUIRE LE CONTENU CO <sub>2</sub> DU MIX ELECTRIQUE FRANÇAIS ET EUROPEEN.....	3
PRINCIPES METHODOLOGIQUES.....	5
RESULTATS DETAILLES.....	7
<b>Des émissions de CO<sub>2</sub> évitées par le PV à hauteur de 270 à 330 gCO<sub>2</sub>/kWh.....</b>	<b>7</b>
<b>Un poids carbone du PV français en 2030 estimé à 32 gCO<sub>2</sub>/kWh.....</b>	<b>9</b>
HYPOTHESES DETAILLEES.....	12
<b>Le mix de production remplacé par le PV a été calculé à travers une modélisation fine du système électrique français et européen .....</b>	<b>12</b>
<b>Le poids du PV installé en 2030 a été calculé via une approche analyse de cycle de vie .....</b>	<b>14</b>
LIMITES ET ENSEIGNEMENTS DE L'ETUDE .....	18
A PROPOS DES AUTEURS.....	19



## L'augmentation des capacités photovoltaïques en France permet de réduire le contenu CO<sub>2</sub> du mix électrique Français et Européen

En janvier 2020, le gouvernement a soumis à consultation publique une nouvelle version de la programmation pluriannuelle de l'énergie à l'horizon de 2028. Cette nouvelle version a confirmé les objectifs ENR, et notamment solaire, ambitieux, tout en précisant la trajectoire de baisse du nucléaire jusqu'à 50% dans le mix électrique en 2035.

Etant donné la faible intensité carbone moyenne du mix électrique français, l'impact climat positif de l'ajout de capacités photovoltaïques en France a pu être questionné. Dans ce cadre, *France Territoire Solaire* a missionné *Artelys* et *I Care & Consult* pour évaluer l'impact climat de ces nouvelles capacités, sur la base du fonctionnement réel du système électrique avec l'outil de modélisation *Artelys Crystal Super Grid*.

L'analyse, réalisée en comparant deux situations pour le mix électrique correspondant à l'année 2030<sup>1</sup>, reposant sur des hypothèses issues de scénarios publics de référence (Programmation pluriannuelle de l'énergie, scénarios du « Ten-Year Network Development Plan » de l'ENTSO-E<sup>2</sup>) et différant uniquement par leur capacité PV en France, montre la **contribution nette positive** de capacités additionnelles de PV en France à la transition climat en France et en Europe.

En effet, en comparant la variante PV haut du scénario PPE (54 GW de solaire PV) et la variante PV bas (41,5 GW de solaire PV) en 2030, l'impact des 12,5 GW additionnels de PV à cet horizon 2030 est le suivant :

- Une diminution des émissions de CO<sub>2</sub> de **238 gCO<sub>2</sub> par kWh** de production PV supplémentaire au sein du système électrique, qui provient de **270 gCO<sub>2</sub>/kWh** d'émissions évitées dans le système électrique français et européen, auxquelles sont retirés les **32 gCO<sub>2</sub>/kWh** nécessaires pour fabriquer et installer les systèmes PV.
- Ces émissions évitées dans le système électrique proviennent du remplacement de productions thermiques en France (11%) et en Europe (89%). La production additionnelle PV ne se substitue que partiellement à de la production nucléaire française : 48% de la production PV additionnelle remplace une production nucléaire (bien en dessous du taux nucléaire actuel dans la production), tandis que plus de la moitié de l'énergie produite par les panneaux supplémentaires (52% ou 7,4TWh) permet in-fine de réduire de la production thermique. Ces 6,8 TWh de réduction du nucléaire correspondent à moins de 2% de la production nucléaire française dans le scénario de référence (381 TWh).
- Ces résultats montrent que le solaire n'intervient pas directement en remplacement du mix de production moyen mais permet surtout de réduire la production des capacités thermiques, en

<sup>1</sup> Cette analyse est volontairement réalisée dans un contexte avec de fortes capacités de production décarbonée en France (nucléaire, éolien, solaire, hydro), et sans réadaptation du plan de maintenance des centrales nucléaires, de manière à ne pas favoriser les capacités PV dans l'analyse.

<sup>2</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/>

cohérence avec les analyses récentes de RTE sur l'influence des énergies renouvelables sur les productions des différentes filières<sup>3</sup>.

- L'impact CO<sub>2</sub> de la production PV supplémentaire pourrait être encore plus important si la croissance de ces capacités était accompagnée par un développement de capacités de flexibilité additionnelles ou une augmentation de la demande qui permettrait d'exploiter la production nucléaire substituée (6,8 TWh). Par exemple, une conversion en hydrogène de cette énergie décarbonée disponible pourrait permettre d'éviter 60 g CO<sub>2</sub> supplémentaires par kWh de production PV supplémentaire<sup>4</sup>.

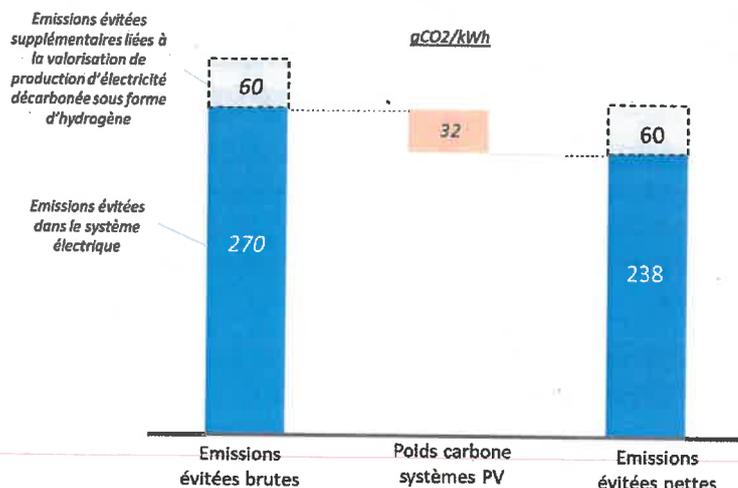


Figure 1 : Synthèse des émissions évitées par les capacités photovoltaïques supplémentaires en France en 2030

- Si les capacités nucléaires ne devaient pas baisser autant que prévu dans la PPE, restant aux 63 GW actuels plutôt qu'aux 57 GW prévus, l'analyse montre que les émissions évitées resteraient élevées, à 190 gCO<sub>2</sub>/kWh additionnel (+ 60 g CO<sub>2</sub>/kWh de conversion hydrogène).
- Enfin, les économies de CO<sub>2</sub> permises par les capacités additionnelles (12,5 GW) de PV ont été évaluées avec une méthodologie dans laquelle ces capacités sont en concurrence importante avec les autres capacités peut émettrices de CO<sub>2</sub> (nucléaire, hydro ou autres EnR variables), contrairement à la situation actuelle où « l'énergie éolienne et l'énergie solaire se déploient essentiellement en addition au potentiel de production nucléaire et hydraulique » comme l'indique RTE<sup>5</sup>.

<sup>3</sup> « 11. Ces résultats battent en brèche une vision réductrice du système électrique où chaque incrément de production éolienne et solaire se ferait au détriment du nucléaire et n'aurait pas d'influence sur les émissions de gaz à effet de serre. », RTE, [https://www.rte-france.com/sites/default/files/note\\_bilans\\_co2\\_v3.pdf](https://www.rte-france.com/sites/default/files/note_bilans_co2_v3.pdf)

<sup>4</sup> Ce chiffre d'émissions évitées correspond à la moyenne entre l'impact de l'hydrogène s'il est injecté dans le réseau de gaz (un MWh d'hydrogène remplace un MWh de méthane) et l'impact de l'hydrogène s'il évite une production par vaporéformage (un MWh d'hydrogène remplace environ 1,3 MWh de méthane).

<sup>5</sup> Message 7 de la note CO<sub>2</sub> mentionnée plus haut.



## Principes méthodologiques

L'étude se base sur une simulation de la réponse du réseau électrique français et européen face à l'introduction de capacités PV supplémentaires. La simulation prend en compte la consommation d'électricité en France et dans les pays voisins, la production et la consommation des pays voisins ainsi que la capacité d'interconnexion.

Afin d'analyser le mix électrique, nous avons choisi 2030 comme année de référence. Elle représente l'horizon de temps de la programmation pluriannuelle de l'énergie<sup>6</sup> (PPE) qui a été officialisée en 2020. La PPE affiche des objectifs ambitieux en termes de capacités renouvelables et constitue donc un cadre d'analyse intéressant pour la pertinence du PV dans le système électrique. Conformément à la PPE, le scénario considéré n'intègre pas de capacités de production thermique supplémentaire par rapport à aujourd'hui.

En Europe, le scénario utilisé repose sur le scénario « Sustainable Transition » du TYNDP 2018 de l'ENTSO-E, qui prend en compte l'évolution possible des mix électriques étrangers, qui gardent dans leur ensemble une part thermique carbonée importante (40%) en 2030.

Pour évaluer l'impact carbone net du photovoltaïque sur le système électrique, l'approche adoptée consiste à comparer les émissions du mix électrique remplacé par l'installation de capacité PV dans le système, au contenu carbone intrinsèque du PV. Ce raisonnement est présenté par l'équation suivante, l'unité utilisée est le gCO<sub>2</sub>/kWh :

$$\text{Emissions évitées nettes} = \text{Emissions directes évitées sur le mix électrique} - \text{Contenu carbone du PV}$$

### Emissions directes évitées sur le mix électrique

Le bénéfice climat du photovoltaïque repose sur le fait que chaque kWh PV remplace un mix électrique qui peut contenir partiellement des moyens de production carbonés (gaz naturel, charbon et fioul) et qui génèrent donc des émissions directes de CO<sub>2</sub><sup>7</sup>.

La détermination de ce mix électrique remplacé est basée sur une comparaison entre un scénario dit de référence (ses capacités PV reposant sur le scénario PPE PV bas), et un scénario avec des capacités PV supplémentaires et identiques par ailleurs (ses capacités PV reposant sur le scénario PPE PV haut), pour lesquels l'équilibre-offre demande est simulé au pas de temps horaire sur une année avec **Artelys Crystal Super Grid**. Ces simulations d'équilibre offre-demande prennent en compte l'ordre de préséance économique (ou principe du « merit order ») ainsi que l'ensemble des contraintes techniques s'appliquant aux différentes technologies (y compris les interconnexions électriques).

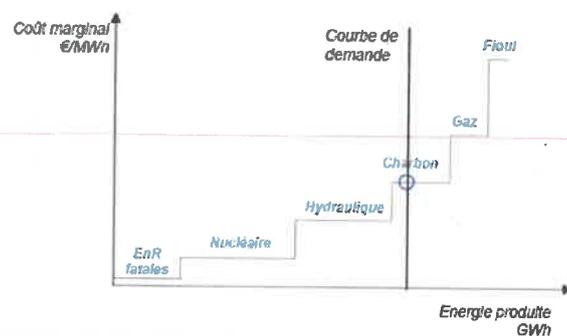
<sup>6</sup> <https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>

<sup>7</sup> L'analyse repose sur les contenus CO<sub>2</sub> des combustibles issues de la base carbone de l'Ademe (<https://www.bilans-ges.ademe.fr/>), et suppose un contenu négligeable de bio-méthane ou autre gaz renouvelable dans le mix de gaz.

Cette analyse est réalisée pour un scénario climatique correspondant à une année « moyenne » en Europe (année 2006), affectant à la fois les profils horaires de productions renouvelables et de consommation en Europe.

**Merit order**

La logique du merit order (ou ordre de préséance économique) consiste, dans une optique de minimisation du coût de production de l'électricité, à faire appel aux différentes unités de production suivant un ordre de priorité basé sur un coût marginal croissant. Les énergies renouvelables dites « fatales » (éolien, photovoltaïque, hydraulique au fil de l'eau), avec un coût marginal quasi-nul, sont ainsi appelées en premier dans le merit order, suivies des moyens de base (nucléaire) puis de semi-pointe (centrales à charbon et à gaz) pour finir par les moyens de pointe et d'extrême pointe (fioul notamment) et les flexibilités (hydro, batteries). En pratique, la logique du merit order n'est pas statique et peut évoluer d'une période à l'autre : un moyen de production peut avoir un coût marginal plus faible qu'un autre à un instant t mais se retrouver plus cher à un autre instant (le gaz et le charbon ont ainsi permuté de position au cours des dernières années, dû à des variations dans les prix du gaz et du charbon).



Ainsi, l'augmentation de la production d'énergie renouvelable fatale fait changer à des moments de l'année le moyen de production appelé en dernier. Souvent les plus chères en termes de coût marginal, les centrales fossiles sont donc amenées à être appelées de moins en moins souvent.

**Contenu carbone du PV**

Le contenu carbone du PV est calculé à partir de l'ensemble des émissions de GES du cycle de vie d'un système PV : fabrication des équipements, transport sur site, travaux d'installation, et en fin de vie démantèlement et gestion des déchets, et repose sur l'analyse d'I Care & Consult ci-dessous.

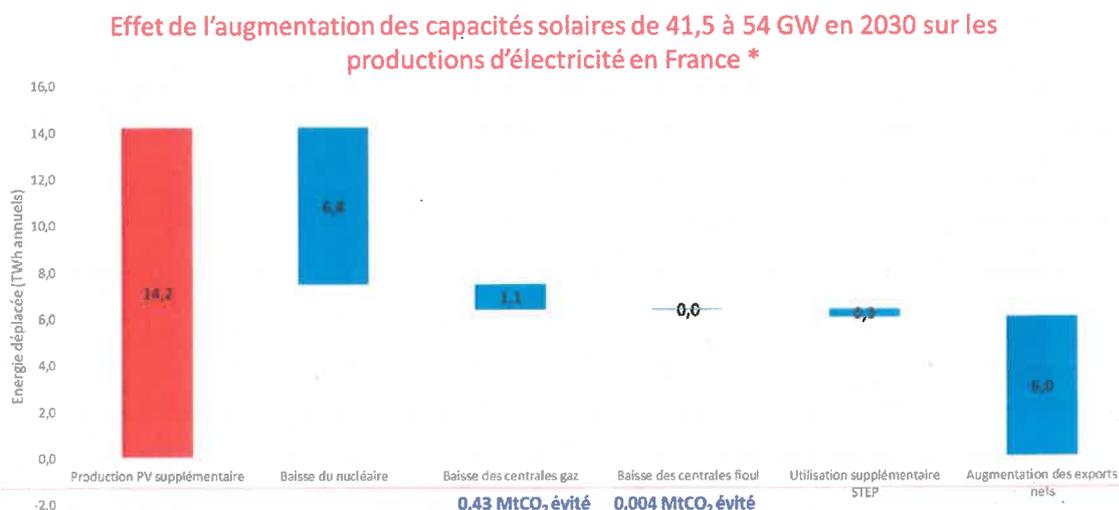
**Emissions évitées nettes**

Les émissions nettes évitées sont alors simplement la différence entre les émissions directes du mix remplacé et les émissions indirectes du contenu carbone du PV. A partir du moment où les émissions du mix de production remplacé sont supérieures au poids carbone du PV installé, le photovoltaïque est donc considéré comme bénéfique pour le système électrique du point de vue de l'impact climat.

## Résultats détaillés

### Des émissions de CO<sub>2</sub> évitées par le PV à hauteur de 270 à 330 gCO<sub>2</sub>/kWh

La comparaison de la situation de référence et de la situation avec plus de capacité photovoltaïque (+12,5 GW) en 2030 donne les résultats suivants :



\* Analyse marginale du PV dans un contexte fixé. Effet de l'accroissement des capacités solaires sur les capacités de flexibilités, les plans de maintenance des groupes nucléaires et sur l'évolution de la demande non pris en compte.

Figure 2 : Substitutions d'énergie en France

Dans les conditions de demande d'électricité et d'offre de flexibilité du scénario PPE (avec 41,5 GW de solaire en 2030), les 12,5 GW de capacités photovoltaïques supplémentaires induisent une augmentation de la production annuelle solaire de 14,2 TWh qui se traduit dans le système électrique en :

- Une baisse de la production des centrales nucléaires (48% de la production PV supplémentaire)
- Une baisse de la production des centrales thermique au gaz (8%)
- Une augmentation des exports nets<sup>8</sup>, c'est-à-dire plus d'exports vers les voisins et moins d'imports (42%)
- Une utilisation supplémentaire des STEP (2%)

La part de la baisse de la production nucléaire est ainsi moindre que la part du nucléaire dans le mix électrique français, et cette baisse de la production nucléaire de 6,8 TWh correspond à moins de 2% de la production nucléaire totale (381 TWh) dans le scénario de référence. Au total la production d'énergie décarbonée est augmentée de 7,4 TWh en France dans les conditions du scénario PPE. Cette hausse de la production d'électricité décarbonée pourrait être encore supérieure (jusqu'à atteindre les 14,2 TWh) si l'augmentation des capacités PV est accompagnée par un déploiement de flexibilités supplémentaires, sous forme de stockage d'électricité ou de conversion en hydrogène de cette électricité décarbonée, par une augmentation de la consommation par exemple pour la satisfaction de

<sup>8</sup> Exports nets = Exports annuels – Imports annuels. La production solaire supplémentaire permet d'augmenter les exports en été et de diminuer les imports en hiver.

nouveaux usages dans la mobilité, l'industrie ou le bâtiment au-delà des objectifs donnés par la PPE ou par une réadaptation du plan de maintenance des centrales nucléaires.

La baisse de production des centrales thermiques en France induit une réduction directe d'émission de CO<sub>2</sub> dans le système électrique français de **0,43 MtCO<sub>2</sub>/an**.

L'augmentation des exports nets (+6 TWh) induit une réduction de la production dans le reste de l'Europe, principalement sur le gaz (3,3 TWh) et sur le charbon (+2,2 TWh). Ces substitutions de production induisent une réduction de CO<sub>2</sub> de l'ordre de **3,4 MtCO<sub>2</sub>/an** dans le reste de l'Europe.

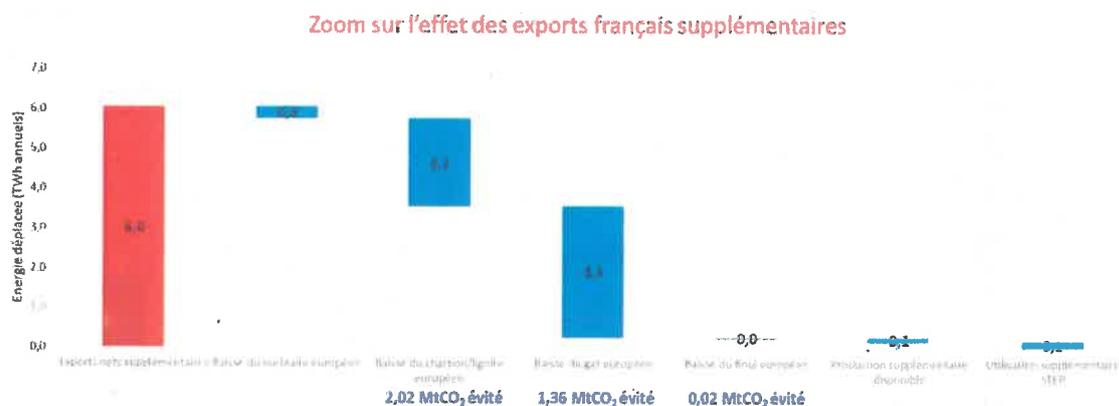


Figure 3 : Substitutions d'énergie dans le reste de l'Europe.

Au total, l'augmentation de production d'électricité PV se traduit par une réduction directe de **3,8 MtCO<sub>2</sub>/an** dans le système électrique français et européen, le facteur d'émissions évitées du PV installé s'établit donc à **3,8Mt/14,2TWh**, soit **270 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>9</sup>**.

Dans le cas où des capacités de « power-to-hydrogène » seraient disponibles pour absorber le surplus d'électricité décarbonée (6,8 TWh), l'hydrogène produit pourrait remplacer de la consommation de gaz naturel<sup>10</sup>, ce qui permettrait d'éviter 0,75 à 1,05 MtCO<sub>2</sub> supplémentaires, ajoutant **60 gCO<sub>2</sub>/kWh** (50-75) par an et portant ainsi les émissions évitées à **330 gCO<sub>2</sub>/kWh** (326-340).

Enfin, dans le cas d'un mix électrique de départ avec plus de capacités nucléaires que dans le scénario PPE (cf. section hypothèses détaillées) toutes autres hypothèses égales par ailleurs, comme les capacités d'export sont proportionnellement plus utilisées dans la situation de référence (sans ajout des 12,5 GW de PV), les opportunités pour exporter la production solaire supplémentaire sont plus réduites. En effet, dans ce cas, les 14,2 TWh n'induisent qu'une augmentation des exports nets de 4,5 TWh. Ces exports nets permettent d'éviter 1,5 TWh de production au charbon et 2,3 TWh de production au gaz, évitant ainsi 2,7 MtCO<sub>2</sub>/an au niveau Européen. L'impact du PV sur les émissions du système est donc plus faible : **190 gCO<sub>2</sub>/kWh**, même s'il reste significativement plus important que

<sup>9</sup> La prise en compte de 10% de gaz renouvelable dans le mix de gaz viendrait réduire ces émissions évitées de 0,18Mt, portant l'impact du PV à 255 gCO<sub>2</sub>/kWh produit.

<sup>10</sup> L'hydrogène peut être soit injecté dans le réseau de gaz soit remplacer de l'hydrogène produit par vaporéformage, utilisant du gaz et émettant du CO<sub>2</sub>.

les émissions liées à son installation. De la même manière cette électricité décarbonée supplémentaire pourrait être valorisée sous forme d'hydrogène, permettant une réduction supplémentaire des émissions de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 1000 à 1400 ktCO<sub>2</sub> par an, soit environ 80 gCO<sub>2</sub>/kWh, pour un total de 270 gCO<sub>2</sub>/kWh.

### Effet de l'augmentation des capacités solaires de 41,5 à 54 GW en 2030 sur les productions en France



### Zoom sur l'effet des exports français supplémentaires

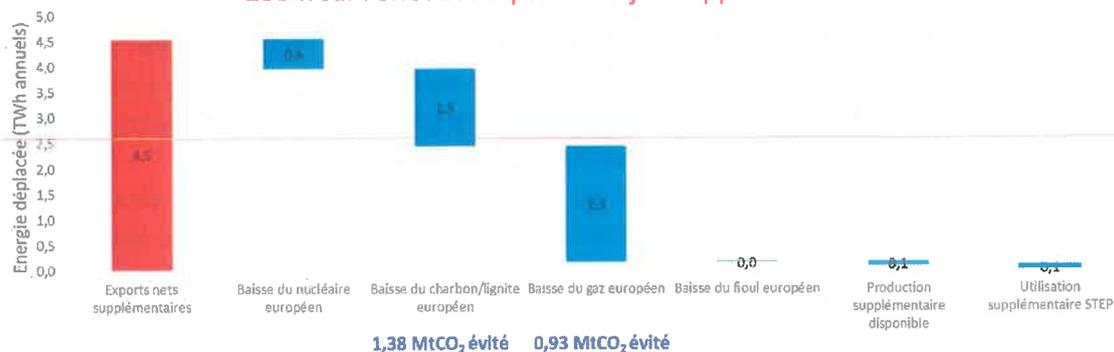


Figure 4. Substitutions d'énergie dans le cas avec plus de capacités nucléaires en 2030 (63GW)

## Un poids carbone du PV français en 2030 estimé à 32 gCO<sub>2</sub>/kWh

### - Évaluation du poids carbone des systèmes installés en France en 2030

Le poids CO<sub>2</sub> moyen du kWh PV en France à l'horizon 2030 a été basé sur un calcul ACV de 4 systèmes différents : une centrale au sol conforme sous appel d'offre, une grande toiture sous appel d'offre, et 2 moyennes/petites toitures équipées de panneaux multi et monocristallin. La répartition des capacités au sol et en toiture dépend des objectifs fixés dans la PPE, toujours en projet à la date de publication de la note. La répartition des capacités en toiture a été estimée sur la base de l'historique des installations en France depuis l'instauration du mécanisme d'appel d'offre en 2017. Les hypothèses sont détaillées dans les chapitres suivants.

Types de systèmes photovoltaïques			Répartition retenue en 2030	Poids carbone gCO <sub>2</sub> /kWh
Centrale au sol – 57%			57%	23 (14-35)
Toiture – 43%	Grande (AO CRE) – 30%		13%	23 (15-35)
	Moyenne / Petite (guichet ouvert) – 70%	Monocristallin – 45%	13,5%	64 (58-72)
		Multicristallin – 55%	16,5%	45 (42-48)
Parc photovoltaïque installé en France à 2030				32 (25-42)

Plusieurs facteurs expliquent les écarts entre les différents systèmes PV ci-dessus :

- Le poids carbone du panneau est généralement inférieur à 1150 kgCO<sub>2</sub>/kWh pour les systèmes sous appel d'offre, i.e. centrales au sol et grandes toitures. En effet, les 2 appels d'offre comprennent un système de point basé sur un bilan carbone simplifié.
- Le poids carbone des panneaux installés sur moyenne/petite toiture n'est pas « régulé » par des critères carbone en guichet ouvert. Ainsi, le critère de sélection principal du client étant le prix, la majorité des panneaux (85%<sup>11</sup>) sont d'origine asiatique avec un poids carbone plus élevé que ceux fabriqués en Europe (entre 1200 et 2200 kgCO<sub>2</sub>/kWh<sup>1</sup>).
- Les panneaux monocristallins ont un poids carbone plus élevé que les multicristallins, à cause du besoin en énergie supplémentaire lié à la fabrication du lingot de silicium.
- Les grandes installations (au sol et en toiture) utilisent généralement des panneaux à rendement supérieur aux installations en toiture.

La valeur moyenne obtenue pour les centrales au sol est de 23 gCO<sub>2</sub>/kWh avec un minimum de 14 gCO<sub>2</sub>/kWh et un maximum de 35 gCO<sub>2</sub>/kWh. La valeur moyenne pour les grandes toitures est très proche, étant donné les limites de poids carbone similaires pour les panneaux dans les AO, le poids carbone des panneaux étant le driver principal dans le poids carbone des centrales. Son poids est en moyenne de 23 gCO<sub>2</sub>/kWh avec un minimum de 15 gCO<sub>2</sub>/kWh et un maximum de 35.

Pour les petites/moyennes toitures avec modules monocristallins, la valeur moyenne obtenue est de 64 gCO<sub>2</sub>/kWh avec une valeur minimum de 58 gCO<sub>2</sub>/kWh et une valeur maximum de 72 gCO<sub>2</sub>/kWh. Enfin, pour les petites/moyennes toitures avec modules multicristallins, la valeur moyenne obtenue est de 45 gCO<sub>2</sub>/kWh avec un minimum de 42 gCO<sub>2</sub>/kWh et un maximum de 48 gCO<sub>2</sub>/kWh.

La moyenne pondérée des différentes centrales en France permet d'obtenir une valeur moyenne de 32 gCO<sub>2</sub>/kWh.

<sup>11</sup> PEF screening report of electricity from photovoltaic panels in the context of the EU Product Environmental Footprint Category Rules (PEFCR) Pilots, 2016

- **Comparaison avec les valeurs habituellement utilisées dans les bases de données**

Ces valeurs sont à comparer à la littérature actuelle. Le contenu carbone en littérature varie actuellement entre 35 et 100 gCO<sub>2</sub>/kWh.

La Base Carbone fournit les résultats présentés Figure 5. La valeur moyenne est de 55 gCO<sub>2</sub>/kWh pour un minimum de 35 gCO<sub>2</sub>/kWh. Le maximum et le minimum correspondent à des variations de systèmes PV (technologies et localisation).

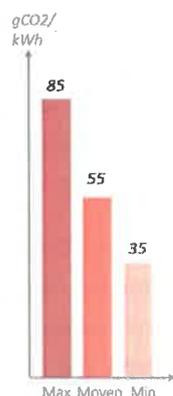


Figure 5 : Poids CO<sub>2</sub> du PV selon les données de la Base Carbone

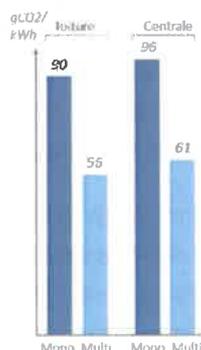


Figure 6 : Poids CO<sub>2</sub> du PV issu du PEF

Les données de la Base Carbone sont issues d'une évaluation réalisée par le cabinet SmartGreenScans, conformément aux ACV que l'ADEME a mené sur différents systèmes. Les valeurs sont néanmoins basées sur des données de 2011, avec notamment un contenu CO<sub>2</sub> du module de 1798 kgCO<sub>2</sub>/kWc ce qui est bien plus important que les exigences des AO CRE en France actuellement.

Enfin les valeurs fournies par le Product Environmental Footprint (PEF) sont présentées Figure 6. Elles sont basées sur l'ACV détaillée d'un système moyen, avec un système en toiture d'une puissance installée de 3 kWc et d'une centrale au sol de 570 kWc. 85% des modules sont considérés comme fabriqués en Chine contre seulement 15% en Europe, ce qui explique en partie le contenu carbone important. La production annuelle considérée de 975 kWh/kWc sur une durée de vie de 30 ans pour les deux types de systèmes, ce qui correspond à un facteur de charge de 11%. Le facteur de charge considéré est donc plus faible que le facteur de charge moyen français, ce qui contribue à un impact plus élevé (2300 et 1300 kgCO<sub>2</sub>/kWc pour les modules mono et multi cristallin respectivement).

## Hypothèses détaillées

### ***Le mix de production remplacé par le PV a été calculé à travers une modélisation fine du système électrique français et européen***

A niveau de consommation égale, une production photovoltaïque supplémentaire en France remplace la production de centrales plus chères (comme les centrales thermiques ou nucléaires), comme le photovoltaïque est prioritaire dans le merit-order. La France étant interconnectée avec ses voisins, les productions sont affectées non seulement en France mais aussi dans le reste de l'Europe. En effet, cette production supplémentaire peut, en fonction des moments, remplacer de la production en France, menant ou non à une réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, ou affecter les flux aux frontières, en augmentant les exports ou réduisant les imports, affectant par la même les productions des mix voisins, et donc potentiellement leurs émissions.

Pour capter ce phénomène, deux situations correspondant à 2030 sont comparées : la gestion du système électrique est simulée pour une **situation de référence**, dont les hypothèses de capacité et demande reposent sur des scénarios publics référents, et pour une **situation avec significativement plus de capacité solaire photovoltaïque**, toutes hypothèses étant égales par ailleurs. Les émissions de CO<sub>2</sub> liées au système électrique Européen sont calculées pour ces deux situations, la différence d'émissions de CO<sub>2</sub> entre les deux situations étant donc imputable au photovoltaïque.

Ces simulations sont réalisées avec Artelys Crystal Super Grid<sup>12</sup>, outil de référence pour la modélisation et la simulation des systèmes énergétiques. Ici, Super Grid simule les plans de production européens pendant un an au pas de temps horaire, en prenant en compte les flexibilités (stockages, production hydro) et les échanges d'électricité entre pays.

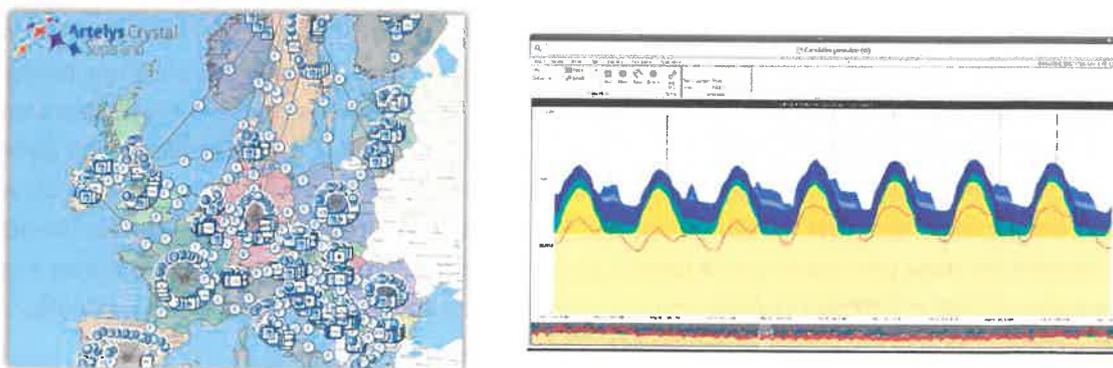


Figure 7 : Vue du système électrique européen dans Super Grid (à gauche) et de la production cumulée pour une semaine.

<sup>12</sup> <https://www.artelys.com/fr/crystal/super-grid/>

Le scénario de référence repose pour la France sur les hypothèses de la PPE<sup>13</sup>, et pour l'Europe sur le scénario « Sustainable Transition » du Ten-Year Network Development Plan<sup>14</sup> 2018 de l'ENTSO-E. En particulier, les hypothèses clé sont les suivantes :

- Les capacités solaires dans ce mix de référence sont au niveau « bas » de la PPE pour 2030, c'est-à-dire 41,6 GW (en supposant une croissance similaire entre 2028 et 2030 que celle entre 2023 et 2028).
- Le niveau de nucléaire est de 57,5 GW. Comme prévu dans la PPE, il implique une fermeture de 8 réacteurs d'ici 2030, avec l'entrée en service de la centrale de Flamanville.
- Le niveau de demande en France est de 470 TWh soit un niveau comparable à celui de 2018 (474 TWh).
- Les hypothèses d'interconnexion avec les pays voisins reposent sur la grille de référence pour 2030 de l'ENTSOE, c'est-à-dire 26,9 GW de capacité d'export française.
- Le mix Européen se décarbone assez massivement d'ici 2030, en gardant toutefois une part toujours importante de production au charbon et au gaz (environ 40%).

Une simulation est réalisée avec le scénario de référence ci-dessus. Elle est ensuite comparée aux résultats d'un scénario avec une **capacité solaire supplémentaire**, toutes hypothèses étant égales par ailleurs, la capacité solaire installée correspondant dans ce cas au niveau « haut » de la PPE, soit 54,1 GW. Cette différence de 12,5 GW de capacité solaire ajoute 14,2 TWh de production par an.

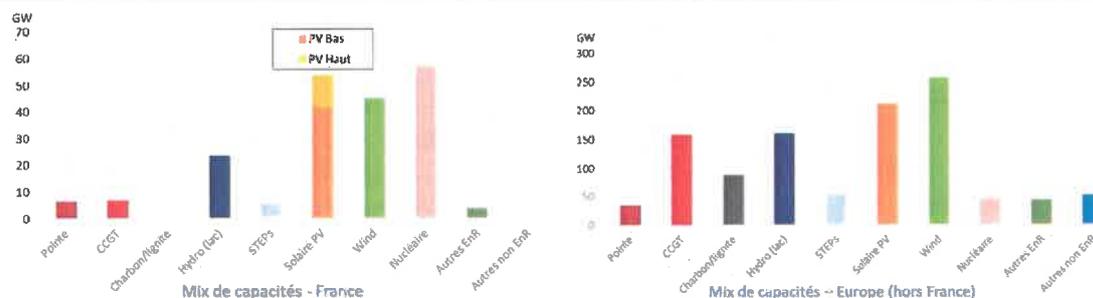


Figure 8. Hypothèses de capacités installées en France et en Europe en 2030

Une analyse de sensibilité a également été réalisée, avec un mix de référence ayant une capacité nucléaire plus importante en 2030, le mix européen étant supposé identique. Dans cette analyse de sensibilité, l'hypothèse est faite que toutes les centrales nucléaires actuelles (sauf celle de Fessenheim dont la fermeture est déjà décidée) sont maintenues. Avec la mise en service de celle de Flamanville, la capacité nucléaire dans le mix reste donc à 63 GW.

<sup>13</sup> [https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/sites/default/files/ppe\\_pour\\_consultation\\_du\\_public.pdf](https://www.ecologique-solaire.gouv.fr/sites/default/files/ppe_pour_consultation_du_public.pdf)

<sup>14</sup> <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018>

**Le poids du PV installé en 2030 a été calculé via une approche analyse de cycle de vie**

Ainsi, le calcul du poids CO<sub>2</sub> moyen du PV installé en France en 2030 a été basé sur un calcul ACV de 4 systèmes :

- Une centrale au sol conforme au cahier des charges de l'AO CRE.
- Une grande toiture conforme au cahier des charges de l'AO CRE.
- Une moyenne/petite toiture équipée de panneaux monocristallins.
- Une moyenne/petite toiture équipée de panneaux multicristallins.

La part de chacun de ces systèmes dépend de 3 paramètres :

- La répartition, entre toiture et centrale au sol, de l'objectif de capacité PV installée en 2028 extrapolé jusqu'en 2030, selon la programmation pluriannuelle de l'énergie.
- La répartition historique des capacités en toiture entre grandes toitures (AO CRE) et moyenne/petite toiture (obligation d'achat/guichet ouvert).
- La part des moyennes/petites toitures entre panneaux mono et multicristallin, basée sur l'étude de marché annuelle du Fraunhofer<sup>15</sup>.

Système			Répartition retenue en 2030
Centrale au sol – 57%			57%
Toiture – 43%	Grande (AO CRE) – 30%		13%
	Moyenne/Petite (guichet ouvert) – 70%	Monocristallin – 45%	13,5%
		Multicristallin – 55%	16,5%

**Calcul des parts de marché**

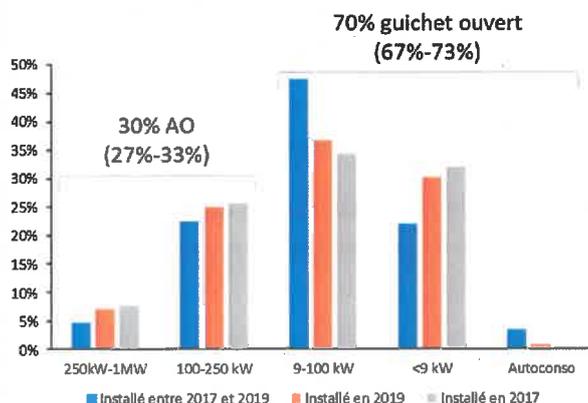
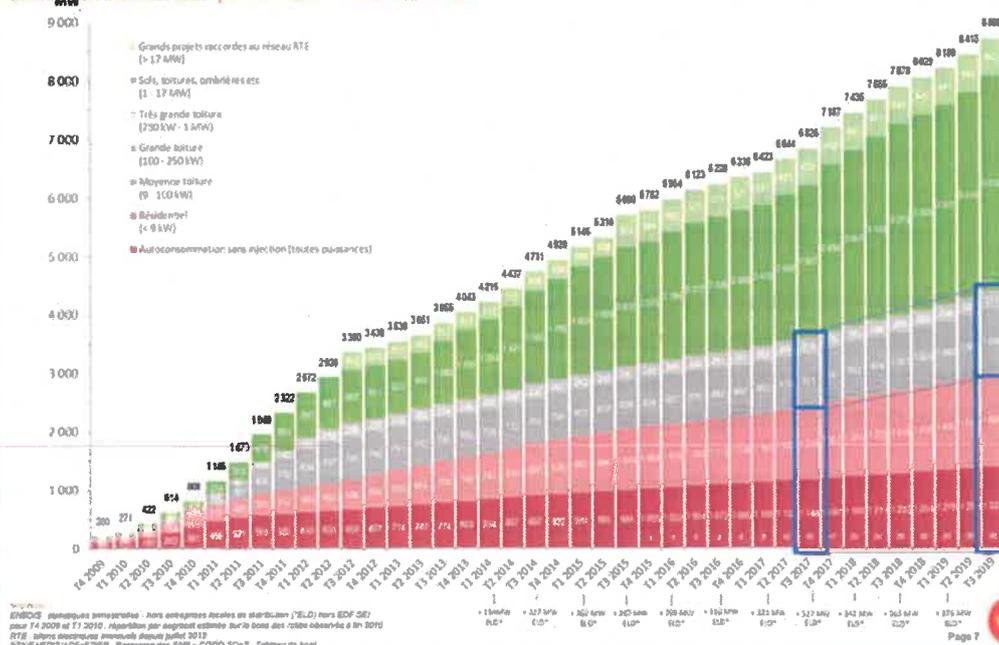
La répartition des capacités PV installées entre toiture et centrale au sol à l'horizon de 2030 a été déterminée en extrapolant les objectifs PPE de 2028 comme le montre le tableau ci-dessous :

Type de système	2023	2028		2030		
		PV Bas	PV Haut	PV Bas	PV Haut	
Centrale au sol	11,6 GW	20,6 GW	25 GW	24,2 GW	30,36 GW	57%
En toiture	9 GW	15 GW	19,5 GW	17,4 GW	23,7 GW	43%
Total	20,6 GW	35,6 GW	44,5 GW	41,6 GW	54,06 GW	

<sup>15</sup> Photovoltaic report novembre 2019, Fraunhofer ISE with support of PSE GmbH

La répartition des capacités en toiture, entre les grands systèmes sous AO et les moyens/petits systèmes en guichet ouvert, a été basée sur l'historique des installations entre l'année 2017 (année d'instauration du dernier AO) et 2019. Le graphe ci-dessous montre les capacités en MW entre les différents systèmes PV installés en France depuis 2009. Le graphe suivant compare la répartition des capacités en toiture selon les puissances et donc la répartition entre appel d'offre et guichet ouvert. Celle-ci montre que 30% des capacités en toiture ont été installées dans le cadre de l'AO CRE.

Cumul des raccordements par trimestre - France continentale





## Centrales au sol

Dans le cadre de cette étude, une valeur unique de 575 kgCO<sub>2</sub>/kWc a été considérée pour les modules. Cette valeur a été choisie sur plusieurs critères :

- En France, la majorité des centrales au sol répondent aux AO CRE. Les AO CRE imposent un bilan carbone simplifié des modules pour lequel les valeurs sont encadrées. Ainsi un panneau PV répondant aux exigences d'un AO CRE doit avoir un contenu carbone entre 50 kgCO<sub>2</sub>/kWc et 1150 kgCO<sub>2</sub>/kWc pour recevoir les points carbone associé sur une échelle linéaire. Les panneaux à 50 kgCO<sub>2</sub>/kWc reçoivent une note maximale, les panneaux à 1150 kgCO<sub>2</sub>/kWc ne reçoivent pas de points.
- Le retour d'expérience montre qu'aujourd'hui, les modules dont le contenu CO<sub>2</sub> oscille autour de 500 kgCO<sub>2</sub>/kWc sont très prisés dans le cadre des AO CRE.
- La valeur de 575 kgCO<sub>2</sub>/kWc est basée sur l'ACV complète d'un panneau fabriqué en Europe dont l'évaluation carbone simplifiée est de 500 kgCO<sub>2</sub>/kWc, qui représente une part importante du marché actuel.

Les développeurs sont aujourd'hui à la recherche d'un panneau compétitif qui soit un compromis entre contenu carbone et performance. Cette valeur de 575 kgCO<sub>2</sub>/kWc correspond ainsi à un panneau représentatif du marché actuel. Par ailleurs, le choix d'une valeur moyenne évite les paramétrages par pays d'origine ou par technologies (mono, multi, bifacial, etc.).

Une analyse de sensibilité a été menée pour des modules de 300 kgCO<sub>2</sub>/kWc et de 1000 kgCO<sub>2</sub>/kWc. Ces hypothèses se basent sur deux tendances possibles à l'horizon 2030 :

- 300 kgCO<sub>2</sub>/kWc : la majorité des centrales au sol continue à être installée dans le cadre de l'AO CRE avec une intensité carbone des modules toujours plus importantes ;
- 1000 kgCO<sub>2</sub>/kWc : le PV devenant de plus en plus rentable, de moins en moins de centrales candidatent aux AO CRE et l'absence d'exigence spécifique tend à l'augmentation de l'intensité carbone moyenne.

Le rendement du panneau considéré est de 21%. Cette hypothèse correspond ainsi à une haute performance aujourd'hui, supposée être la moyenne en 2030.

Le reste de l'impact de la centrale au sol est basé sur des données d'une centrale au sol moyenne, dont le facteur de charge considéré est le facteur de charge moyen français en 2019 : 1200 heures/an soit 13,7%.

## Grandes toitures

Les grandes toitures, > 100 kW et < 8 MW, sont soumis à procédure d'appel d'offre appelé AO CRE4-bat. Le cahier des charges de cet AO, comme pour les centrales au sol, comprend un système de points spécifique au contenu carbone des panneaux, sur la base d'un bilan carbone simplifié. Les limites étant les mêmes que pour les centrales au sol, nous avons considéré le même type de panneau, avec 575 gCO<sub>2</sub>/kWc. Ensuite, nous avons intégré cette valeur dans l'ACV des systèmes en toiture, issu du PEF (Product Environmental Footprint), pour calculer le poids carbone d'un système en toiture avec



critère carbone. L'analyse de sensibilité a été réalisée sur la base du contenu carbone des panneaux, entre 300 et 1000 gCO<sub>2</sub>/kWc.

### **Moyennes/petites toitures**

Les centrales en toiture sont divisées en deux catégories selon le type de modules installés : Mono-Si ou Multi-Si. Selon l'institut Fraunhofer, les modules Mono-Si représentent 45% des modules cristallins installés contre 55% pour les multi-Si. Le contenu CO<sub>2</sub> moyen en 2030 se base sur ces hypothèses.

Les valeurs utilisées sont celles du PEF (Product Environmental Footprint). L'empreinte environnementale produit a été développée par la Commission Européenne afin de comparer les produits sur un référentiel commun. Pour différents types de produits ont ainsi été développés des PEFCR : Product Environmental Footprint Category Rules. Ces documents reprennent ainsi des recommandations spécifiques sur la manière de conduire une ACV pour chaque produit. Un PEFCR a ainsi été développé pour les modules PV. Des membres de l'industrie PV ont ainsi été intégrés à l'équipe technique (First Solar, ECN Solar Energy, etc.). Dans le cadre du développement de ce PEFCR, une *screening study* a été menée notamment pour les modules mono et multi cristallins en toiture.

Ainsi, la présente étude se base sur ces résultats qui ont été modifiés afin d'être adaptés au contexte français. Le facteur de charge a été ajusté au facteur de charge moyen français de 13,7% ou 1200 heures/an, contre 960 heures/an initialement.

Le rendement moyen considéré pour les centrales en toiture avec des modules mono cristallins est de 18% tandis qu'il est de 15% pour les modules multi cristallins.

Des analyses de sensibilité ont été menées pour chaque cas en faisant varier le rendement de +/- 2%.

## Limites et enseignements de l'étude

---

- Les résultats de l'étude sont fortement dépendants des hypothèses du scénario PPE concernant les capacités de flexibilité et d'interconnexions. Des capacités supérieures de flexibilité et d'interconnexions permettraient d'accroître l'effet climat calculé. A contrario, des capacités inférieures viendraient réduire cet impact climat.
- L'étude a choisi d'analyser l'impact climat des capacités additionnelles à la seule année 2030 et non l'impact climat cumulé sur la période 2020-2030, ce qui minore a priori l'impact positif pour le climat.
- Par ailleurs, en se positionnant en 2030 avec les hypothèses de la PPE, l'étude présuppose que 41,5 GW de capacité PV sont déjà installés, ce qui positionne le système électrique de départ (cad. avant ajout des 12,5 GW de capacité PV supplémentaire) dans un contexte de forte production électrique décarbonée (nucléaire et renouvelables) et présentant des enjeux de variabilité significatifs. Si la capacité PV était inférieure en 2030 au niveau PPE bas, l'effet positif pour le climat de capacités PV supplémentaires serait supérieur au calcul réalisé dans l'étude
- Même en prenant des hypothèses plus conservatrices quant à la baisse des capacités nucléaires, la contribution du PV supplémentaire reste largement positive pour le climat.



## A propos des auteurs



### France Territoire Solaire

France Territoire Solaire est un *think-tank* qui a pour objet social de :

- Produire des **propositions**, notamment de politiques publiques, permettant le développement de l'énergie solaire en France,
- Fournir régulièrement des **données chiffrées sur le secteur photovoltaïque** dans une recherche d'objectivité et de transparence dans l'étude des réponses fournies par l'énergie solaire aux défis contemporains.

France Territoire Solaire crée des liens entre la recherche, l'industrie, la politique et les citoyens :

- **Composé de personnes qualifiées et de compétences variées** : universitaires, chercheurs, experts, représentants de l'industrie, représentants d'associations...
- Participant aux **concertations avec la puissance publique**, aux **réflexions collectives avec les organisations professionnelles** du secteur ainsi qu'au **débat public** à travers des travaux de concert avec des organismes tant publics que privés tels des administrations, des collectivités locales, des syndicats, des organisations non gouvernementales (ONG), des entreprises privées ou toute autre association.

Les résultats des travaux menés par France Territoire Solaire sont diffusés dans un cercle restreint ou publiés, comme c'est le cas pour l'**Observatoire de l'Energie Solaire photovoltaïque en France** ([www.observatoire-energie-photovoltaïque.com](http://www.observatoire-energie-photovoltaïque.com)) publié chaque trimestre depuis près de 10 ans.



**Artelys** est une entreprise spécialisée en optimisation, prévision et aide à la décision. A travers la réalisation d'une centaine d'études et de projets logiciels dans le domaine de l'énergie, **Artelys** est reconnue comme un **acteur de référence dans la modélisation des systèmes énergétiques et l'aide à la décision**.

**Artelys** a notamment développé la suite logicielle **Artelys Crystal**, dédiée à l'optimisation de la gestion et des investissements sur les systèmes énergétiques, qu'elle emploie notamment pour **évaluer l'impact de politiques énergétiques et environnementales**.

Plus d'informations sur [www.artelys.com](http://www.artelys.com)



**I Care & Consult** est une entreprise de conseil en stratégie de l'environnement dont l'ambition est d'accompagner les acteurs publics, les entreprises et les investisseurs dans leur « transition environnementale », en changeant le paradigme d'une société à forte empreinte vers une société à forte productivité environnementale.

Fort de plus de 40 consultants experts en France et à l'international, **I Care & Consult** est leader dans l'analyse de l'impact économique et environnemental des systèmes de production énergétique. **I Care & Consult** accompagne à ce titre de nombreux acteurs du secteur de l'électricité dans la transition bas carbone.

Plus d'informations sur [www.i-care-consult.com](http://www.i-care-consult.com)

---

# ANNEXE 7

## ETUDE D'EBLOUISSEMENT CYTHELIA ENERGY





CYTHELIA Energy

17 Allée du Lac de Tignes - 73290 La Motte Servolex

Tel:+33(0)4 79 25 31 75 Fax:+33(0)4 79 25 33 09

SAS au capital de 165 000 € - RCS Chambéry B 393 290 937 - APE 7112 B

[www.cythelia.fr](http://www.cythelia.fr)

Évaluation du risque d'éblouissement  
par des modules photovoltaïques  
(centrale au sol)  
Aéroport BAILLEAU ARMENONVILLE



**Cythelia Energy**

<b>Date :</b> 18/08/2021 <b>Version :</b> 2.1	<b>Rédigé par :</b> Laurent Poussin	<b>Validé par :</b> Ismaël Lokhat	<b>Modifications :</b> Mise à jour description de la centrale
<b>Date :</b> 17/08/2021 <b>Version :</b> 2	<b>Rédigé par :</b> Laurent Poussin	<b>Validé par :</b> Ismaël Lokhat	<b>Modifications :</b> Inclinaison modifiée de 20° à 25°
<b>Date :</b> 27/07/2021 <b>Version :</b> 1	<b>Rédigé par :</b> Laurent Poussin	<b>Validé par :</b> Ismaël Lokhat	

## I. Table des matières

I. Table des matières.....	2
II. Résumé.....	3
III. Méthodologie.....	4
III.1. Calcul du vecteur Réflexion .....	5
III.2. Rayons réfléchis par les modules .....	7
III.3. Relief/Topographie.....	7
III.4. Vérification réglementaire .....	8
III.5. Définition des zones .....	11
III.5.1. Pistes .....	11
III.5.2. Tour de contrôle .....	13
IV. Analyse du risque d'éblouissement.....	14
IV.1. Orientation des modules à 0° (S) et inclinaison à 25° .....	14
IV.1.1. Piste 18-36 - Approche par le Nord (RWY 18 - QFU 182) zone A .....	14
IV.1.2. Piste 18-36 - Approche par le Sud (RWY 36 - QFU 002) zone A .....	16
V. Annexes .....	17
V.1. Carte VAC.....	17
V.2. Hypothèses du calcul géométrique détaillé .....	18

## II. Résumé

La société ENGIE Green souhaite réaliser une centrale photovoltaïque au sol d'une puissance de 11 MWc, sur un terrain situé à BAILLEAU-ARMENONVILLE (28320), à proximité de l'Aéroport BAILLEAU ARMENONVILLE.

La note d'information technique (4<sup>ème</sup> édition du 27 juillet 2011) de la DGAC sur les projets d'installation de panneaux photovoltaïques stipule que « certaines réflexions du soleil sur les installations photovoltaïques situées à proximité des aérodromes sont susceptibles de gêner les pilotes dans les phases de vol proches du sol ou d'entraver le bon fonctionnement de la tour de contrôle ». En conséquence, il est nécessaire d'évaluer les risques d'éblouissement pour les pilotes en phase d'approche. La présente étude a pour objet d'identifier les moments critiques, où ce risque est présent.

Le tableau ci-dessous synthétise les résultats de l'analyse :

**Tableau 1 : synthèse de l'analyse**

Orient°	Inclin°	Piste	Approche	RWY	QFU	Zone	Risque	Remarques
0° (S)	25°	07-25	Ouest	07	074	A	NON	Surface < 500 m <sup>2</sup>
			Est	25	254	A	NON	Surface < 500 m <sup>2</sup>
		18-36	Nord	18	182	A	NON	Interception hors [-30°/+30°]
			Sud	36	002	A	NON	Pas d'interception
		Tour de contrôle						NA

Quelles que soient la piste et l'approche considérées, la centrale ne présente pas de risque d'éblouissement pour les pilotes en phase d'approche.

### III. Méthodologie

Une analyse graphique permet d'identifier les circonstances pendant lesquelles un risque d'éblouissement est possible. Cette approche permet de conclure très simplement, à la présence ou l'absence évidentes de risque d'éblouissement.

1. Calcul du vecteur Réflexion : pour chaque pas de temps (10 minutes) de chaque jour moyen de chaque mois<sup>1</sup>, à l'exception des mois de Juin et Décembre, pour lesquels les jours de solstices sont considérés, les directions dans lesquelles les rayons du soleil sont réfléchis par les modules sont déterminées.
2. Modélisation 3D (sous SketchUp) des surfaces de réflexion et identification des intersections entre surfaces de réflexion et zones sensibles.

En créant une surface entre deux rayons consécutifs (le parcours du rayon pendant les 10 minutes est ainsi représenté de manière continue), il est possible de visualiser graphiquement des « surfaces » d'éblouissement pour chaque mois, représentées en jaune sur la figure suivante.

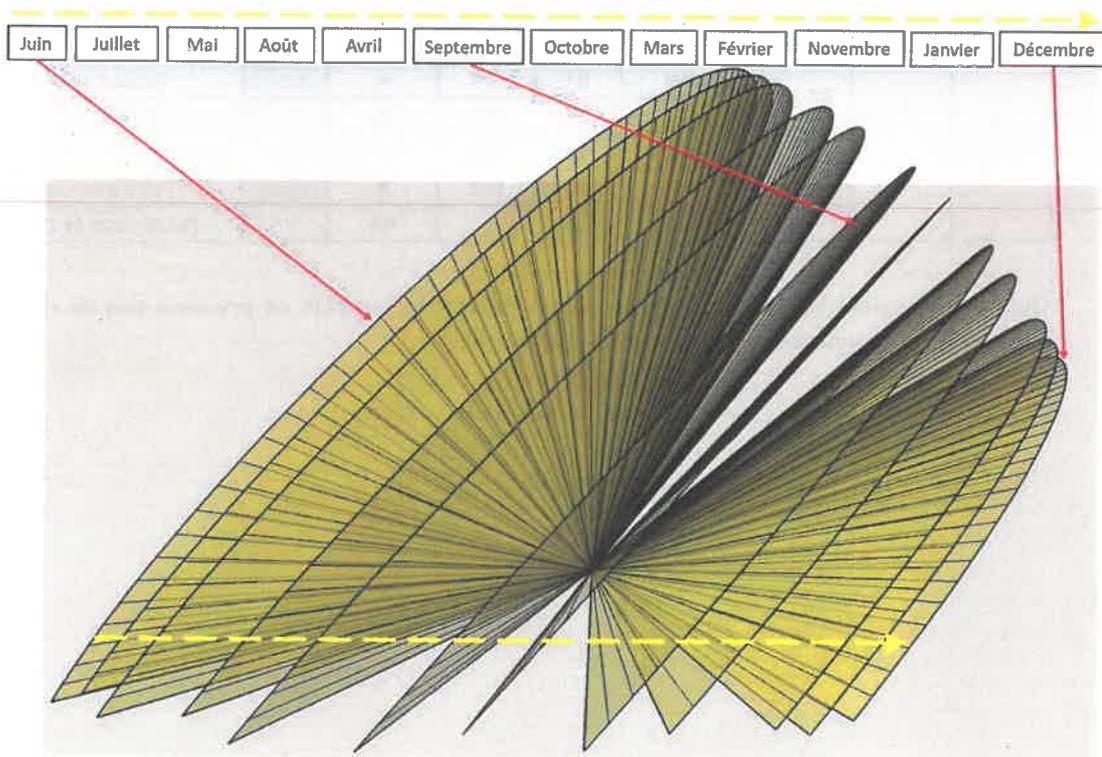


Figure 1 : Surfaces de rayons réfléchis (exemple)

De même, les jours non représentés graphiquement sont visuellement interpolables, entre deux surfaces qui représentent le parcours des rayons réfléchis pendant les deux jours moyens de deux mois consécutifs. **Ce volume constitué par l'ensemble de ces surfaces contient donc la totalité des rayons réfléchis pour toutes les heures de l'année. L'analyse graphique considère ainsi toutes les positions prises par le soleil au-dessus de l'horizon à tout instant du jour et de l'année.**

<sup>1</sup> Le jour moyen est défini comme étant le jour pour lequel la déclinaison est la plus proche de la déclinaison moyenne du mois considéré (Duffie & Beckman, Solar Engineering of Thermal Processes, d'après Klein (1977)).

3. . Contrôle de l'angle entre rayons réfléchis et l'axe du regard du pilote, le cas échéant.

Lorsque l'analyse graphique ne permet pas de s'écarter très clairement le risque d'éblouissement, un calcul détaillé des angles d'interception au cours de la période à risque (déterminé à partir de l'analyse graphique) est réalisé. Ce calcul se fait non plus seulement sur les jours moyens, mais sur l'ensemble des jours et heures a priori concernés par le risque. Dans ce cas, étant donné le nombre très important de rayons réfléchis à afficher, l'approche graphique n'est plus possible, et l'analyse doit se faire sur la base des tableaux de résultats des calculs. Les hypothèses de ce calcul sont détaillées en annexe (cf. § V.2)

### III.1. Calcul du vecteur Réflexion

Les coordonnées du site sont : 48.532222 ; 1.638611

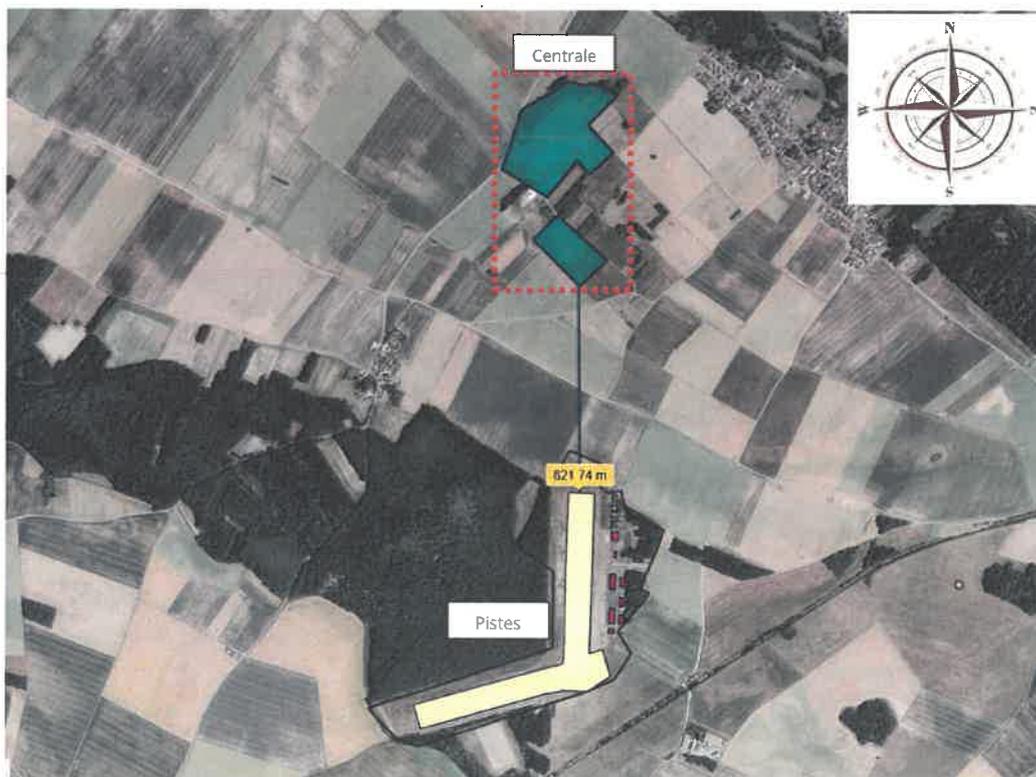


Figure 2 : Localisation des pistes par rapport au projet

Grâce aux coordonnées géographiques du site il est possible de générer le diagramme solaire représenté en Figure 3. Dans ce diagramme, les azimuts ont pour origine le Sud et sont comptés positivement vers l'Ouest et négativement vers l'Est. Ce diagramme est donné pour des jours moyens de chaque mois.

Ainsi, heure par heure, nous connaissons la position du soleil dans le ciel au moyen de deux grandeurs : hauteur angulaire et azimut.

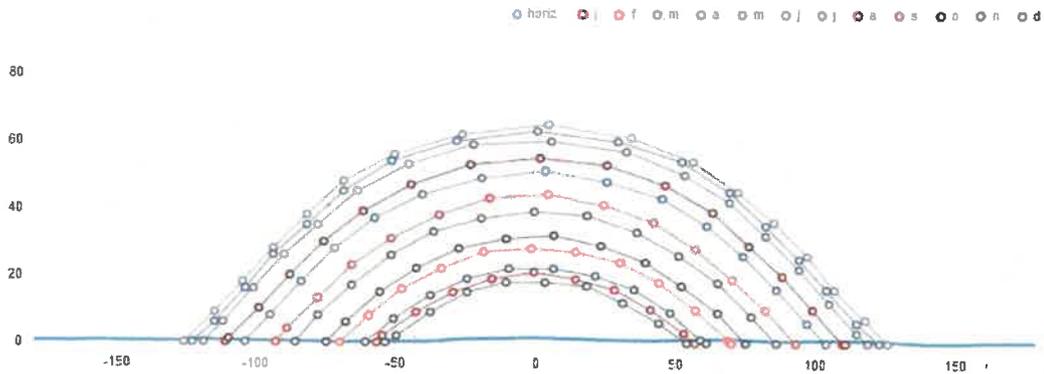


Figure 3 : Masque lointain sur le site

Nous définissons un système de coordonnées orthonormé ayant pour origine le centre d'un des modules. L'axe des X est orienté vers l'Est, celui des Y vers le Nord, et l'axe des Z caractérise l'élévation.

On peut donc calculer le vecteur définissant la position du soleil,  $\vec{V}_{inc}$

Il est possible de calculer le vecteur réflexion  $\vec{V}_{ref}$  au moyen de la relation :

$$\vec{V}_{ref} = \frac{2 \cdot \vec{V}_{inc} \cdot \vec{n}}{\|\vec{n}\|^2} \vec{n} - \vec{V}_{inc}$$

$\vec{n}$  : vecteur normal au plan des modules

Nous calculons les vecteurs « réflexion » pour chaque jour moyen du mois, toutes les 10 minutes.

Le vecteur incident, et donc le vecteur réfléchi, sont nuls lorsque la hauteur du soleil est inférieure à la hauteur du masque (pour l'azimut du soleil).

La Figure 3 permet également de visualiser le **masque lointain** constitué par le relief alentour. Les données utilisées pour le calcul du masque lointain sont issues des données SRTM diffusées par la NASA, disponibles sur ce site : <http://srtm.csi.cgiar.org/>

La même figure permet de constater que le masque peut être négligé.

### III.2. Rayons réfléchis par les modules

En calculant les rayons réfléchis par les modules toutes les 10 minutes pour chaque jour, et en créant une surface entre deux rayons consécutifs (parcours du rayon pendant les 10 minutes), il est possible de visualiser graphiquement des « surfaces » d'éblouissement pour chaque mois.

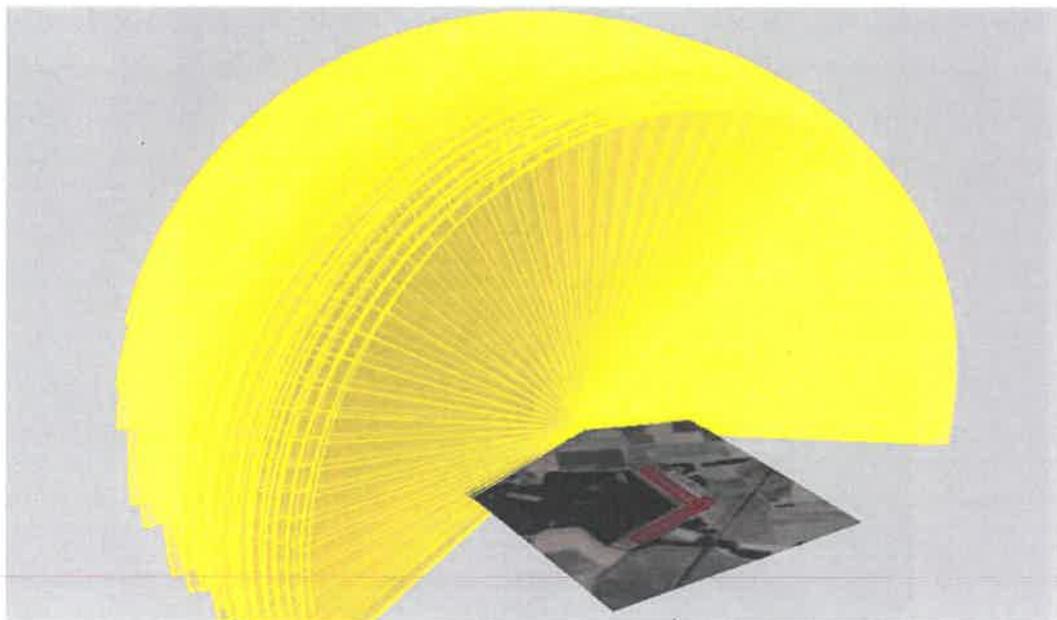


Figure 4 : Représentation 3D des rayons réfléchis sur 12 mois

L'ajout d'un attribut sur les rayons 3D permet de connaître à quels jours et heures de l'année correspondent chacun des segments représentant les rayons réfléchis.

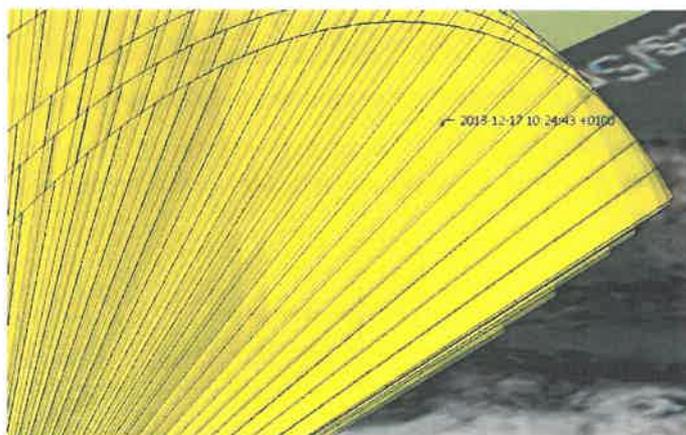


Figure 5 : Accès aux dates et heures de la représentation des rayons réfléchis

### III.3. Relief/Topographie

La prise en compte de la topographie, c'est à dire le fait qu'un rayon réfléchi puisse être arrêté par le terrain, ne fait partie de l'analyse. Les dénivellations sont en effet très faibles.

### III.4. Vérification réglementaire

L'installation est prévue sur un terrain d'environ 16 ha. Elle sera composée d'environ 17 000 modules photovoltaïques, de dimensions 2,384 m x 1,092 m, qui représentent une puissance totale de 10 MWc et une surface totale de panneaux de 46 000 m<sup>2</sup>.



Figure 6 : implantation des modules par rapport à la piste

Les modules seront implantés sur des structures fixes inclinées et ancrées au sol d'une hauteur moyenne de 2 m. Ils seront orientés à 0°/sud (Sud), et inclinés à 25° par rapport à l'horizontale.

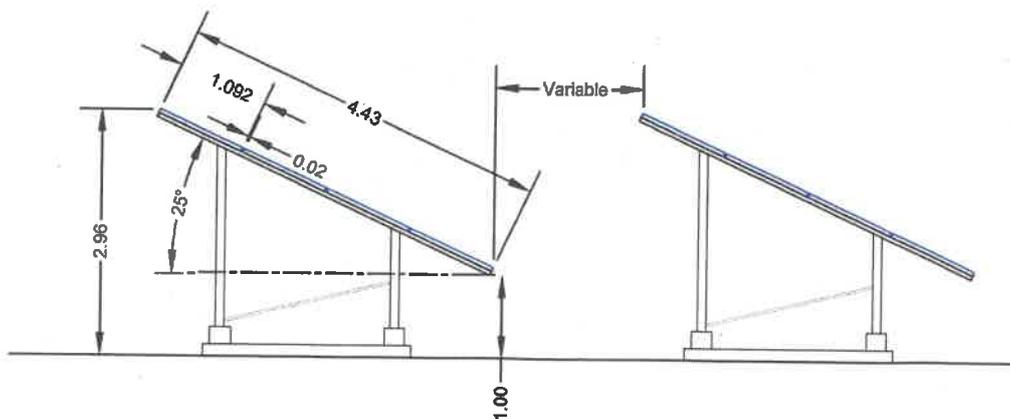


Figure 7 : implantation des modules - Coupe



La première étape consiste à une vérification de la zone d'emplacement de la centrale PV par rapport aux pistes. L'implantation des modules est telle que les modules les plus proches sont situés à plus de 1 km de la piste la plus proche.

La centrale n'est pas positionnée dans la bande d'une piste, dans les aires de sécurité d'extrémité de piste ou dans les bandes de voies de circulations.

**La centrale n'est donc pas située dans une zone d'implantation interdite.**

### III.5. Définition des zones

#### III.5.1. Pistes

L'Aéroport BAILLEAU ARMENONVILLE dispose de deux pistes, indiquées sur la carte VAC dont un extrait est reproduit en Figure 9 :

- piste : RWY 07-25 avec pour QFU 074° et 254°,
- piste : RWY 18-36 avec pour QFU 182° et 002°.

La centrale a une surface supérieure à 500 m<sup>2</sup> et est située dans un rayon inférieur à 3 km d'une des pistes de l'aéroport. Il est donc nécessaire de démontrer l'absence de gêne visuelle des pilotes.

L'analyse conduit à considérer, pour chaque piste, 3 zones (A, B et C) distinctes relatives à l'implantation du projet. Ces zones sont définies dans la note d'information technique de la DGAC (Révision 4, 27/07/2011).

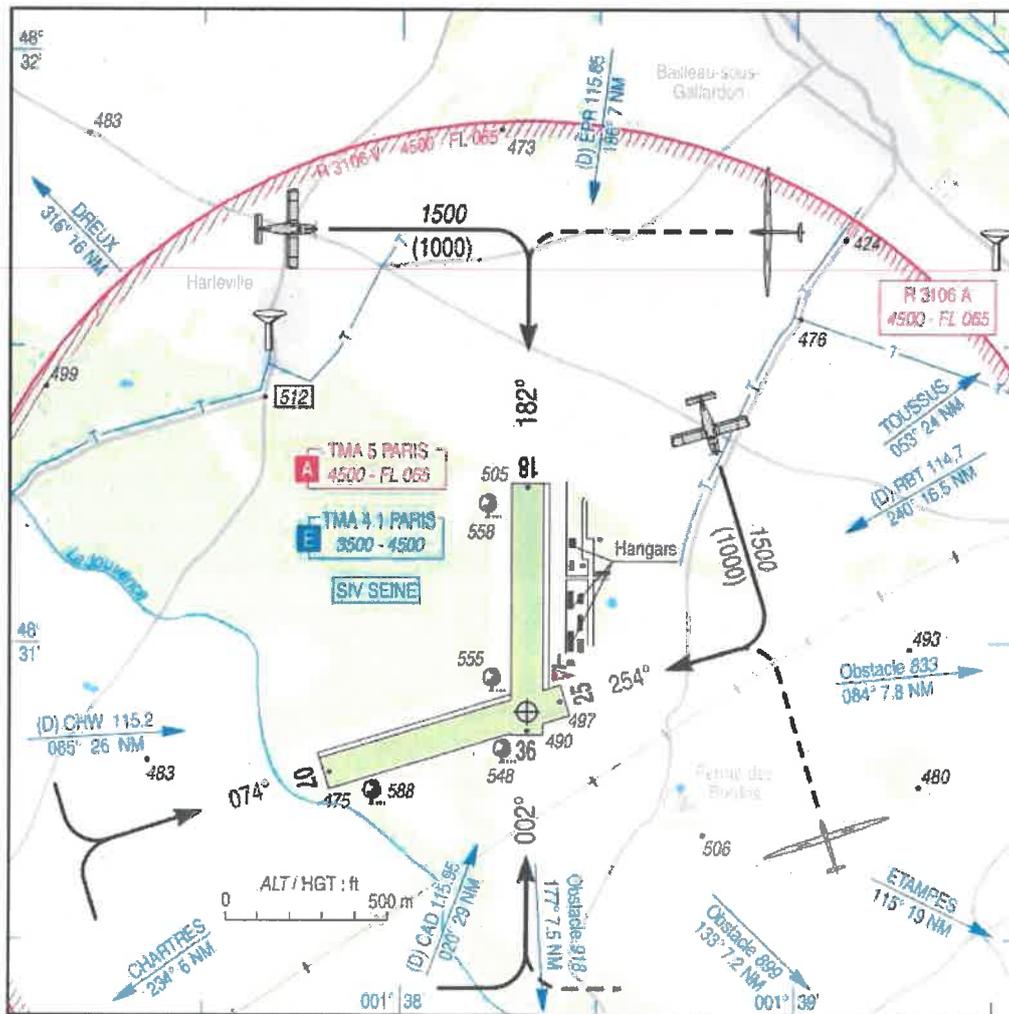


Figure 9 : extrait carte VAC

Les figures suivantes représentent les zones DGAC (A, B et C) pour chaque approche.

• RWY 07-25

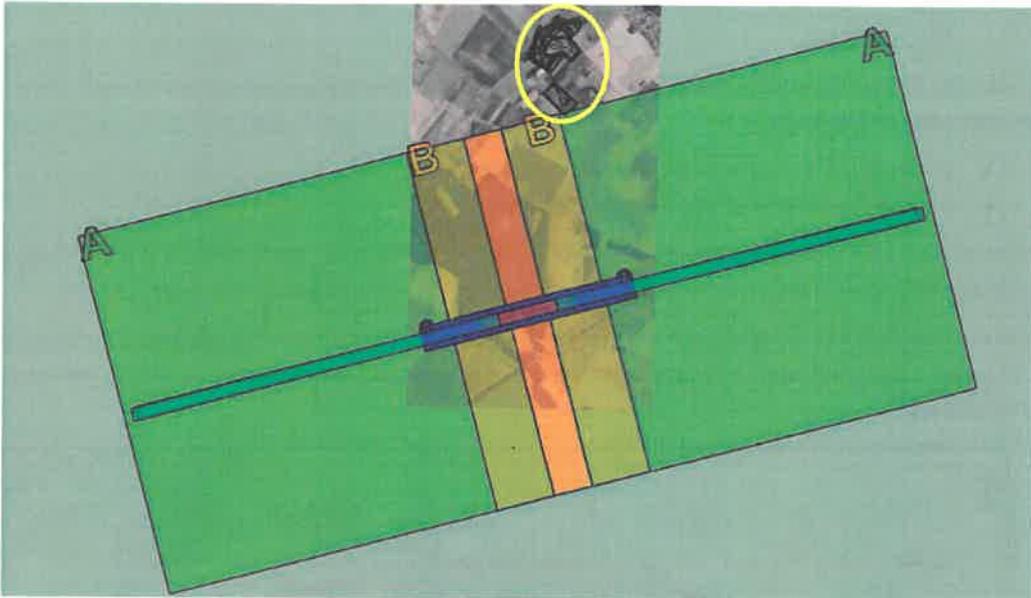


Figure 10 : Repérage des Zones A (■), B (■) et C (■) - Piste RWY 07-25

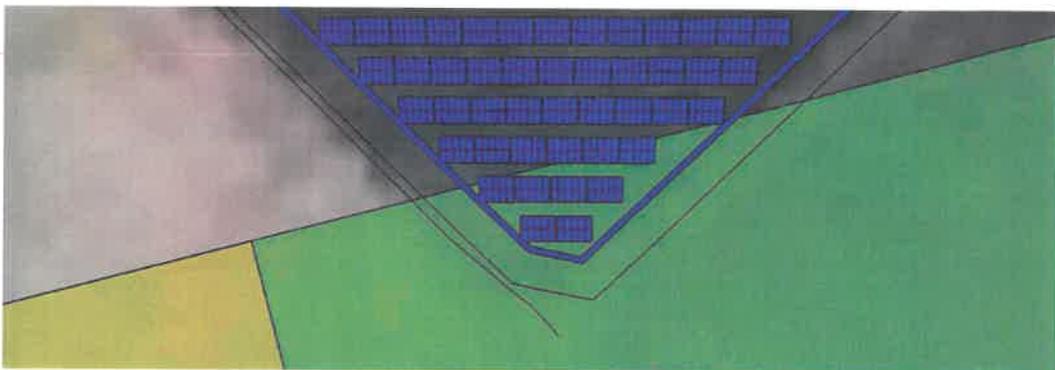


Figure 11 : Repérage des Zones A (■), B (■) et C (■) - Piste RWY 07-25 - Détail

Comme le montrent les figures ci-dessus, seule une toute petite partie de la centrale est située en zone A, quelle que soit l'approche pour la piste RWY 07-25. Moins de 10 tables de 10 modules chacune sont situées en zone A, soit moins de 250 m<sup>2</sup> (moins de 100 modules de surface unitaire 2,41m<sup>2</sup>).

**La surface de modules situés en zone A étant inférieure à 500 m<sup>2</sup>, il n'est pas nécessaire de démontrer l'absence de gêne visuelle pour les pilotes.**

En effet, la note technique précise que, en zone A :

« Pour tout projet situé dans cette zone, il y a absence de gêne visuelle au titre de la zone A, pour un pilote, lui-même présent dans la zone A (aéronef aligné sur l'axe d'approche publié de la piste ou sur la piste au roulage), si l'une au moins des conditions suivantes est remplie :

- comme indiqué au § 2.3.3.3, la surface est inférieure à 500 m<sup>2</sup> ;

- le porteur de projet a démontré qu'aucun faisceau lumineux n'éclaire le pilote en toute circonstance en le gênant visuellement.

Dans le cas d'un faisceau lumineux éclairant le pilote, il y a gêne visuelle au titre de la zone A pour toute réflexion en direction du pilote produisant une luminance supérieure à un seuil d'acceptabilité fixé à 20 000 cd/m<sup>2</sup>, sous un angle de vision (entre le rayon réfléchi et l'axe du regard vers la piste) compris entre -30° et +30° et à une distance inférieure à 3 000 m entre le pilote et les panneaux. ».

• RWY 18-36

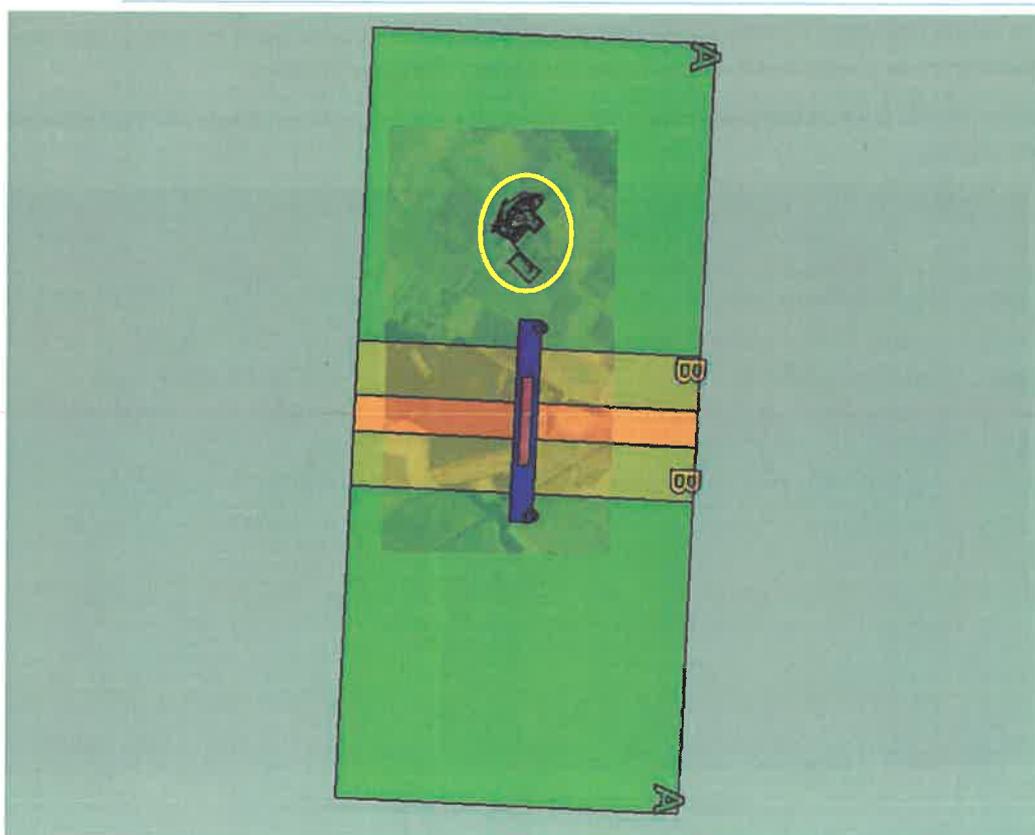


Figure 12 : Repérage des Zones A (■), B (■) et C (■) - Piste RWY 18-36

Comme le montre la figure ci-dessus la centrale est entièrement située en zone A, quelle que soit l'approche pour la piste RWY 18-36.

**La surface de modules situés en zone A étant supérieure à 500 m<sup>2</sup>, il est nécessaire de démontrer l'absence de gêne visuelle pour les pilotes.**

### III.5.2. [Tour de contrôle](#)

L'aéroport ne dispose d'aucune tour de contrôle.

**La vérification de l'absence de gêne visuelle n'est donc pas nécessaire.**

## IV. Analyse du risque d'éblouissement

Nous considérons pour les trajectoires d'approche un angle compris entre  $1^\circ$  et  $5^\circ$ , soit  $3^\circ$  (angle d'approche standard<sup>2</sup>)  $\pm 2^\circ$ , jusqu'à une distance de 3 km. Nous étudierons le cas des rayons réfléchis par les modules pour chaque piste et approche.

Sur les vues suivantes, les zones en bleu ciel correspondent aux trajectoires d'approche ainsi modélisées. Ces volumes d'approche (entre  $1^\circ$  et  $5^\circ$ ) sont également plus simples à analyser de manière graphique qu'un plan d'approche avec une pente  $3^\circ$ .

Les calculs des rayons réfléchis ont été faits à partir de 16 positions de modules, répartis aux extrémités et au centre de la centrale afin de couvrir l'ensemble des réflexions possibles.

La hauteur du point de calcul par rapport au sol correspond au centre du module le plus haut des tables, soit 2m70.

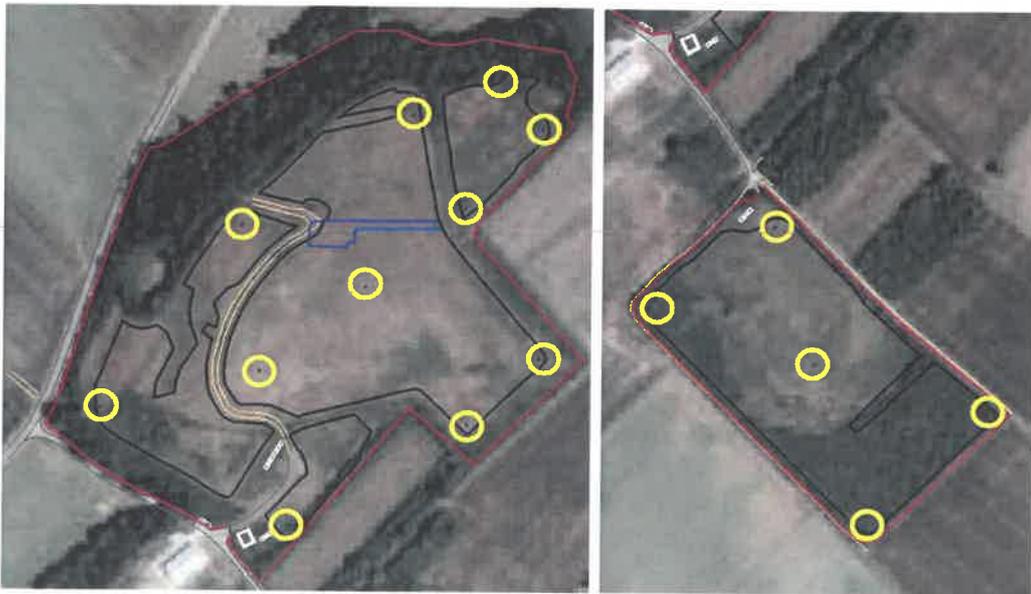


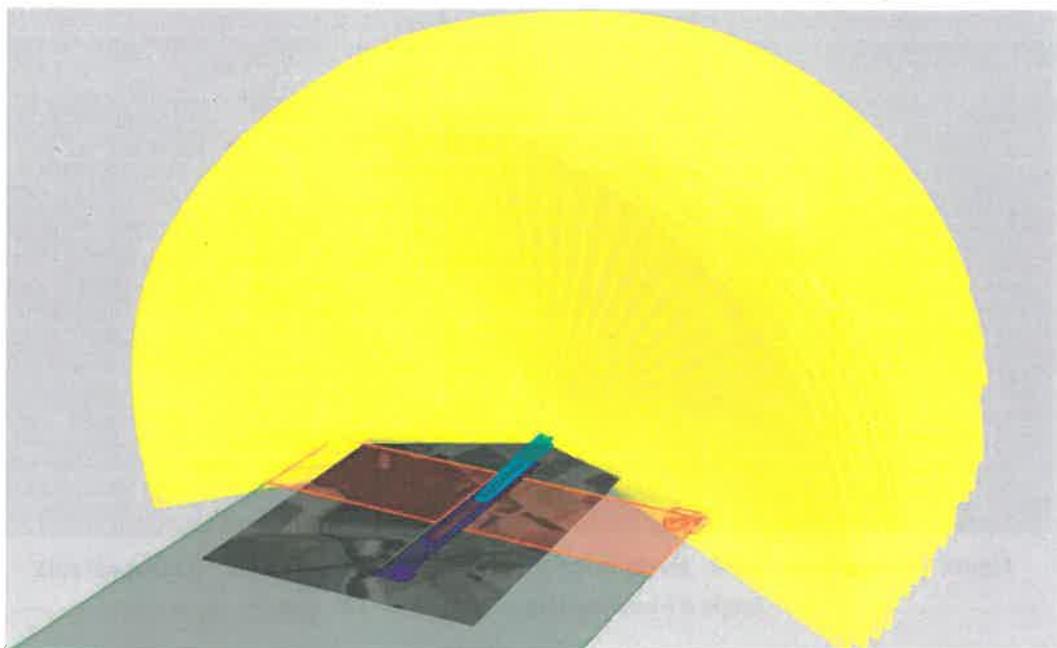
Figure 13 – Echantillonnage des modules

### IV.1. Orientation des modules à $0^\circ$ (S) et inclinaison à $25^\circ$

#### IV.1.1. [Piste 18-36 - Approche par le Nord \(RWY 18 - QFU 182\) zone A](#)

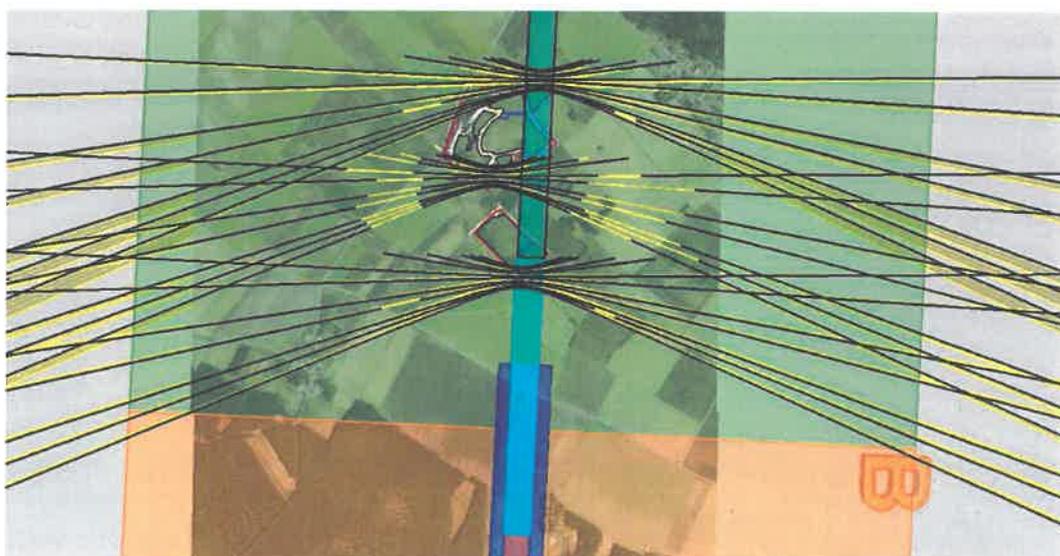
Comme le montre la figure ci-dessous, les rayons réfléchis interceptent les aéronefs en phase d'approche.

<sup>2</sup> D'après GUIDESAC Approbation Approche à forte pente – Edition 1 – Version 0 du 30/04/2019 (disponible sur [https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Guide\\_approbation\\_approche\\_forte\\_pente.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Guide_approbation_approche_forte_pente.pdf)), la pente du plan d'approche standard est de  $3^\circ$  (Préambule, page 3). Au-delà de  $4,5^\circ$ , une approbation spéciale est nécessaire. La fourchette  $1^\circ$ - $5^\circ$  permet donc de couvrir les cas les plus courants.



**Figure 14 - Approche Nord - Modules orientés à 0° (S) et inclinés à 25°**

La vue en coupe ci-dessous ne permet pas de conclure de manière graphique sur les valeurs des angles d'interception.



**Figure 15 - Approche Nord - Modules orientés à 0° (S) et inclinés à 25° - Coupe**

Un calcul détaillé, réalisé pour tous les jours de l'année (pour l'échantillon de modules représenté en Figure 13), et représenté graphiquement ci-dessous, montre que les angles d'interception sont toujours supérieurs à 30° (les interceptions ont lieu par les côtés et le dessous de l'aéronef).

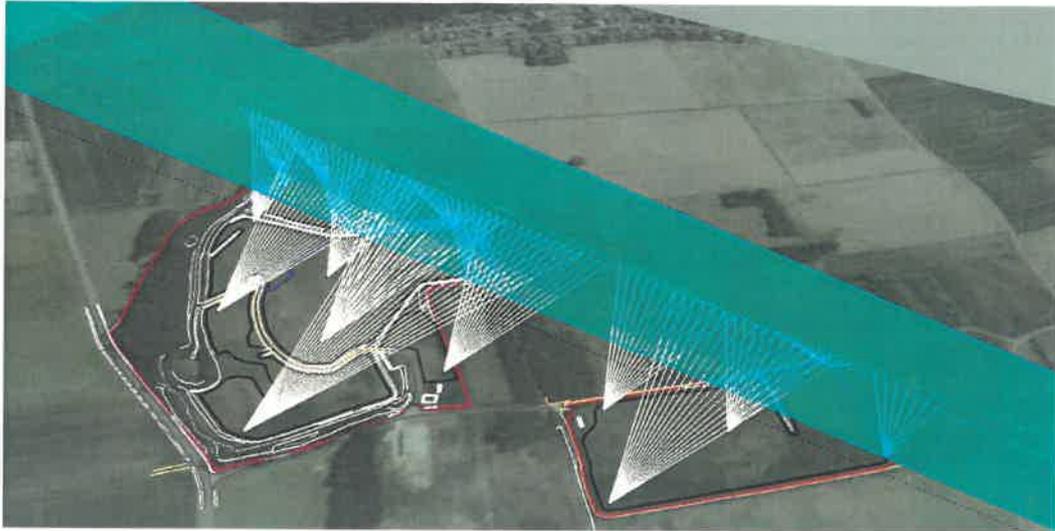


Figure 16 - Approche Nord - Modules orientés à 0° (S) et inclinés à 25° - Calcul détaillé  
Angle d'interception: > 30° ( ), <= 30° (■)

Le risque d'éblouissement au titre de la zone A peut donc être écarté en approche par le Nord pour la piste RWY 18-36.

#### IV.1.2. [Piste 18-36 - Approche par le Sud \(RWY 36 - QFU 002\) zone A](#)

Comme le montre la figure ci-dessous, les rayons réfléchis n'interceptent pas les aéronefs, ni en phase d'approche ni au roulage.

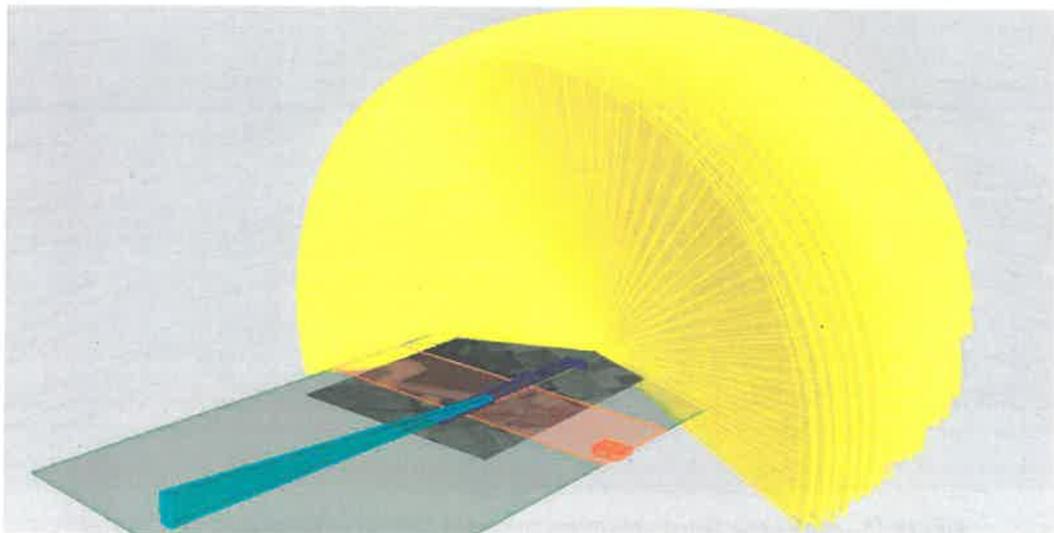


Figure 17 - Approche Sud - Modules orientés à 0° (S) et inclinés à 25°

Le risque d'éblouissement au titre de la zone A peut donc être écarté en approche par le Sud pour la piste RWY 18-36.

## V. Annexes

### V.1. Carte VAC

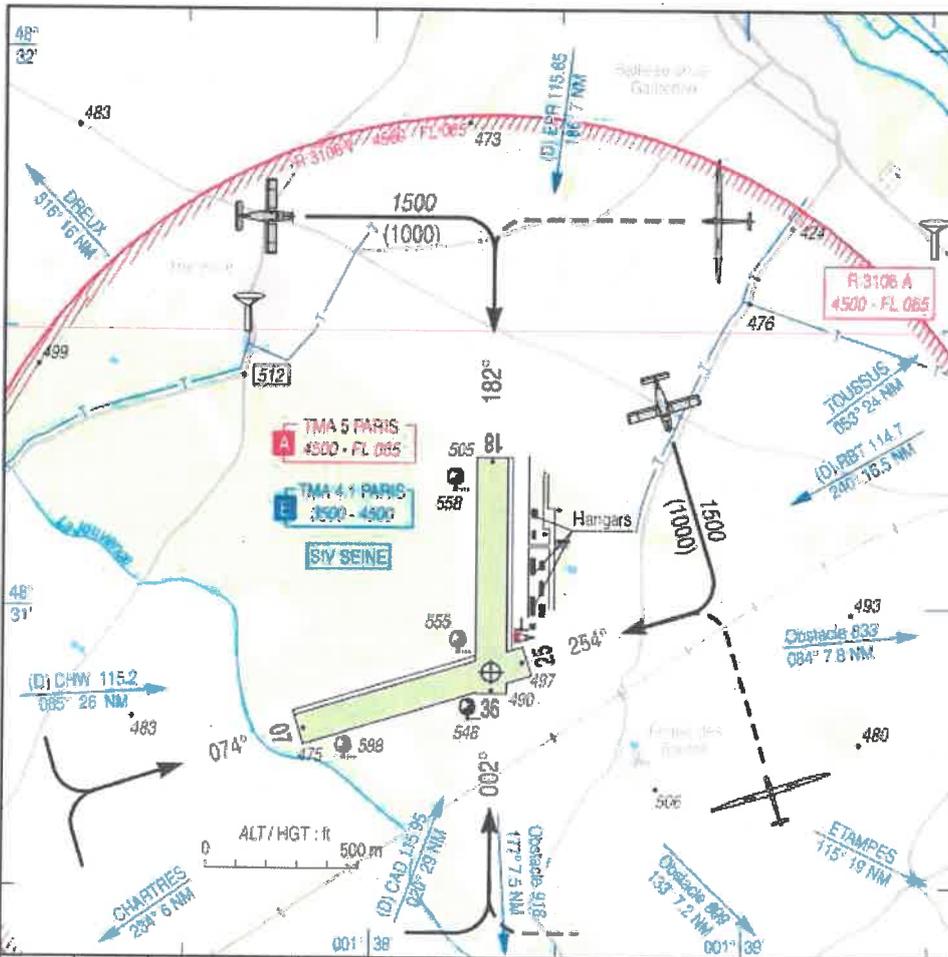
**ATERRISSAGE A VUE**  
Visual landing

Usage restreint  
Restricted use  
27 APR 17

**BAILLEAU ARMENONVILLE**  
AD2 LFFL ATT 01

	<b>ALT AD : 508 (19 hPa)</b> LAT : 48 30 53 N LONG : 001 38 19 E	<b>LFFL</b> VAR : 0°(16)

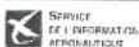
APP : NIL  
TWR : NIL  
A/A : 122.05



RWY	QFU	Dimensions Dimension	Nature Surface	Résistance Strength	TODA	ASDA	LDA
07 25	074 254	780 x 100	Non revêtue Unpaved		780 780	780 780	780 780
18 36	182 002	780 x 100	Non revêtue Unpaved		780 780	780 780	780 780

Aides lumineuses : NIL

Lighting aids : NIL



AMD1 06/17 CHG : VAR, orientations, obstacle, QFU, RWY 07/25

© SIA

## V.2. Hypothèses du calcul géométrique détaillé

Le calcul est réalisé pour tous les jours de l'année, toutes les 10 minutes de l'heure de lever du soleil à son coucher.

La trajectoire d'approche est définie comme un segment d'une longueur de 3 km ayant pour origine le point de toucher et dont l'angle avec le plan horizontal est de  $3^\circ$ .

La vérification de l'interception est faite tous les 10 m sur ce segment. On considère qu'il y a interception lorsque la distance entre le rayon réfléchi et l'avion est inférieure à 10 m.

---

**ANNEXE 8**  
**COMPLEMENTS D'ETUDES DU**  
**02/12/2021 ET DU 19/01/2022**  
**PAR CYTHELIA ENERGY**



La Motte Servolex, le 02/12/2021

**Objet : compléments à l'étude d'éblouissement ENGIE GREEN - BAILLEAU ARMENONVILLE en réponse aux interrogations de la DGAC**

L'étude réalisée par Cythelia Energy<sup>1</sup> montre que les rayons réfléchis par les modules photovoltaïques n'interceptent que la trajectoire d'approche par le Nord de la piste 18-36.

Pour cette approche, la centrale se situe en zone A. La condition pour qu'il y ait une gêne visuelle du pilote au sens de la note technique de la DGAC<sup>2</sup> est que « la réflexion en direction du pilote produisant une luminance supérieure à un seuil d'acceptabilité fixé à 20 000 cd/m<sup>2</sup>, sous un angle de vision (entre le rayon réfléchi et l'axe du regard vers la piste) compris entre -30° et +30° et à une distance inférieure à 3 000 m entre le pilote et les panneaux. » Les trois conditions doivent être remplies pour que le pilote soit gêné.

L'étude a permis de vérifier que pour 16 modules répartis judicieusement sur la centrale (11 en zone Nord et 5 en zone Sud), la deuxième condition n'est jamais remplie (calcul réalisé tous les jours de l'année, toutes les 10 minutes), et conclue donc à l'absence de risque. **Plus précisément l'angle qui est calculé est celui entre le rayon réfléchi et l'axe du regard du pilote (Cf. figures explicatives en fin du document), dans le plan qui passe par les 3 points suivants :**

1. L'aéronef,
2. Le point de toucher,
3. Le centre du module

**Il ne s'agit pas de l'angle mesuré entre les projections sur un plan horizontal entre le rayon réfléchi et l'axe du regard du pilote, c'est-à-dire l'azimut<sup>3</sup>.**

Pour consolider ces résultats, un calcul plus détaillé a été réalisé sur la partie Nord de la centrale, pour laquelle l'objection a été soulevée.

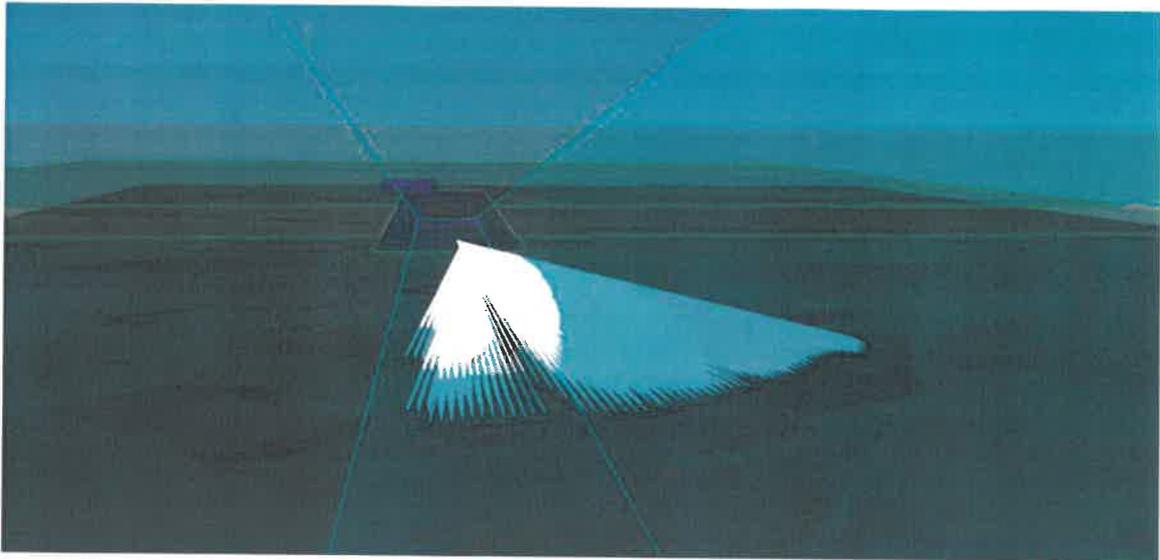
- Calcul réalisé pour 1279 points (soit environ un point tous les 50 m<sup>2</sup>),
- Pas de temps de 5 minutes.

Le calcul montre que l'angle minimum entre rayon réfléchi et l'axe du regard vers la piste est de 64°.

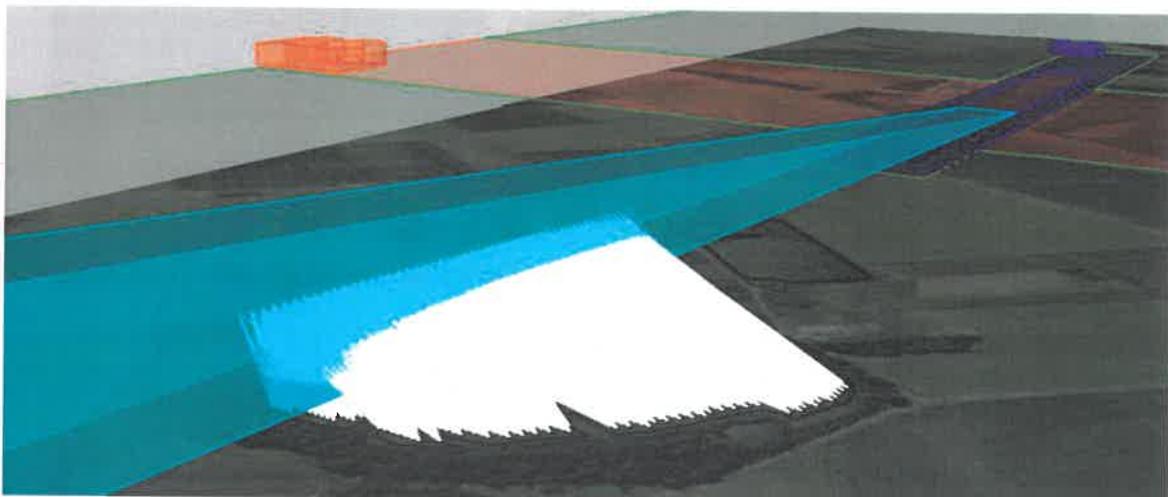
<sup>1</sup> rapport « Evaluation du risque d'éblouissement par des modules photovoltaïques (centrale au sol) – Aéroport Bailleau Armenonville » v 2.1, 18/08/2021

<sup>2</sup> « Note d'Information Technique – Dispositions relatives aux avis de la DGAC sur les projets d'installations de panneaux photovoltaïques à proximité des aérodromes » 4<sup>ème</sup> révision, 27/07/2011

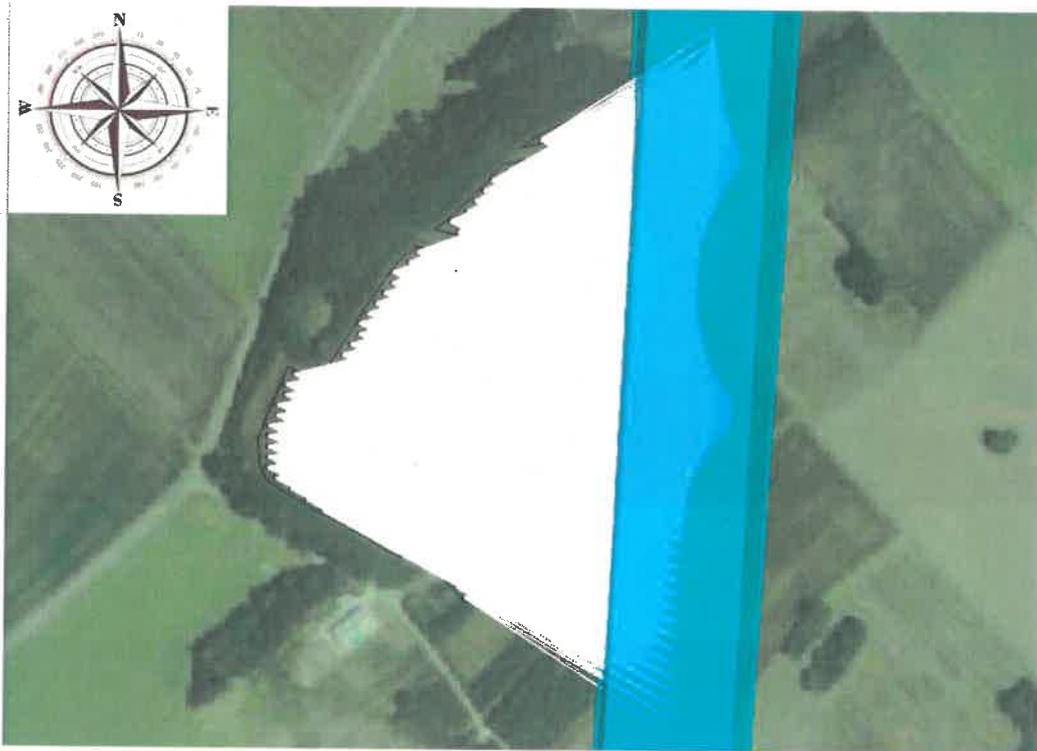
<sup>3</sup> Cf. définition Wikipedia : « L'azimut est l'angle dans le plan horizontal entre la direction d'un objet et une direction de référence », <https://fr.wikipedia.org/wiki/Azimut> (consulté le 21/11/2021)



**Vue immersive**



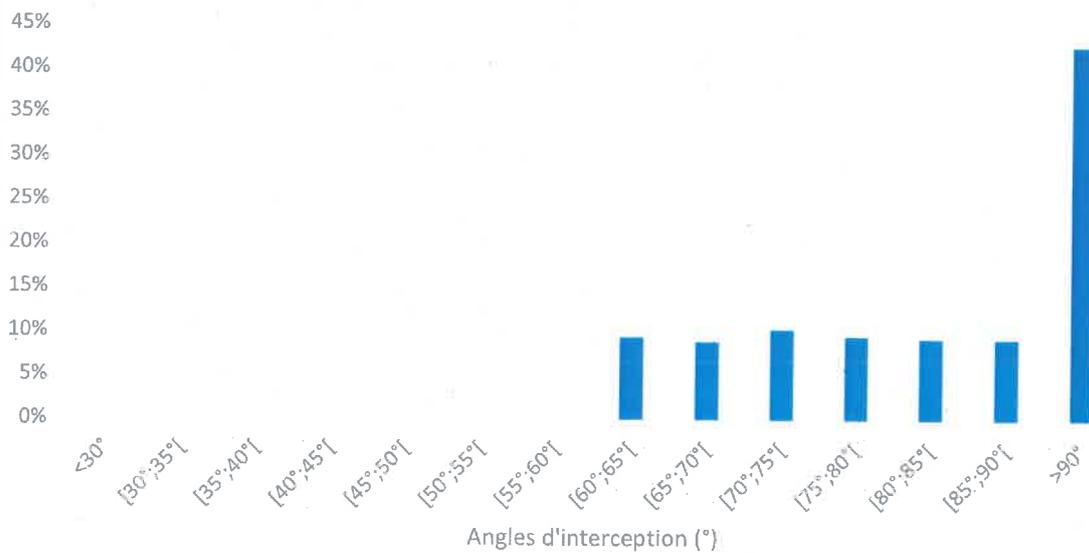
**Vues 3D**



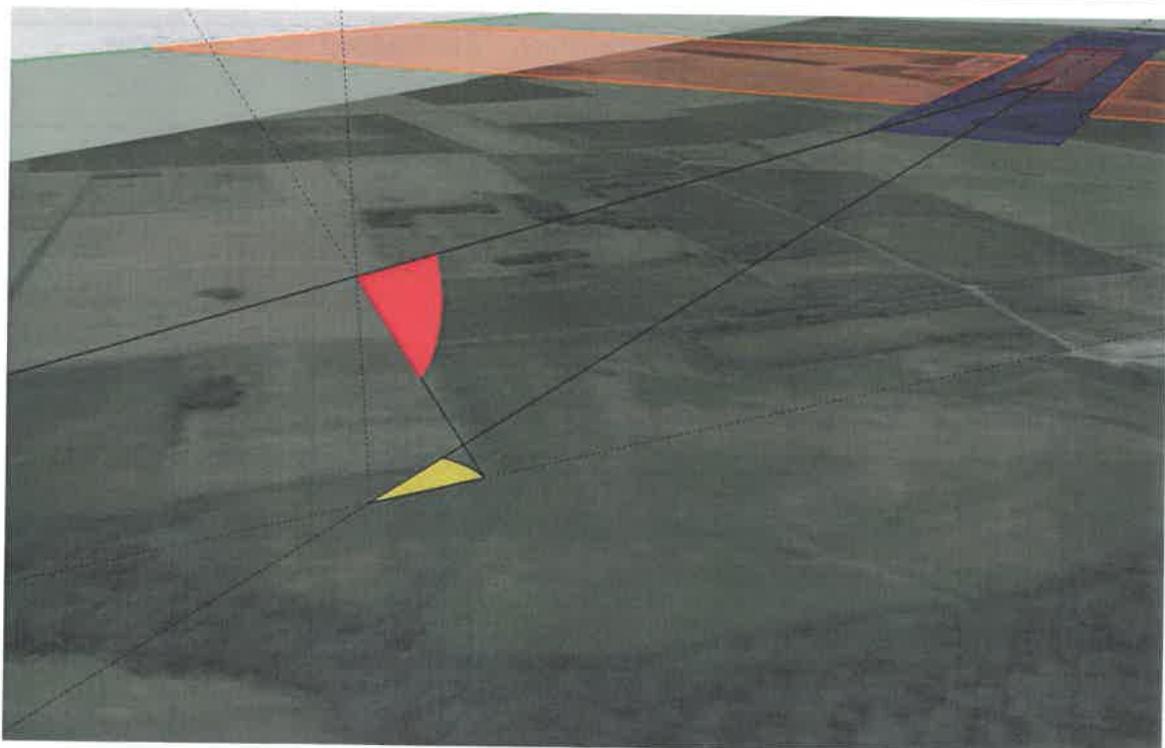
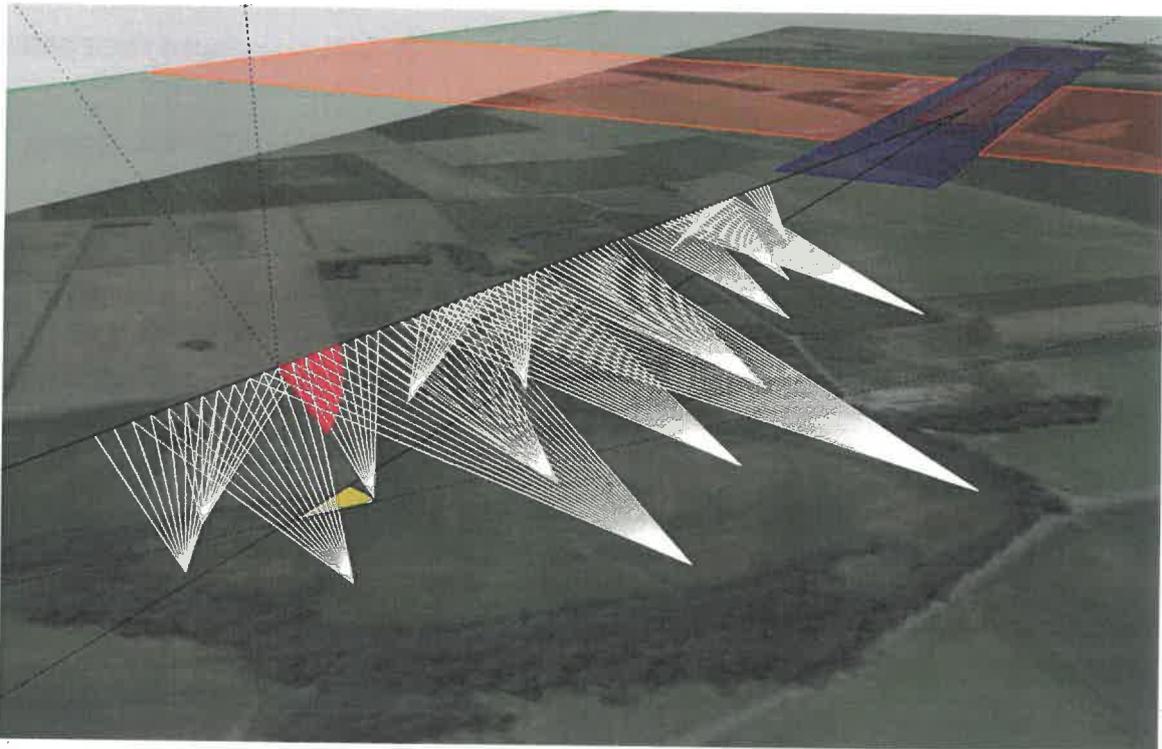
**Vue de dessus**

La distribution des angles d'interception avec la trajectoire d'approche est présentée ci-dessous (pour les 18 629 rayons interceptant la trajectoire) :

**Distribution des angles d'interception**



Les figures suivantes illustrent la différence entre l'angle d'interception (en rouge) et l'angle d'azimut (en jaune) :



La Motte-Servolex, le 19/01/2022

Société ENGIE GREEN

**Objet : Projet photovoltaïque à proximité de l'aérodrome de BAILLEAU ARMENONVILLE, réponse au mail de la DGAC du 04/01/2022**

Vous nous avez transmis le 05/01/2022, un mail de la DGAC, en date du 04/01/2022, qui émet sur le projet de centrale photovoltaïque à proximité de l'aérodrome de BAILLEAU ARMENONVILLE un avis défavorable, motivé notamment par des gênes visuelles identifiées (éblouissement) sur la zone nord du projet, en approche par le nord (QFU 182).

Notre étude<sup>1</sup>, en date du 18/08/2021 et les compléments<sup>2</sup> apportés le 02/12/2021, n'ayant pas permis d'identifier les gênes mentionnées par la DGAC dans son mail, nous avons réalisé les calculs pour ces points précis (aux coordonnées fournies par la DGAC), dont vous trouverez ci-dessous les hypothèses et résultats.

*Tableau 1 : Caractéristiques des points de calcul*

Point	Latitude	Longitude	Orientation (Réf. Nord/Réf. Sud)	Inclinaison	Remarque
PPV31	48°32'6.89"N	1°38'22.24"E	180°/0°	25°	
PPV32	48°32'6.69"N	1°38'22.96"E	180°/0°	25°	
PPV33	48°32'5.97"N	1°38'22.88"E	180°/0°	25°	
PPV21	48°31'58.00"N	1°38'21.40"E	180°/0°	25°	

<sup>1</sup> Rapport « Evaluation du risque d'éblouissement par des modules photovoltaïques (centrale au sol) – Aéroport Bailleau Armenonville » v 2.1, 18/08/2021

<sup>2</sup> Courrier « compléments à l'étude d'éblouissement ENGIE GREEN - BAILLEAU ARMENONVILLE en réponse aux interrogations de la DGAC » 02/12/2021



Figure 1 : Localisation des points de calcul identifiés par la DGAC

**Les 4 points étudiés sont situés en zone A pour l'approche Nord (QFU 182).**

La simulation considère qu'il y a interception lorsque la distance minimale entre les rayons réfléchis par le module (calculés tous les jours de l'année, au pas de temps d'une minute) et l'aéronef est inférieure à 10 mètres.

**Les rayons réfléchis depuis les 4 points étudiés interceptent les aéronefs lors de la phase d'approche en QFU 182.**

Dans ce qui suit, sont détaillées pour chaque point, les conditions les plus critiques (angles de vision les plus faibles) dans lesquelles se font les interceptions, et la conclusion sur l'absence ou la présence de risque d'éblouissement. Sont jointes en annexe, les illustrations des rayons réfléchis interceptant les trajectoires.

Le risque d'éblouissement est évalué selon les critères définis dans la note d'information technique de la DGAC du 27 juillet 2011. Pour rappel, celle-ci considère que les rayons réfléchis présentent un risque d'éblouissement pour les pilotes si les conditions suivantes sont réunies :

- **Module en zone A (phase d'approche et roulage)**
  - Surface de modules > 500 m<sup>2</sup>
  - Distance entre le pilote et le module inférieure à 3 000 m
  - Angle de vision (entre le rayon réfléchi et l'axe du regard vers la piste) compris entre -30° et +30°
  - Luminance réfléchie supérieure à 20 000 cd/m<sup>2</sup>

L'angle de vision est défini comme l'angle entre le rayon réfléchi et l'axe du regard du pilote (comme mentionné dans la note technique), dans le plan qui passe par les 3 points suivants :

- L'aéronef au point d'interception,
- Le point de toucher,
- Le centre du module.

▪ **Point PPV31**

Piste	QFU	Lieu d'interception	Angle de vision minimum	Date et heure locale
18-36	182	Approche	64,9°	20/12 à 13h17

Pour ce cas, le module étant situé en zone A, et les angles d'interception étant supérieurs à 30°, le risque d'éblouissement peut être écarté.

▪ **Point PPV32**

Piste	QFU	Lieu d'interception	Angle de vision minimum	Date et heure locale
18-36	182	Approche	65,2°	21/12 à 12h39

Pour ce cas, le module étant situé en zone A, et les angles d'interception étant supérieurs à 30°, le risque d'éblouissement peut être écarté.

▪ **Point PPV33**

Piste	QFU	Lieu d'interception	Angle de vision minimum	Date et heure locale
18-36	182	Approche	65,2°	21/12 à 12h42

Pour ce cas, le module étant situé en zone A, et les angles d'interception étant supérieurs à 30°, le risque d'éblouissement peut être écarté.

▪ **Point PPV21**

Piste	QFU	Lieu d'interception	Angle de vision minimum	Date et heure locale
18-36	182	Approche	64,7°	21/12 à 13h51

Pour ce cas, le module étant situé en zone A, et les angles d'interception étant supérieurs à 30°, le risque d'éblouissement peut être écarté.

## Annexe : illustrations

Les rayons représentés **en blanc** correspondent à ceux qui interceptent l'aéronef sous un angle de vision supérieur à  $30^\circ$  (si conditions de la zone A), et ceux représentés **en rouge** sont ceux qui interceptent l'aéronef sous un angle de vision inférieur ou égal à  $30^\circ$  (si conditions de la zone A).

Le trait rouge représente la trajectoire nominale d'approche en QFU 182.

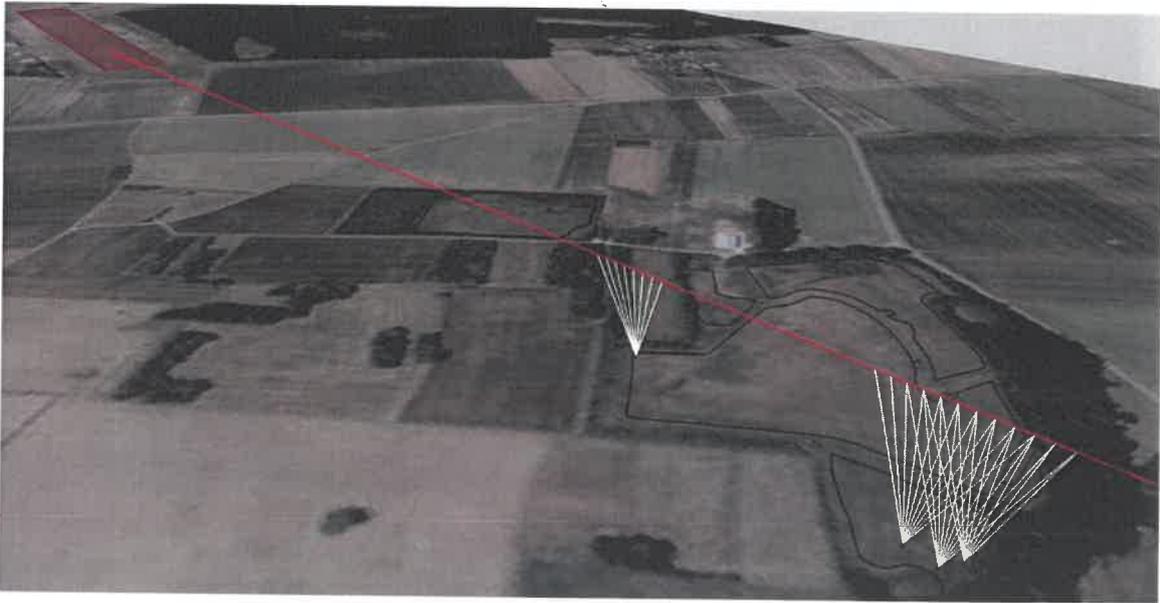


Figure 2 : Module PPV31-32-33-21 – Piste 18-36 – QFU 182



Figure 3 : Module PPV31-32-33-21 – Piste 18-36 – QFU 182 – Vue de dessus

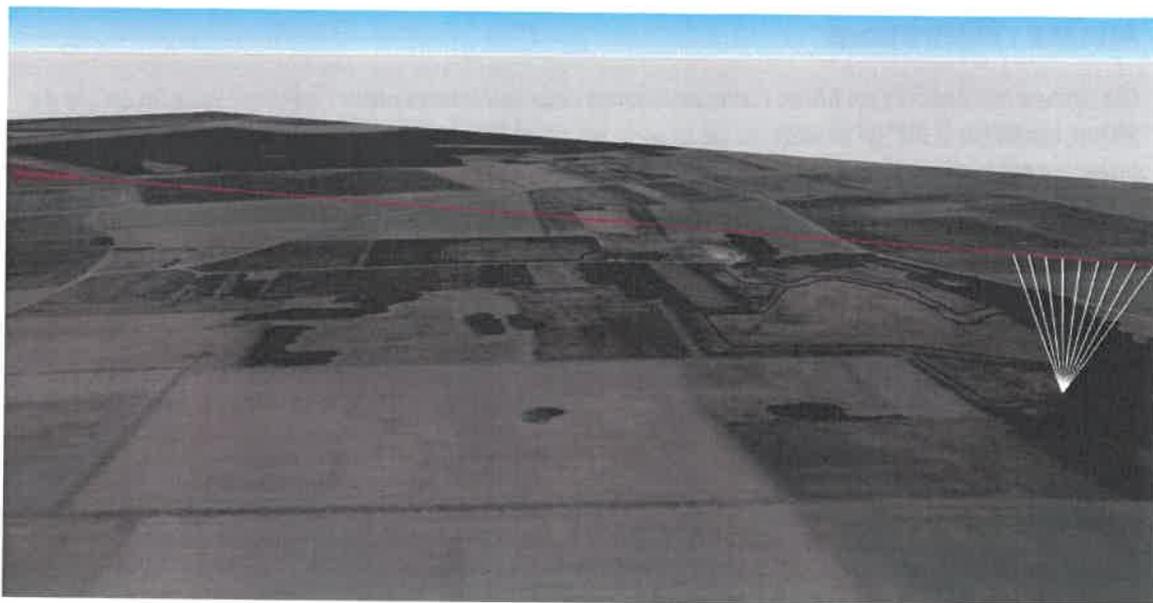


Figure 4 : Module PPV31 – Piste 18-36 – QFU 182

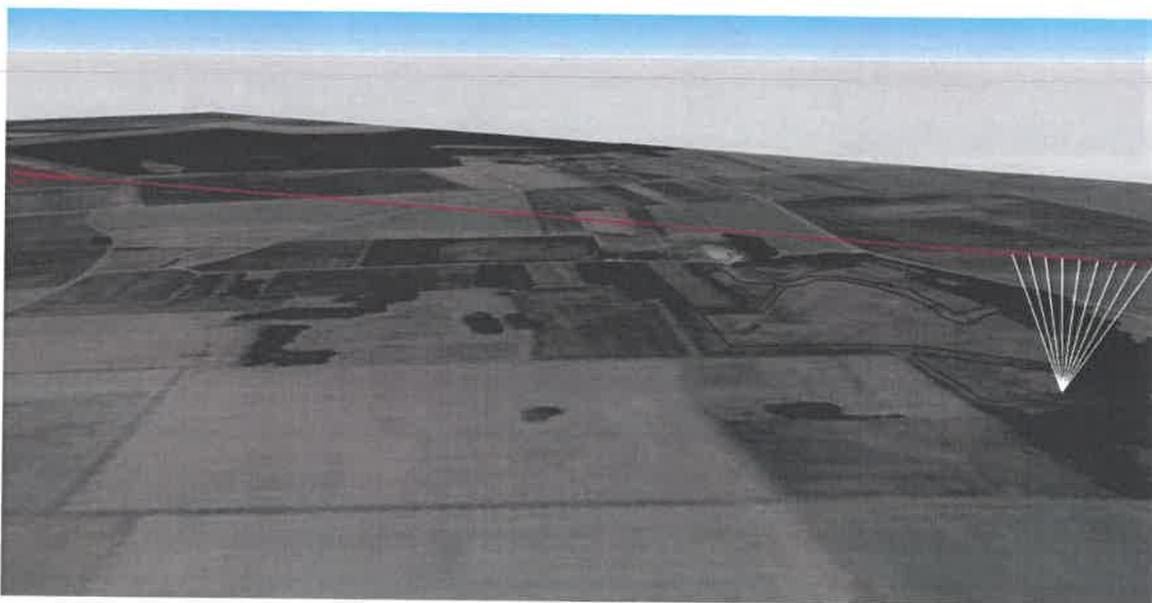


Figure 5 : Module PPV32 – Piste 18-36 – QFU 182



Figure 6 : Module PPV33 – Piste 18-36 – QFU 182

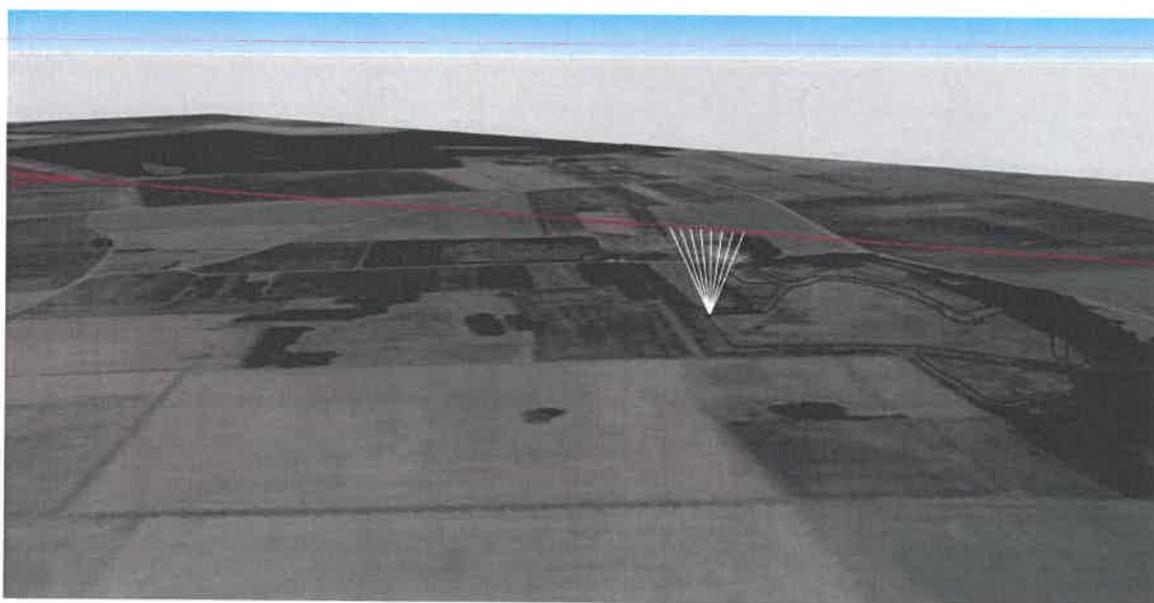


Figure 7 : Module PPV21 – Piste 18-36 – QFU 182

# ANNEXE 9

## AVIS DE LA DGAC DU 17/11/2021





**MINISTÈRE  
CHARGÉ  
DES TRANSPORTS**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*



direction  
générale  
de l'Aviation  
civile

**Service national d'Ingénierie aéroportuaire**  
« Construire ensemble, durablement »

Département SNIA-Ouest  
Unité instruction servitudes aéronautiques

Nos réf. : N° 2021/2668 /T108792  
Vos réf. : Votre courriel du 24/09/2021  
Affaire suivie par : Hervé KERJOANT  
[snia-ouest-ads-bf@aviation-civile.gouv.fr](mailto:snia-ouest-ads-bf@aviation-civile.gouv.fr)  
Tél. : 02 28 09 27 10

Bouguenais, le **17 NOV. 2021**

Société ENGIE GREEN  
Monsieur PORCHEROT Antoine

**Objet : Demande d'avis pour un projet de centrale solaire au sol (2 zones) – Bailleau-Armenonville (28)**

Monsieur,

Par courriel cité en référence, vous nous adressez pour avis, un dossier pour un projet d'implantation d'une centrale solaire au sol (2 zones), d'une hauteur de 3 mètres et d'une superficie totale de 12ha, sur des terrains situés lieu-dit « La Sablonnière » et « La Garenne » sur la commune de Bailleau-Armenonville.

Le projet se situe sous le plan de servitudes aéronautiques de dégagement (PSA) de l'aérodrome de Bailleau-Armenonville. La hauteur libre (entre 30 et 48 mètres) entre les sites des travaux et la cote des servitudes permet de constater que les règles de dégagement seront respectées.

Toutefois, pour ce qui concerne le risque de gêne visuelle, la démonstration fournie pour la zone 2 située au nord est peu précise. Notre étude montre une gêne pour les pilotes (rayon arrivant avec un angle d'azimut de 25° vers sa vue, or il ne doit rien recevoir entre + et -30°).

En conséquence, au vu de l'ensemble de ces éléments, j'émet **un avis défavorable** au projet situé en zone nord. Pour la zone sud, je n'ai pas d'objection à formuler à l'encontre de ce projet.

Pour la zone nord refusée, il faudra apporter la preuve que vous utiliserez des panneaux à luminance < 20 000 cd/m<sup>2</sup> (fiche technique des panneaux et engagement à fournir).

Veillez agréer, Monsieur, l'expression de ma considération distinguée.

Le chef du département SNIA Ouest

  
Christophe PERROQUIN

---

# ANNEXE 10

## ECHANGES AVEC LA DGAC



## Rambaud, Alicia

---

**De:** snia-bf ADS - Département SNIA-Ouest <snia-ouest-ads-bf@aviation-civile.gouv.fr>  
**Envoyé:** mardi 4 janvier 2022 13:15  
**À:** PORCHEROT Antoine (ENGIE Green)  
**Cc:** BONHOMME Juliette (Engie Green)  
**Objet:** ⚠ RE: Re: Projet photovoltaïque sur l'ancienne ISDND de Bailleau-Armenonville  
**Pièces jointes:** Image1.png; panneau nord.kmz

Bonjour,

Voici notre réponse vue avec la DSAC :

« Le document fourni n'étant pas très explicite, j'ai utilisé l'outil du STAC (outil de vérification des études interne DGAC et qui n'est pas public). J'ai rentré tous les points sur la carte en PJ, et en fait il n'y a que les 4 points en rouge qui ne passent pas. Le trait rouge représente la trajectoire d'approche en 18. Vous trouverez également en pj le kmz facilitant la lecture.

Je dirais que si les panneaux s'éloignent d'environ 30 m du trait, ça devrait passer. A vérifier une fois la demande modifiée. »

Et Bonne année 2022  
cordialement

**Hervé KERJOANT**

Instructeur en servitudes aéronautiques

SNIA-O/Pôle de Nantes

02.28.09.27.10

Zone aéroportuaire

CS 14321 – 44341 Bouguenais Cedex

[Le site intranet du SNIA](#)



**MINISTÈRE  
CHARGÉ  
DES TRANSPORTS**

*Liberté  
Égalité  
Fraternité*



**Service national d'Ingénierie aéroportuaire**  
*Construire ensemble, durablement*

**De :** antoine.porcherot@engie.com <antoine.porcherot@engie.com>

**Envoyé :** vendredi 17 décembre 2021 12:07

**À :** snia-bf ADS - Département SNIA-Ouest <snia-ouest-ads-bf@aviation-civile.gouv.fr>

**Cc :** juliette.bonhomme@engie.com

**Objet :** RE: Re: Projet photovoltaïque sur l'ancienne ISDND de Bailleau-Armenonville

Bonjour M. Perroquin,

Nous avons bien reçu votre avis (en pj) daté du 12 nov 2021 pour le projet de centrale solaire au sol situé à Bailleau-Armenonville.

Étant donné que ce projet va être déposé en cette fin d'année en mairie pour une demande de permis de construire, nous avons transmis cet avis à Cythelia, le bureau d'étude qui a réalisé l'étude d'éblouissement. Un complément de l'étude a été réalisé suite à vos interrogations.

Initialement, l'étude d'éblouissement sélectionne 16 modules répartis judicieusement sur les différentes zones du projet.

Afin de réaliser un complément d'étude de qualité, cet échantillonnage a été augmenté à 1279 modules, avec un pas de temps de 5 minutes pour le calcul.

Les résultats de la simulation certifient que l'angle de vision (entre le rayon réfléchi et l'axe du regard vers la piste) n'est jamais compris entre -30° et +30°, par ailleurs la valeur minimale de cet angle est de 64°.

Veuillez trouver ci-joint le complément de l'étude.

Suite à ce complément qui conclut que ce projet solaire ne constituerait pas une gêne visuelle telle qu'évoqué dans la réponse que vous nous avez adressé. Pouvez-vous nous confirmer que ce résultat est juste et pertinent ? Aussi, aux regards de ces nouveaux éléments, auriez-vous l'amabilité de nous adresser à nouveau avis.

Nous restons à votre entière disposition si vous avez des demandes ou questions.

Cordialement,

Antoine PORCHEROT  
Alternant développement centrale au sol  
[antoine.porcherot@engie.com](mailto:antoine.porcherot@engie.com)  
M 07 88 46 30 78



[engie-green.fr](http://engie-green.fr)

ENGIE Green  
Le Triade II  
Parc d'activités Millénaire II  
215, rue Samuel Morse  
CS 20756  
34967 MONTPELLIER CEDEX 2

Pensez à l'environnement avant d'imprimer ce message.



De : [snia-ouest-ads-bf@aviation-civile.gouv.fr](mailto:snia-ouest-ads-bf@aviation-civile.gouv.fr) <[snia-ouest-ads-bf@aviation-civile.gouv.fr](mailto:snia-ouest-ads-bf@aviation-civile.gouv.fr)>

Envoyé : mercredi 17 novembre 2021 11:31

À : PORCHEROT Antoine (ENGIE Green) <[antoine.porcherot@engie.com](mailto:antoine.porcherot@engie.com)>

Objet : ⚠ Re: Projet photovoltaïque sur l'ancienne ISDND de Bailleau-Armenonville

Bonjour M. Porcherot,

Veuillez trouver ci-joint la réponse du SNIA/O à votre demande d'avis du 24/09/2021

Cordialement

**Guichet Unique - Département SNIA Ouest**

**Direction Générale de l'Aviation civile**

Zone Aéroportuaire - CS 14321

44343 BOUGUENNAIS Cedex

02.28.09.27.10

[snia-ouest-ads-bf@aviation-civile.gouv.fr](mailto:snia-ouest-ads-bf@aviation-civile.gouv.fr)

Le 24/09/2021 à 16:05, [antoine.porcherot@engie.com](mailto:antoine.porcherot@engie.com) a écrit :

Bonjour Madame, Monsieur,

Nous sommes Chef de Projet pour la société ENGIE Green, producteur d'énergies renouvelables. Nous avons un projet solaire en développement dans le département de l'Eure-et-Loir, sur la commune de Bailleau-Armenonville.

Le projet solaire sur la commune de Bailleau-Armenonville se situe au lieu-dit « La Sablonnière » et au lieu-dit « La Garenne ». C'est un projet de 9,7MWc sur l'ancienne ISDND de SUEZ RV et se situe à 750 m de l'aérodrome de Bailleau-Armenonville au sud.

Nous avons planifié un dépôt de PC en fin d'année 2021. Dans ce cadre, nous aimerions avoir **votre avis sur la compatibilité de cette centrale solaire au sol avec l'aérodrome de Bailleau-Armenonville.**

Une étude d'éblouissement a été réalisée par Cythelia Energy. **L'étude a montré qu'il n'y a pas de risques d'éblouissement pour les avions.**

Ci-joint une présentation de la centrale solaire, avec les configurations techniques de celle-ci. Vous pouvez trouver :

- La hauteur maximale des tables de panneaux
- Le positionnement des panneaux
- La taille et hauteur des panneaux
- L'écart entre les rangées
- L'orientation et inclinaison des panneaux

Vous pouvez également trouver en pièce jointe, le plan de masse de la centrale, le plan de coupe des structures et le plan de coupe des postes de transformations.

Nous restons à votre disposition pour information complémentaire afin d'avoir tous les éléments pour émettre un avis,

Bien cordialement,

Antoine PORCHEROT  
Alternant développement centrale au sol  
[antoine.porcherot@engie.com](mailto:antoine.porcherot@engie.com)  
M 07 88 46 30 78



[engie-green.fr](http://engie-green.fr)

ENGIE Green  
Le Triade II  
Parc d'activités Millénaire II  
215, rue Samuel Morse  
CS 20766  
34967 MONTPELLIER CEDEX 2

Pensez à l'environnement avant d'imprimer ce message.



ENGIE Mail Disclaimer: <http://www.engie.com/disclaimer/>

 This symbol is automatically added to emails originating from outside of the organization. Be extra careful with hyperlinks and attachments.

 This symbol is automatically added to emails originating from outside of the organization. Be extra careful with hyperlinks and attachments.

---

# ANNEXE 11

## ATTESTATION ATTES - TESORA



**ATTESTATION GARANTISSANT LA PRISE EN COMPTE DES MESURES DE GESTION DE LA POLLUTION DANS LA CONCEPTION DU PROJET DE CONSTRUCTION**

**Identification du bureau d'études certifié ou équivalent délivrant l'attestation**

**Dénomination ou raison sociale :** TESORA  
**Numéro unique d'identification :** RCS Créteil B 500 539 549  
**SIRET :** 500 539 549 000 70  
**Code NAF :** 7490B  
**Statut juridique :** SARL  
**Domicilié :** 41, rue Périer – 92120 MONTROUGE - France  
**En sa qualité de bureau d'études :**

TESORA est certifié selon les exigences de l'article 3 de l'arrêté du 19/12/2018 fixant les modalités de la certification prévue aux articles [L. 556-1](#) et [L. 556-2](#) du code de l'environnement et le modèle d'attestation mentionné à l'[article R. 556-3 du code de l'environnement](#) sous le numéro 28263 révision 0, délivré le 23 juin 2020 et valable jusqu'au 22 juin 2025 par Le laboratoire National de métrologie et d'Essais organisme accrédité pour la certification de services par le COFRAC sous le numéro 5 0012.

**Description des études des sols permettant la délivrance de l'attestation**

TESORA se fonde sur les conclusions des études de sol, conforme à l'offre globale de prestation codifiée A110 telle que définie dans la norme NF X31-620-2 : décembre 2018, dont les résultats ont permis d'identifier les éventuelles mesures de gestion présentés le rapport référencé A21\_2124 et daté du 19/10/2021, recensant les documents analysés, réalisée par lui-même, en application de l'article 3 de l'arrêté du 19/12/2018 fixant les modalités de la certification prévue aux articles [L. 556-1](#) et [L. 556-2](#) du code de l'environnement et le modèle d'attestation mentionné à l'[article R. 556-3 du code de l'environnement](#).

**Identification des éléments transmis par le maître d'ouvrage concernant le projet affectant le site**

TESORA a vérifié les éléments transmis par le maître d'ouvrage concernant le projet affectant le site, référencés :

- Arrêté préfectoral complémentaire relatif à la surveillance de la nappe délivré à la société SITA Ile-de-France en date du 04/01/2006 ;
- Rapport de l'inspection des installations classées – Société SITA Ile-De-France en date du 17/06/2014 ;
- Arrêté préfectoral complémentaire relatif à la surveillance de la nappe et à des études complémentaires délivré à la société SITA Ile-de-France en date du 11/09/2014 ;
- Arrêté préfectoral complémentaire portant sur le suivi post-exploitation par la société SUEZ RV IDF en date du 20/12/2019 ;
- Fiche synthèse – Installation de Stockage de Déchets Non Dangereux (ISDND) de Bailleau Armenonville réalisée par SUEZ en juin 2020 ;

conformément aux dispositions de l'offre globale de prestation codifiée ATTES telle que définie dans la norme NF X31-620-5 : décembre 2018, complétant le permis de construire, fournie par :

- Dénomination ou raison sociale : ENGIE GREEN ;
- Numéro unique d'identification : RCS de Montpellier 478826753 ;
- SIRET : 47882675300186 ;
- Code NAF : 3511Z ;
- Statut juridique : SAS ;
- Domiciliée : 215, rue Samuel Morse – Le Triade II 34 000 MONTPELLIER.

La société ENGIE Green a transmis ces documents en sa qualité de maître d'ouvrage de l'opération de construction dénommée Centrale photovoltaïque de Bailleau-Armenonville et située aux lieux-dit « La Sablonnière » et « La Garenne » à Bailleau-Armenonville (28320), France.

Identification des éléments relatifs à la prestation garantissant la prise en compte des mesures de gestion de la pollution dans la conception du projet de construction

TESORA a réalisé l'offre globale de prestation codifiée ATTES telle que définie dans la norme NF X31-620-5 : décembre 2018 dont les résultats sont présentés dans le rapport d'étude référencé A21\_2124\_A en date du 19/10/2021 recensant les documents analysés pour réaliser la prestation ainsi que les mesures de gestion à mettre en œuvre par le maître d'ouvrage dans le projet de construction.

Conclusions relatives à la prestation garantissant la prise en compte des mesures de gestion de la pollution dans la conception du projet de construction

TESORA atteste que le maître d'ouvrage a pris en compte les mesures de gestion de la pollution des sols nécessaires dans la conception du projet de construction affectant le site mentionné ci-dessus.

Nom du signataire de l'attestation : Philippe TRESCA

Le 19/10/2021, à Montrouge

Signature et cachet :



**TESORA**

41, rue Pénier  
92120 MONTRouGE  
Tel : 01 81 94 13 70

SAS au capital de 62 500 €  
Siret 500 539 549 00070 - RC'S NANTERRE

---

# ANNEXE 12

## REPONSE DU SDIS



**De :** [FERRERAS Aurélien](#)  
**A :** [BONHOMME Juliette \(Engie Green\)](#)  
**Cc :** [Dufour-Fatissou Nicolas](#); [Amato Mathieu](#)  
**Objet :** RE: Projets photovoltaïques sur ancien ISDND sur les communes de Bailleau-Amenonville et de Hanches  
**Date :** mercredi 1 décembre 2021 14:28:28  
**Pièces jointes :** [image004.png](#)

---

Bonjour Madame,

Voici les prescriptions génériques émises par le SDIS 28 dans le cadre d'une installation de parc photovoltaïque :

**1) Concernant l'accessibilité au site**

Afin de répondre aux attentes du service départemental d'incendie et de secours, le terrain devra être desservi par des voies publiques ou privées facilitant la circulation ou l'utilisation des engins de lutte contre l'incendie de type camion-citerne feux de forêts (CCF).

Nota : une voie qui présente les caractéristiques suivantes répond à ces besoins :

- une largeur minimale de 3 mètres,
- une force portante de 160 kilonewtons.

Une voie périphérique d'au moins 3 mètres de large, située entre la clôture de l'installation et les unités de production, devra également être présente afin de permettre le passage de ces engins de lutte contre l'incendie.

**2) Concernant les conditions d'intervention des sapeurs-pompiers**

Toutes les dispositions devront être prises pour éviter aux intervenants des services de secours tout risque de choc électrique au contact d'un conducteur actif de courant continu sous tension.

Une coupure générale simultanée de l'ensemble des onduleurs doit être positionnée de façon visible à proximité d'un des locaux techniques et identifiée par la mention : « Attention présence de deux sources de tension : 1- réseau de distribution ; 2- panneaux photovoltaïques » en lettres noires sur fond jaune.

L'installation devra être contrôlée par un organisme de contrôle ou un technicien agréé.

Des équipements de sécurité appropriés aux risques d'origine électrique devront être judicieusement répartis sur le site.

Il sera nécessaire d'afficher :

- les consignes de protection contre l'incendie indiquant la nature et les emplacements des organes techniques des installations (localisation, et procédures d'intervention du pétitionnaire),
- la conduite à tenir en fonction des conditions météorologiques (orages, etc...),
- un numéro d'astreinte de l'exploitant joignable 7j/7 et 24h/24 en cas d'intervention,
- la localisation du ou des points d'eau incendie.

Le site sera débroussaillé régulièrement pour éviter tout risque d'une éventuelle propagation.

Des pictogrammes dédiés aux risques photovoltaïques seront installés :

- à l'extérieur du site, au niveau de l'accès des secours.
- sur les câbles DC apparents tous les 5 mètres.

**3) Concernant la défense extérieure contre l'incendie**

En cas d'installation d'une réserve incendie :

Veiller à ce que la réserve incendie respecte les caractéristiques relatives :

- à la mise en service des réserves incendie,
- aux opérations de maintien en condition opérationnelle,
- à l'accessibilité,

- à la signalisation.

Sur les dispositifs d'aspiration, les sorties de 100 mm devront :

- être équipées d'une vanne papillon ¼ de tour DN 100 mm,
- être équipées d'un bouchon obturateur,
- être espacées de quatre mètres entre elles,
- être parallèles entre elles,
- la hauteur du demi-raccord de sortie doit se situer entre 50 et 80 cm par rapport au niveau du sol fini sauf pour les réserves souples,
- les tenons doivent être orientés en position strictement verticale (l'un au-dessus de l'autre).

Veiller à ce que l'aire d'aspiration respecte les caractéristiques suivantes :

- être facilement accessible,
- disposer d'une superficie de 32 m<sup>2</sup> (8 x 4) au minimum et être stabilisée pour un véhicule exerçant une force portante de 160 kN avec un maximum de 90 kN par essieu,
- comporter une matérialisation au sol,
- ne pas empiéter sur les voies de circulation.

S'assurer que le point d'eau incendie soit facilement accessible et signalé soit par une plaque indicatrice, un disque avec flèche ou une pancarte spéciale.

Le point d'eau incendie devra être conforme au règlement départemental de défense extérieure contre l'incendie

Bien cordialement,

**Aurélien FERRERAS**  
Service prévision  
Groupement prévention - prévision  
Pôle opérations



7, rue Vincent Chevard – 28000 Chartres  
Fixe : 02 37 91 86 94 – Poste : 8125