

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

Ancienne base aérienne de Châteaudun



Cythelia Energy

Date : 15/12/2021 Version : 2	Rédigé par : Caroline BERNARD	Validé par : Ismaël LOKHAT	Modifications : Révision suite à la demande du client
--	---	--------------------------------------	---

I. Table des matières

I. Table des matières.....	2
II. Résumé.....	3
III. Méthodologie.....	4
III.1. Calcul du vecteur Réflexion	4
III.2. Relief/Topographie.....	5
III.3. Caractéristiques de la centrale	5
III.4. Description de la base aérienne.....	8
III.4.1. Pistes	8
III.4.2. Zones Pistes	9
III.4.3. Tour de contrôle	14
III.5. Scénarios étudiés	16
IV. Résultats.....	17
IV.1. Scénario 1 (une seule piste).....	17
IV.1.1. Module standard Canadian Solar.....	17
IV.1.2. Module Voltec verre texturé	19
IV.2. Scénario 2 (deux pistes)	20
IV.2.1. Module standard Canadian Solar.....	20
IV.2.2. Module Voltec verre texturé	21
V. Conclusion.....	22
VI. Annexes.....	24
VI.1. Carte VAC.....	24
VI.2. Hypothèses du calcul géométrique détaillé	25
VI.3. Hypothèses du calcul de luminance	25

II. Résumé

La société EDF Renouvelables souhaite réaliser une centrale photovoltaïque au sol de 106 MWc s'étendant sur 83 ha sur la base militaire n°279 de Châteaudun.

La note d'information technique (4^{ème} 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.

Actuellement, l'aérodrome dispose d'une piste et d'une tour de contrôle. La création d'une seconde piste d'environ 1000m à l'horizon d'une vingtaine d'année est actuellement en discussion au sein la Communauté de Communes du Grand Châteaudun. L'étude prend en compte ce scénario d'une seconde piste.

Les résultats montrent que, dans l'hypothèse où une seule piste est présente, la configuration plein Sud à 10° d'inclinaison permet d'équiper 99% de la centrale en modules standards Canadian Solar. Le reste de la centrale peut être équipé en modules Voltec avec verre texturé, sans risque pour les pilotes et les contrôleurs aériens.

Dans le cas où la seconde piste est remise en service, les résultats de l'analyse de sensibilité montrent que la superficie maximale qu'il est possible d'équiper est de 78,4%. Ce maximum est obtenu pour des modules Voltec avec verre texturé, orientés à +20° et inclinés à 20°. **Si la seconde piste est mise en service, le projet, dont la taille serait alors réduite de plus de 20% n'est pas considéré comme viable par le client.**

III. Méthodologie

III.1. Calcul du vecteur Réflexion

Les coordonnées du site sont : 48.0589, 1.3747

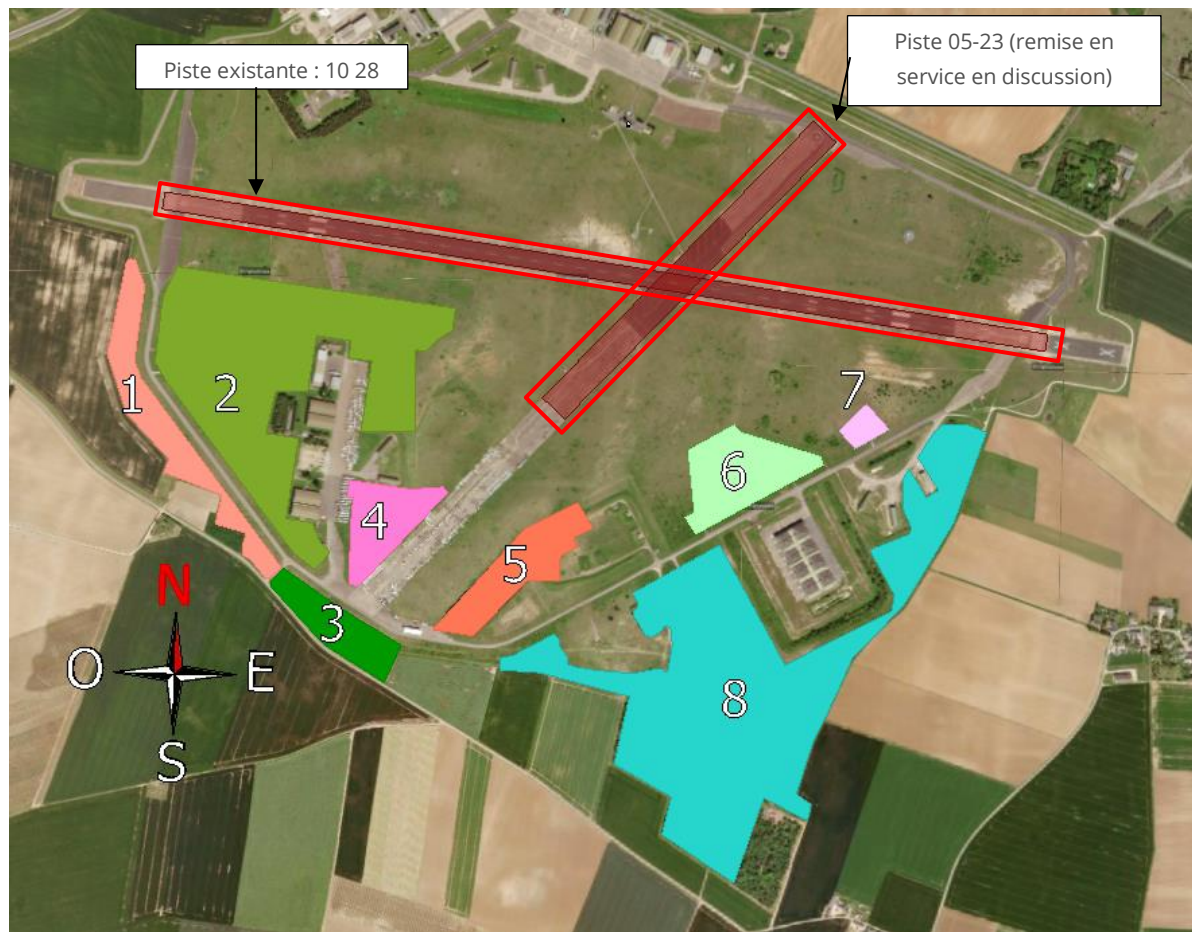


Figure 1 : Localisation du projet (8 secteurs d'implantation)

Grâce aux coordonnées géographiques du site il est possible de générer le diagramme solaire représenté en Figure 2. 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.

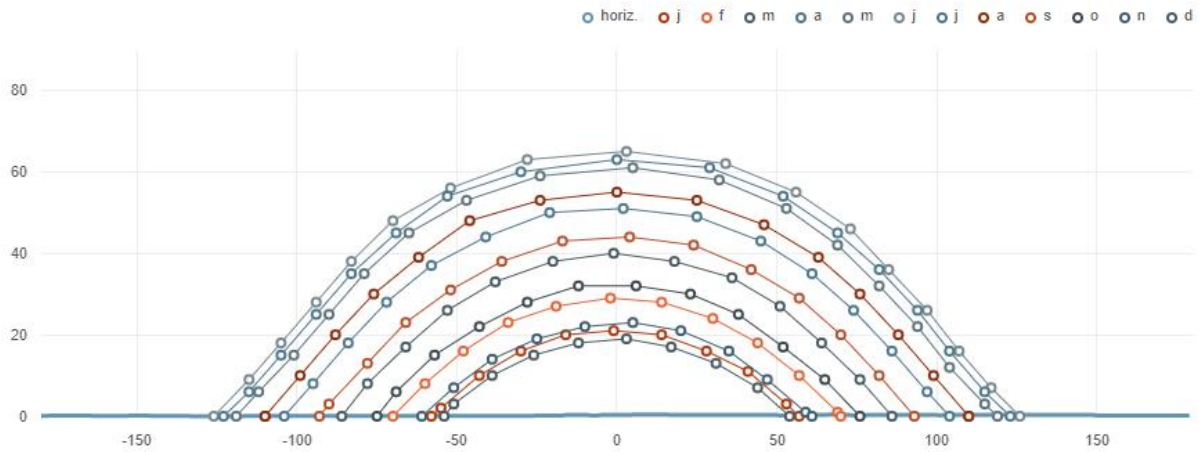


Figure 2 : Masque lointain sur le site

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 2 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. 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.3. Caractéristiques de la centrale

Il est prévu d'implanter les modules photovoltaïques sur les secteurs représentés ci-dessous (Figure 5), numérotés de 1 à 8.

Le nombre de pistes à étudier, ainsi que la proximité des modules photovoltaïques rendent difficile une analyse graphique, basée sur la représentation dans un modèle en 3 dimensions des rayons réfléchis pour les jours moyens de chaque mois.

Un calcul détaillé est réalisé. Ce calcul se fait non plus seulement sur les jours moyens, mais sur l'ensemble des jours et heures de l'année. 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. § VI.2).

L'approche géométrique est complétée par un calcul de luminance réfléchie dont les hypothèses sont détaillées en annexe (cf. §VI.3).

Deux types de modules ayant des caractéristiques de luminance différentes ont été étudiés :

- Module standard "Canadian Solar";
- Module Voltec verre texturé (numéro de série AA004631).

Maximum de luminance	Angle d'incidence α [°]								
	0	10	20	30	40	50	60	70	80
Azimut ϕ [°]	-9	-10	-20	-30	-40	-50	-60	-70	-79
Site θ [°]	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-1
Luminance lumineuse (cd/m²)	73,5	4417,5	4813,4	6378,9	11210,8	25345,4	66830,3	207173,8	545335,0

Figure 3 : Module Canadian Solar – extrait du rapport du LNE – coordonnées angulaires des maximas de luminance

Maximum de luminance	Angle d'incidence α [°]								
	0	10	20	30	40	50	60	70	80
Azimut ϕ [°]	-9	-11	-22	-32	-43	-54	-68	-80	-87
Site θ [°]	-1	-2	-4	-1	0	-2	0	0	0
Luminance lumineuse (cd/m²)	432.7	705.1	654.9	686.7	808.6	1461.9	7134.1	17142.0	115950.5

Figure 4 : Module Voltec verre texturé – extrait du rapport du LNE – coordonnées angulaires des maximas de luminance

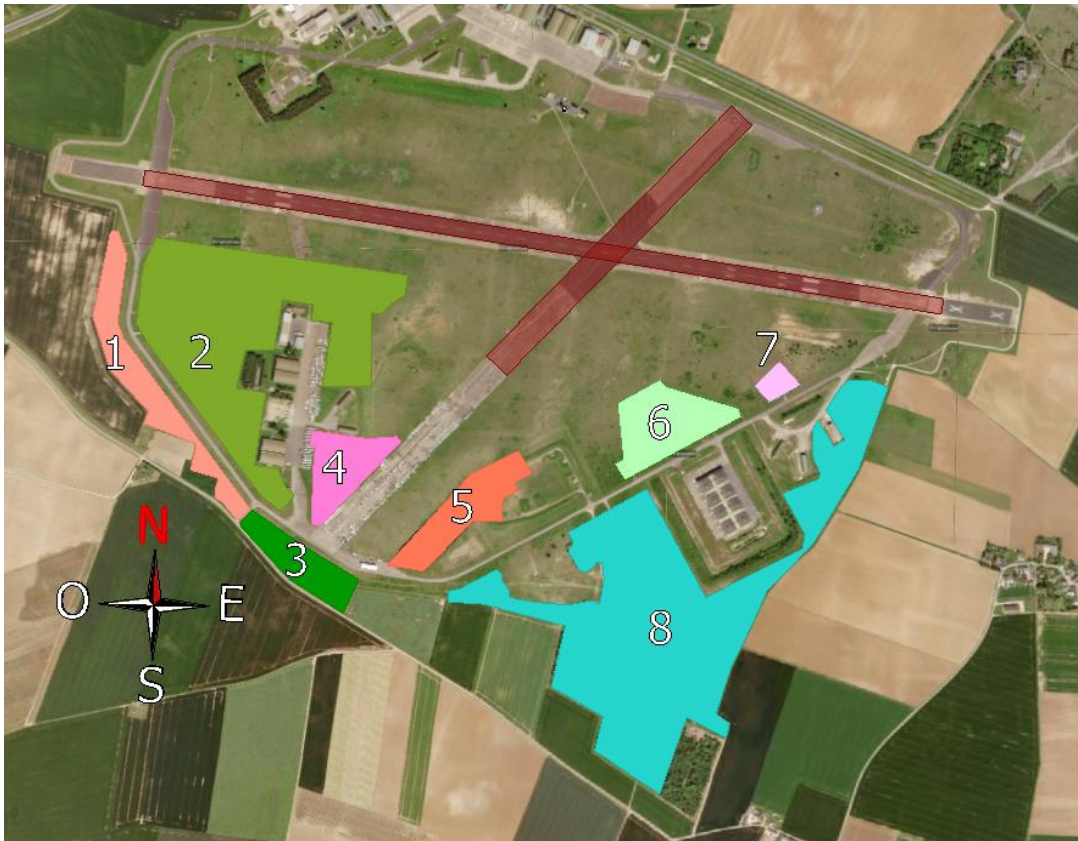


Figure 5 : implantation des modules

Le calcul détaillé est réalisé sur un grand nombre de points répartis sur les secteurs d'étude. Les points de calculs sont répartis uniformément sur chaque secteur tous les 50 m² environ.

Tableau 1 : points de calcul par secteur

	Nombre de points de calcul	Surface du secteur
Secteur 1	233	5,4 ha
Secteur 2	1047	23,1 ha
Secteur 3	137	3,2 ha
Secteur 4	154	3,8 ha
Secteur 5	188	4,5 ha
Secteur 6	214	4,8 ha
Secteur 7	31	0,7 ha
Secteur 8	1524	37,1 ha

III.4. Description de la base aérienne

III.4.1. Pistes

La base militaire de Châteaudun dispose actuellement d'une unique piste qui figure sur la carte VAC dont un extrait est reproduit en Figure 6 :

- Piste 10-28 : Approche Ouest et approche Est

Une seconde piste, actuellement hors service, pourrait être mise en service d'ici une vingtaine d'années (discussions en cours au sein de la Communauté de Communes du Grand Châteaudun). Les données pour cette piste ne sont pas encore connues, le porteur de projet est en attente de données d'entrée plus précises de la part de la collectivité. Dans le cadre de ce rapport, les hypothèses suivantes ont été considérées :

RWY	QFU	Dimensions (m)	LDA
Piste 05-23	44 224	1 000 x 30	1000 1000

Table 1 : Hypothèses émises sur les caractéristiques de la piste 05-23

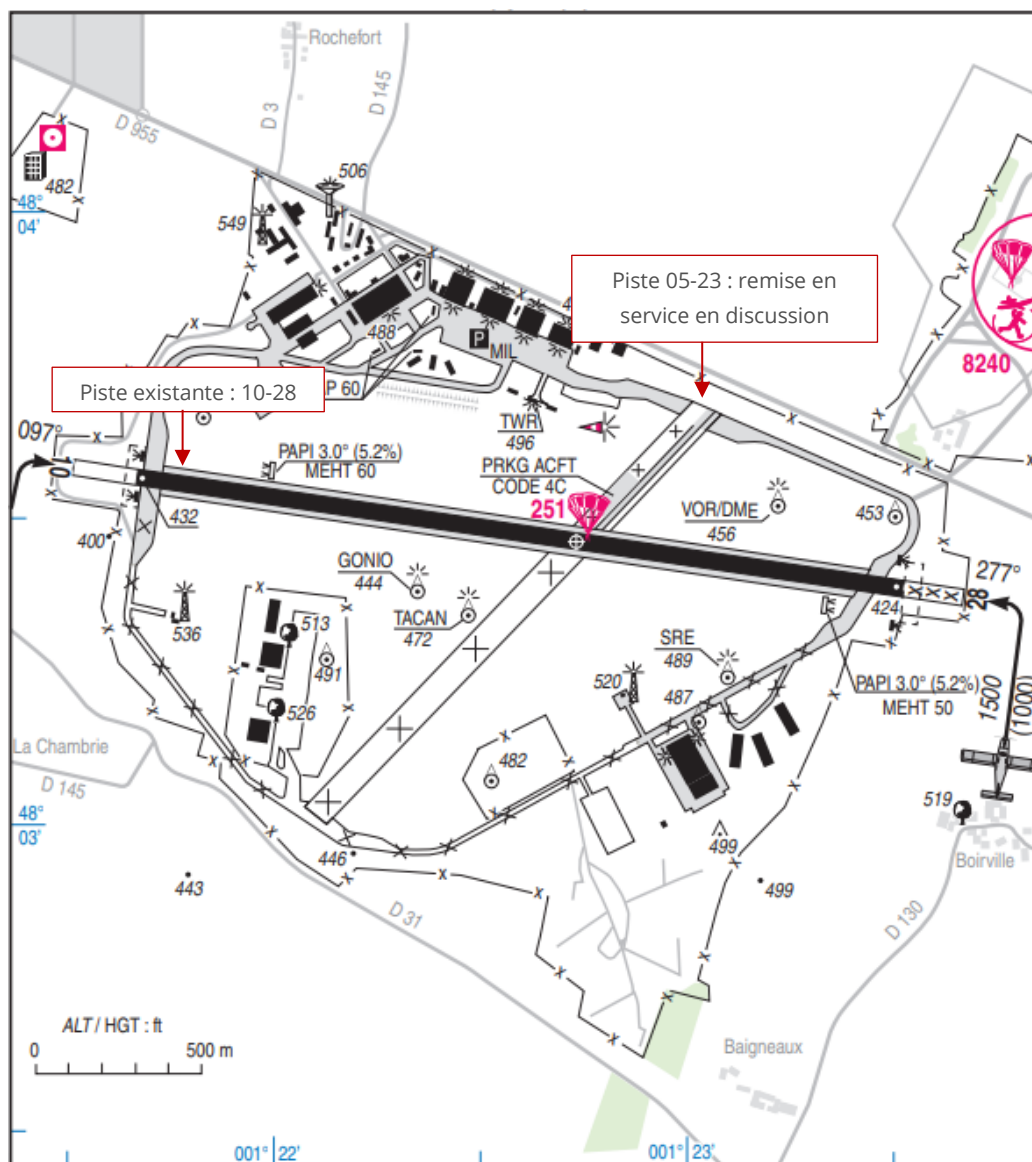


Figure 6 : extrait carte VAC

La centrale a une surface supérieure à 50 m² 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.

III.4.2. Zones Pistes

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).

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

• Piste 10-28

La centrale se situe en zones A et B de la piste 10-28



Figure 7 : Repérage des Zones A (), B () et C () - Piste 10-28 - Approche Ouest



Figure 8 : Repérage des Zones A (■), B (■) et C (■) - Piste 10-28 - Approche Est

Tableau 2 : Zones des modules pour chaque secteur et approche - piste 10-28

	Piste 10-28	
	Zone modules	
	Approche Ouest	Approche Est
Secteur 1	B	A
Secteur 2	A et B	A
Secteur 3	A et B	A
Secteur 4	A et B	A
Secteur 5	A	A
Secteur 6	A	A
Secteur 7	A	B
Secteur 8	A	A et B

• **Piste 05-23 (remise en service en discussion)**

La centrale se situe majoritairement en zone A et B de la piste 05-23 dont la réflexion est en cours pour une réouverture à l'horizon de 20 ans. Une partie du secteur 4 de la centrale se situe en zone C pour cette piste.



Figure 9 : Repérage des Zones A (■), B (■) et C (■) - Piste 05-23 (remise en service en discussion) - Approche Nord



Figure 10 : Repérage des Zones A (), B () et C () - Piste 05-23 (remise en service en discussion) - Approche Sud

	Piste 05-23 (remise en service en discussion)	
	Zone modules	
	Approche Nord	Approche Sud
Secteur 1	A	A
Secteur 2	A	A et B
Secteur 3	A	A
Secteur 4	A et C	A et C
Secteur 5	A	A et B
Secteur 6	A et B	B
Secteur 7	B	B
Secteur 8	A et B	A et B

Table 2 : Zones des modules pour chaque secteur et approche - piste 05-23 (remise en service en discussion)

Extraits de la note technique :

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 m² ;
- 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/m², 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. »

En zone B :

« Pour tout projet situé dans cette zone, il y a absence de gêne visuelle au titre de la zone B si au moins une des conditions suivantes est remplie :

- le porteur de projet a démontré qu'aucun faisceau lumineux n'éclaire le pilote en le gênant visuellement, lorsque l'aéronef se trouve lui-même dans la zone B, sur son axe d'approche publié ;
- comme indiqué au § 2.3.3.3, la surface est inférieure à 50 m².

Dans le cas d'un faisceau lumineux éclairant le pilote, il y a gêne visuelle au titre de la zone B pour toute réflexion en direction du pilote produisant une luminance supérieure à un seuil d'acceptabilité fixé à 10 000 cd/m², sous un angle de vision (entre le rayon réfléchi et l'axe du regard vers la piste) compris entre -90° et +90°, lorsque l'aéronef est lui-même à l'intérieur de la zone B. »

En zone C :

La zone C est une zone sensible au niveau de l'éblouissement et aucun rayon gênant ou éblouissant qui réfléchit en direction du pilote ne peut être autorisé.

Si le panneau « anti éblouissement » (voir paragraphe 2.3.3.4.3) est réputé par démonstration ne pas envoyer de faisceau réfléchi gênant dans l'œil du pilote, il pourra être installé, mais seulement dans les parties de la zone C où la réglementation l'autorise.

De fait, il apparaît que les possibilités d'installation de panneaux photovoltaïques dans cette zone sont particulièrement restreintes du fait de la réglementation (cf. 2.3.2).

III.4.3. Tour de contrôle

La base militaire de Châteaudun dispose d'une tour de contrôle.

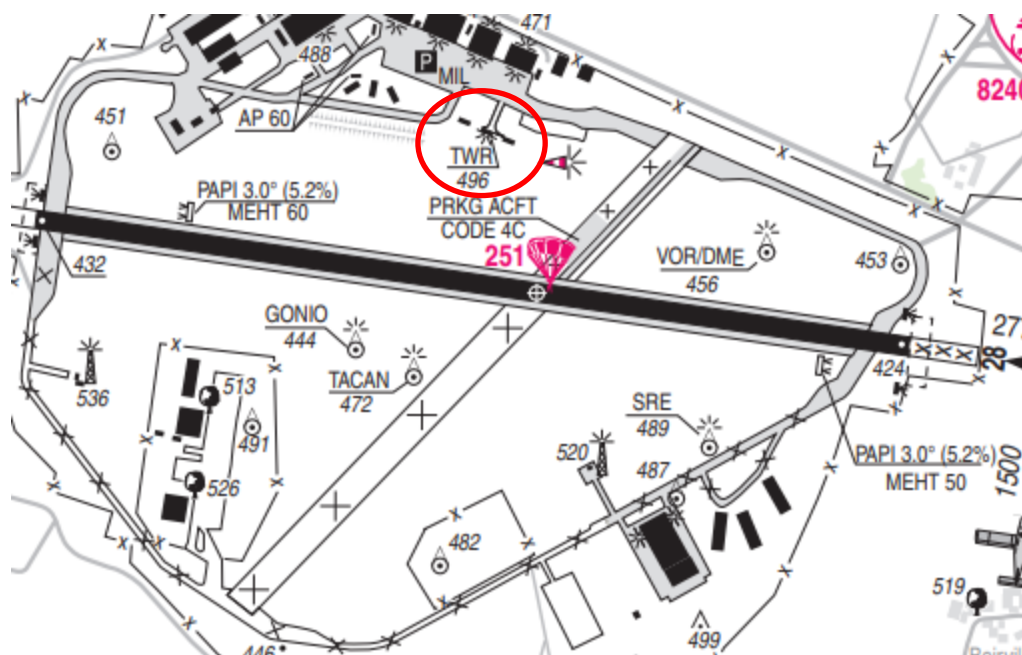


Figure 11 : Extrait de la carte VAC - tour de contrôle

La zone de protection de la tour de contrôle est dépendante du nombre de pistes en service.

La centrale se situe à l'intérieur de la zone de protection de la tour de contrôle lorsqu'une seule piste (10-28) est prise en compte (Figure 12).

La surface de la centrale étant supérieure à 500 m², **il est donc nécessaire de démontrer l'absence de gêne visuelle des contrôleurs aériens.**

Il en est évidemment de même lorsque la seconde piste (05-23) est prise en compte (Figure 13).

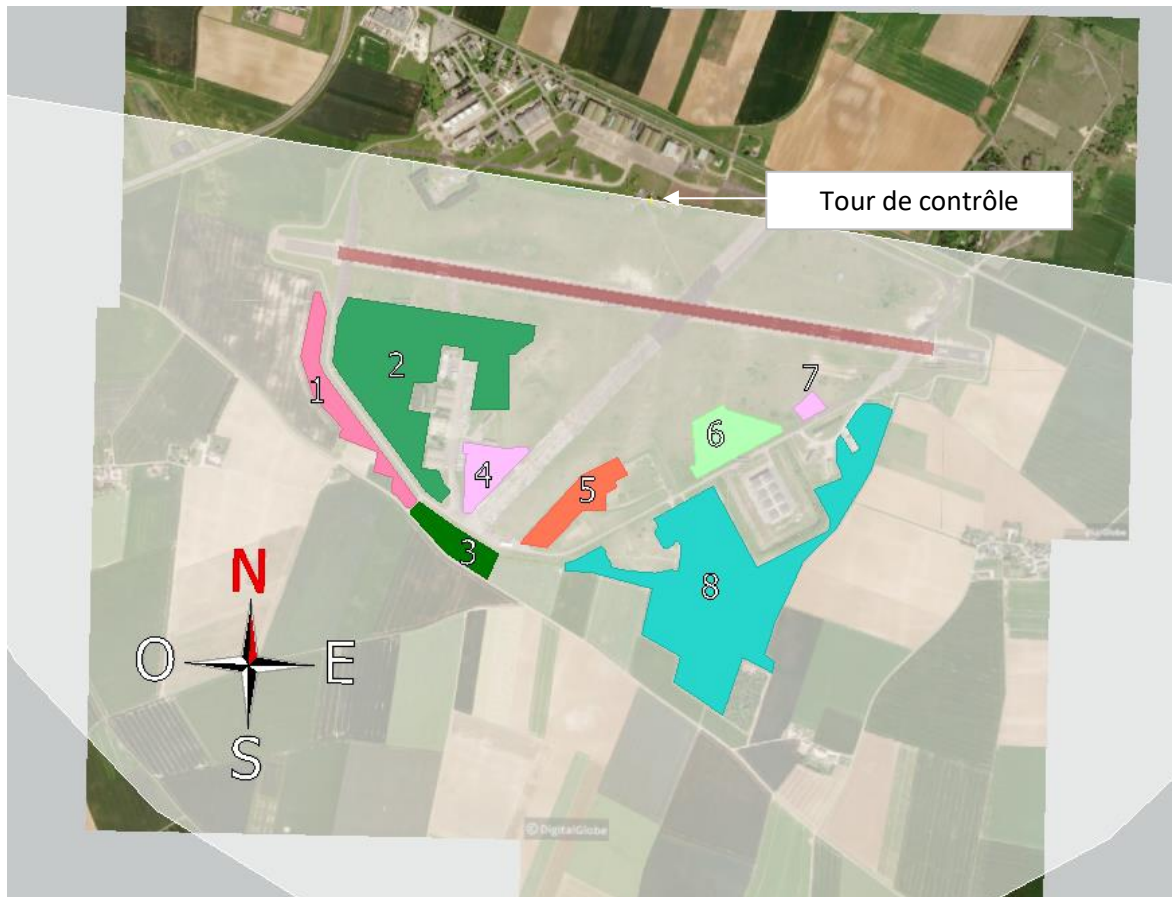


Figure 12 : Repérage de zone de protection de la tour de contrôle en présence d'une unique piste (10-28)

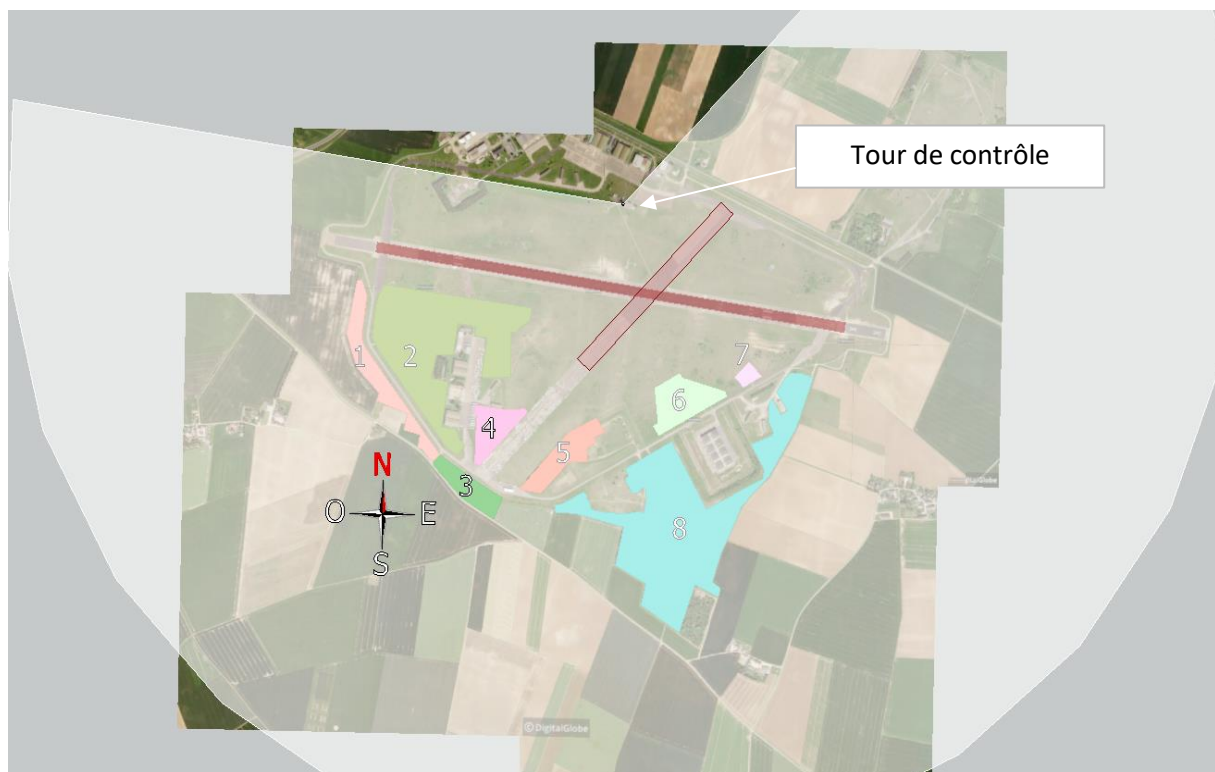


Figure 13 : Repérage de zone de protection de la tour de contrôle en présence des deux pistes (10-28 et 05-23)

III.5. Scénarios étudiés

Les scénarios étudiés et détaillés dans ce rapport sont les suivants :

Tableau 3 : Scénarios étudiés

Scénario	Piste 10-28	Piste 04-28 (remise en service en discussion)	Module	Orientation(s)	Inclinaison(s)
1	OUI	NON	Standard	0° (plein Sud)	10°
			Verre Texturé		
2	OUI	OUI	Standard	De -50° à 50° par pas de 10° + -90° et 90°	De 10° à 25° par pas de 5°
			Verre Texturé		

Un premier scénario permettra d'étudier la configuration 10° plein sud pour les deux types de modules dans l'hypothèse où seule la piste 10-28 est en service.

Un second scénario permettra l'analyse de sensibilité de l'orientation et de l'inclinaison de la centrale en présence des deux pistes. Les deux types de modules seront testés.

IV. Résultats

Tous les résultats qui figurent dans cette section sont issus d'un calcul de luminance.

IV.1. Scénario 1 (une seule piste)

IV.1.1. [Module standard Canadian Solar](#)

Le tableau ci-dessous met en avant la proportion des modules standard Canadian Solar de chaque zone n'étant pas à risque d'éblouissement au sens de la note d'information technique de la DGAC.

Pour rappel, seule la piste 10-28 est considérée dans ce scénario.

Tableau 4 : Résultats - Scénario 1 -module standard Canadian Solar – synthèse des résultats

Calcul de luminance : module standard (P196283,DMSI,006-Module C Fi)	
Secteur	Modules OK - Orientation : 0° - Inclinaison : 10°
1	100,0%
2	100,0%
3	100,0%
4	100,0%
5	100,0%
6	100,0%
7	100,0%
8	97,6%
Global	99,0%

Le module standard Canadian Solar ne présente pas de risque d'éblouissement dans les zones 1 à 7 pour une configuration 10° plein Sud. Dans la zone 8, 3,4 % de ces modules représentent un risque d'éblouissement.

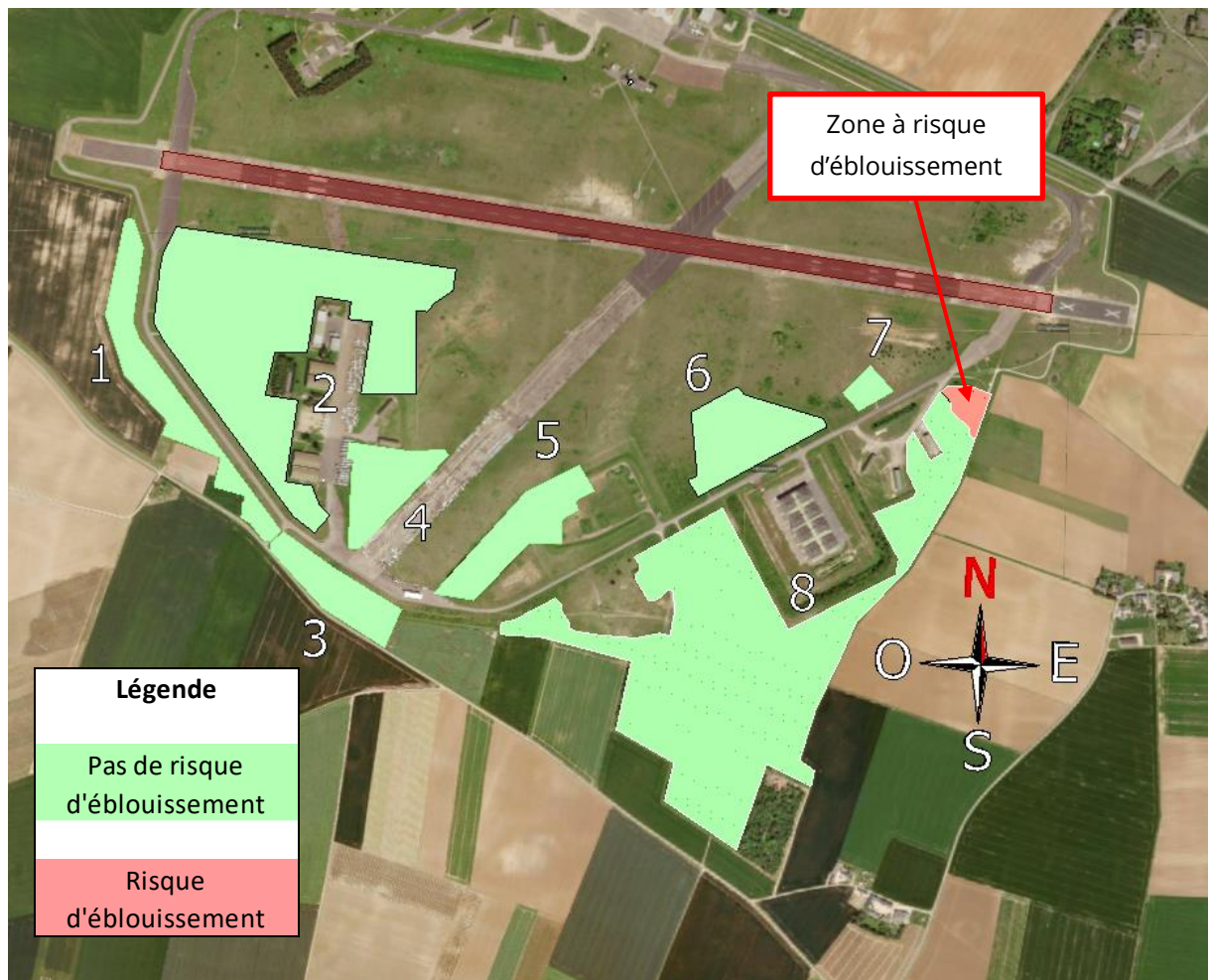


Figure 14 : Résultats - Scénario 1 - module standard Canadian Solar - synthèse des résultats

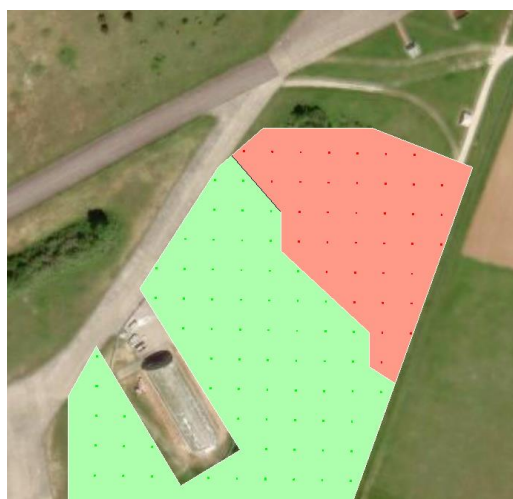


Figure 15 : Résultats - Scénario 1 - module standard Canadian Solar - Zone à risque du secteur 8

IV.1.2. Module Voltec verre texturé

Le tableau ci-dessous met en avant la proportion des modules Voltec en verre texturé de chaque zone n'étant pas à risque d'éblouissement au sens de la note d'information technique de la DGAC.

Pour rappel, seule la piste 10-28 est considérée dans ce scénario.

Tableau 5 : Résultats - Scénario 1 – module Voltec verre texturé – synthèse des résultats

Calcul de luminance : module Voltec verre texturé (P196283,DMSI,007-Votec Fi)	
Secteur	Modules OK - Orientation : 0° - Inclinaison : 10°
1	100,0%
2	100,0%
3	100,0%
4	100,0%
5	100,0%
6	100,0%
7	100,0%
8	100,0%
Global	100,0%

Ainsi, la configuration 10° plein Sud avec des modules Voltec en verre texturé ne présente aucun risque d'éblouissement sur l'ensemble de la zone d'étude. On remarquera que la partie du secteur 8 qui représentait un risque d'éblouissement avec un module standard n'est plus à risque avec un module Voltec verre texturé.

IV.2. Scénario 2 (deux pistes)

IV.2.1. Module standard Canadian Solar

Les tableaux qui suivent donnent pour chaque couple orientation/inclinaison le pourcentage de points de calculs du projet entier pour lesquels aucun risque d'éblouissement n'a été calculé, selon un calcul de luminance avec le module standard Canadian Solar.

Pour rappel, les deux pistes sont considérées dans ce scénario :

- Piste 10-28 ;
- Piste 05-23 (remise en service en discussion, longueur estimée à 1 000 m).

Tableau 6 : Résultats - Scénario 2 - module standard Canadian Solar - synthèse des résultats

		Calcul de luminance : module standard (P196283,DMSI,006-Module C Fi)			
		Inclinaison (°)			
		10	15	20	25
Orientation (°)	-90	0,3%	0,2%	0,0%	0,0%
	-50	0,1%	2,0%	0,9%	0,3%
	-40	0,5%	1,2%	0,1%	10,5%
	-30	0,8%	0,0%	4,2%	1,5%
	-20	0,5%	1,5%	4,6%	5,4%
	-10	17,3%	13,4%	13,7%	17,8%
	0	42,8%	38,9%	43,4%	42,7%
	10	43,4%	43,5%	42,8%	42,2%
	20	18,4%	26,7%	65,1%	63,7%
	30	12,0%	35,9%	45,9%	49,4%
	40	6,5%	4,3%	1,3%	3,6%
	50	0,1%	0,0%	0,0%	2,1%
	90	0,6%	2,1%	0,1%	0,2%

Les résultats montrent qu'en présence des deux pistes et avec un module standard Canadian Solar, la configuration optimale -du point de vue de l'éblouissement- est la suivante :

- Orientation : 20 ° ;
- Inclinaison : 20 ° ;
- Proportion des points de calculs ne représentant PAS de risque d'éblouissement sur l'ensemble du projet : 65,1 %.

Ainsi, en considérant le scénario optimal, 34,9 % de la centrale devrait être abandonnée car à risque d'éblouissement d'après la note d'information technique de la DGAC. **Cette solution n'est pas viable d'après le client.**

Aucune autre configuration examinée dans le tableau de résultats avec 2 pistes n'est viable pour le client.

IV.2.2. Module Voltec verre texturé

Les tableaux qui suivent donnent pour chaque couple orientation/inclinaison le pourcentage de points de calculs du projet entier pour lesquels aucun risque d'éblouissement n'a été calculé, selon un calcul de luminance avec le module standard Voltec verre texturé.

Pour rappel, les deux pistes sont considérées dans ce scénario :

- Piste 10-28 ;
- Piste 05-23 (remise en service en discussion, longueur estimée à 1 000 m).

		Calcul de luminance : module standard (P196283,DMSI,006-Module C Fi)			
		Inclinaison (°)			
		10	15	20	25
Orientation (°)	-90	0,3%	0,2%	0,6%	34,9%
	-50	0,1%	2,0%	0,9%	0,3%
	-40	0,5%	1,2%	0,1%	10,5%
	-30	2,5%	0,0%	4,2%	1,5%
	-20	30,3%	23,0%	14,1%	16,3%
	-10	38,2%	25,2%	22,2%	33,5%
	0	42,8%	42,7%	46,0%	43,9%
	10	43,4%	43,5%	43,5%	43,6%
	20	43,2%	45,2%	78,4%	77,1%
	30	25,3%	49,6%	55,5%	53,7%
	40	26,5%	20,9%	14,8%	20,6%
	50	0,5%	0,0%	0,0%	2,1%
	90	0,6%	3,6%	0,3%	43,4%

Tableau 7 : Résultats - Scénario 2 - module Voltec verre texturé - synthèse des résultats

Les résultats montrent qu'en présence des deux pistes et avec un module standard Canadian Solar, la configuration optimale -du point de vue de l'éblouissement- est la suivante :

- Orientation : 20 °
- Inclinaison : 20 °
- Proportion des points de calculs ne représentant PAS de risque d'éblouissement sur l'ensemble du projet : 78,4 %

Ainsi, en considérant le scénario optimal, 21,6 % de la centrale devrait être abandonnée car à risque d'éblouissement d'après la note d'information technique de la DGAC. **Cette solution n'est pas viable d'après le client.**

Aucune autre configuration examinée dans le tableau de résultats avec 2 pistes n'est viable pour le client.

En effet, avec 2 pistes en service, non parallèles :

- une plus grande partie de la centrale se situe en zone B, avec des contraintes à respecter plus fortes ;
- les rayons réfléchis sont beaucoup plus susceptibles d'intercepter les 2 trajectoires d'approches supplémentaires.

V. Conclusion

Après analyse des résultats par le client, la configuration retenue est la suivante :

Secteur	Module	Configuration	Risque d'éblouissement *
1	Standard Canadian Solar	10° plein Sud	NON
2	Standard Canadian Solar	10° plein Sud	NON
3	Standard Canadian Solar	10° plein Sud	NON
4	Standard Canadian Solar	10° plein Sud	NON
5	Standard Canadian Solar	10° plein Sud	NON
6	Standard Canadian Solar	10° plein Sud	NON
7	Standard Canadian Solar	10° plein Sud	NON
8	Standard Canadian Solar (97,6 % du secteur) et modules Voltec verre texturé (2,4 % du secteur)	10° plein Sud	NON

Tableau 8 : Configuration retenue - récapitulatif

*Ces résultats sont valables uniquement si seule la piste 10-28 est en service.



Figure 16 : Configuration retenue ne présentant pas de risque d'éblouissement - Plan général

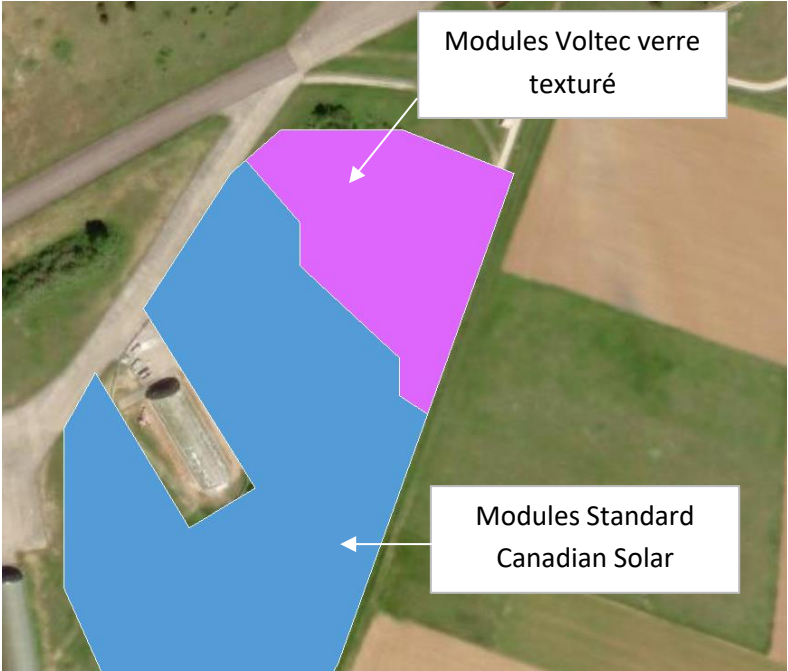
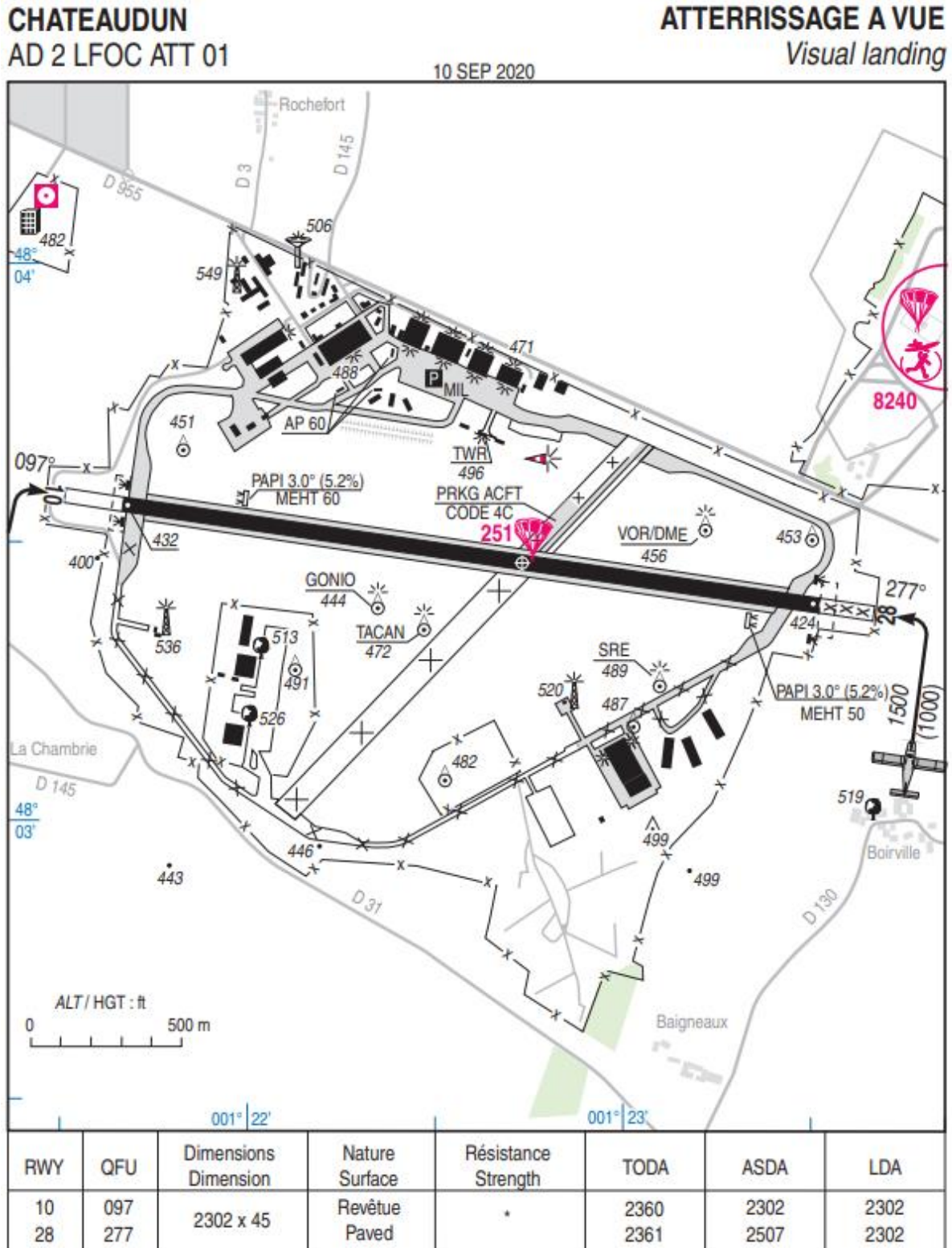


Figure 17 : Configuration retenue - Zoom sur le secteur 8

VI. Annexes

VI.1. Carte VAC



VI.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 selon le type d'aéronef, comme :

- pour les avions : 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°.

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'aéronef est inférieure à 10 m.

VI.3. Hypothèses du calcul de luminance

Lorsque l'angle d'interception est inférieur aux angles spécifiés dans la note technique de la DGAC (30° ou 90°), un calcul de luminance réfléchie est réalisé, à partir du rapport entre luminance réfléchie et luminance du soleil est tiré du rapport d'essais du LNE, en fonction de l'angle d'incidence des rayons du soleil sur les modules.

- L'angle d'incidence des rayons du soleil sur les modules est un résultat intermédiaire du calcul détaillé
- Les luminances réfléchies pour des angles d'incidence supérieurs à l'angle maximal de mesure sont calculés sur la base des mesures faites pour cet angle maximal.

La luminance du soleil est calculée à partir d'un calcul d'éclairement spectral ciel clair (modèles SMARTS). Seul l'éclairement direct est pris en considération.

Grâce à la réponse spectrale de l'œil humain, il est ainsi possible de calculer le facteur de conversion entre l'éclairement en unités énergétiques (W/m^2) et en unités visuelles (lm/m^2 ou lux).

Le calcul de la luminance L à partir de l'éclairement E est obtenu simplement grâce à la relation suivante : $E=L*\Omega$, où Ω est l'angle solide sous lequel le soleil est vu depuis la Terre. Par hypothèse, Le diamètre apparent du soleil et de la couronne circumsolaire¹ est de 5°.

Les figures ci-dessous représentent pour plusieurs hauteurs du soleil h :

- En bleu, le spectre AM0 (hors atmosphère),
- en vert le spectre calculé pour la hauteur du soleil indiquée,
- en rouge la réponse spectrale de l'œil humain.

Les facteurs de conversion (lm/W) entre unités énergétiques et unités visuelles sont donnés en légende.

¹ Dans le rapport d'essai du LNE, la luminance incidente est donnée pour le soleil et la couronne circumsolaire

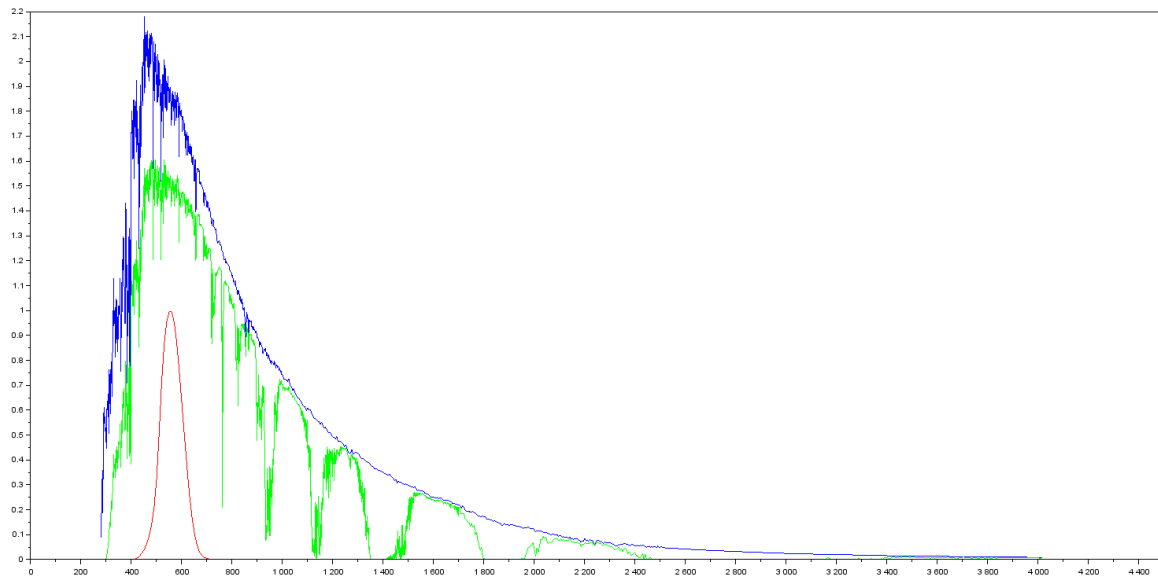


Figure 18 : Pour $h=80^\circ$ (direct = 943 W/m^2 , facteur de conversion = 114.2 lm/W)

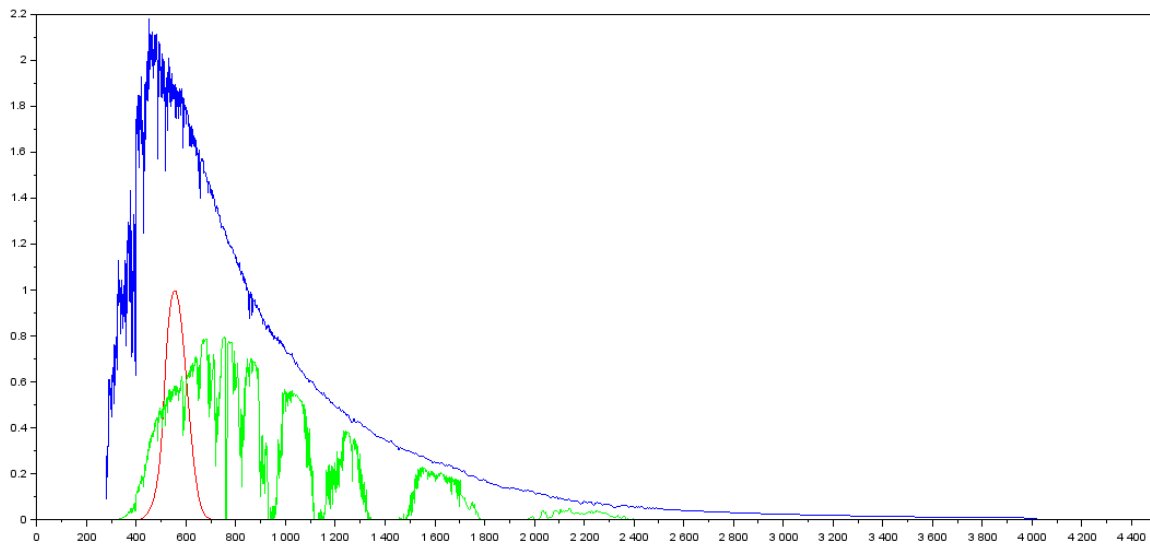


Figure 19 : Pour $h=10^\circ$ (direct = 433 W/m^2 , facteur de conversion = 92.2 lm/W)

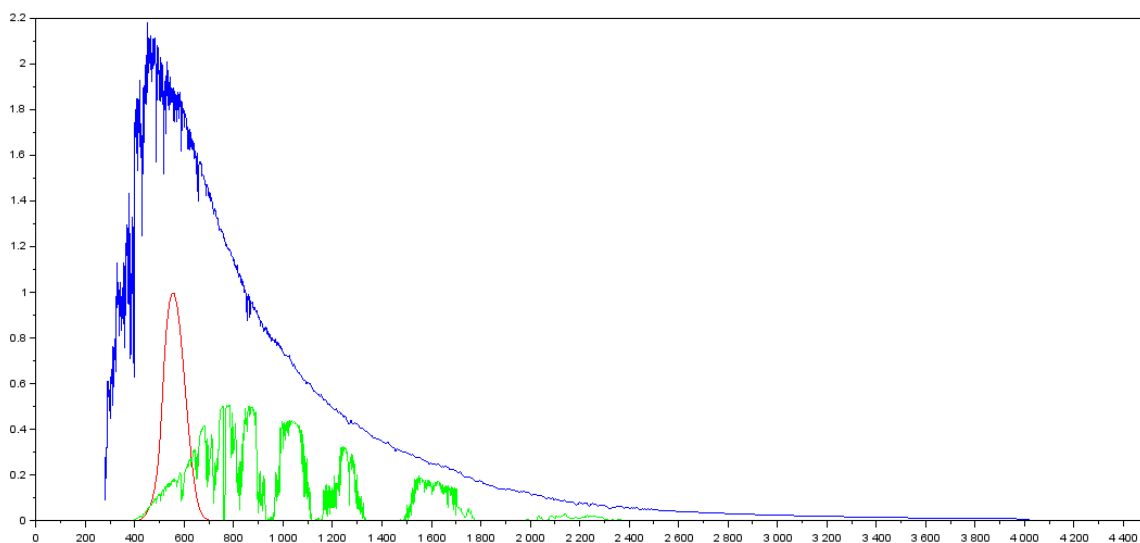


Figure 20 : Pour $h=5^\circ$ (direct = 232 W/m^2 , facteur de conversion = 53.5 lm/W)

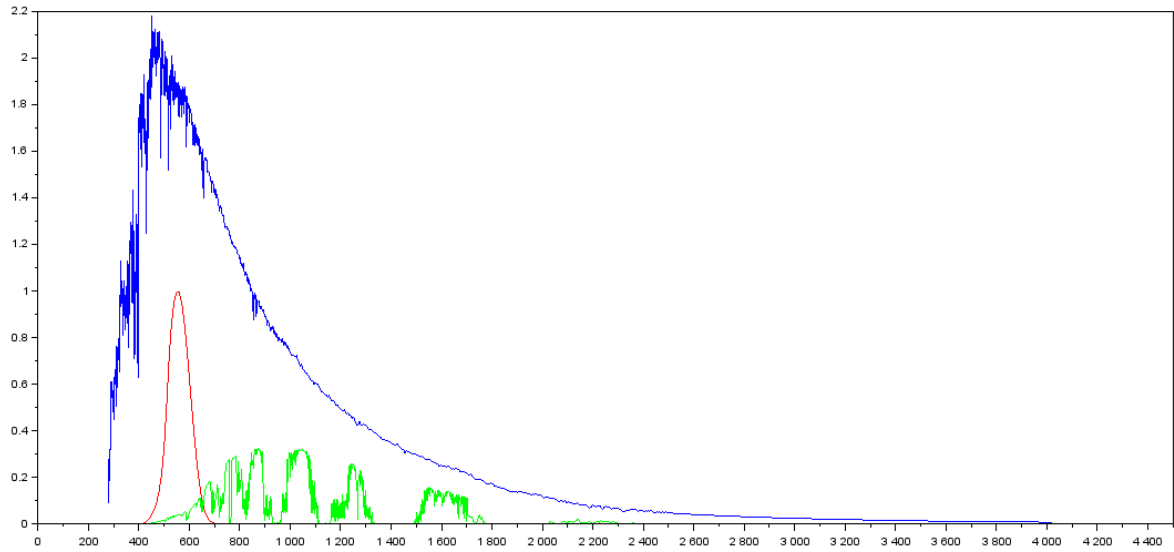


Figure 21 : Pour $h=3^\circ$ (direct= 131 W/m², facteur de conversion =22.9 lm/W)

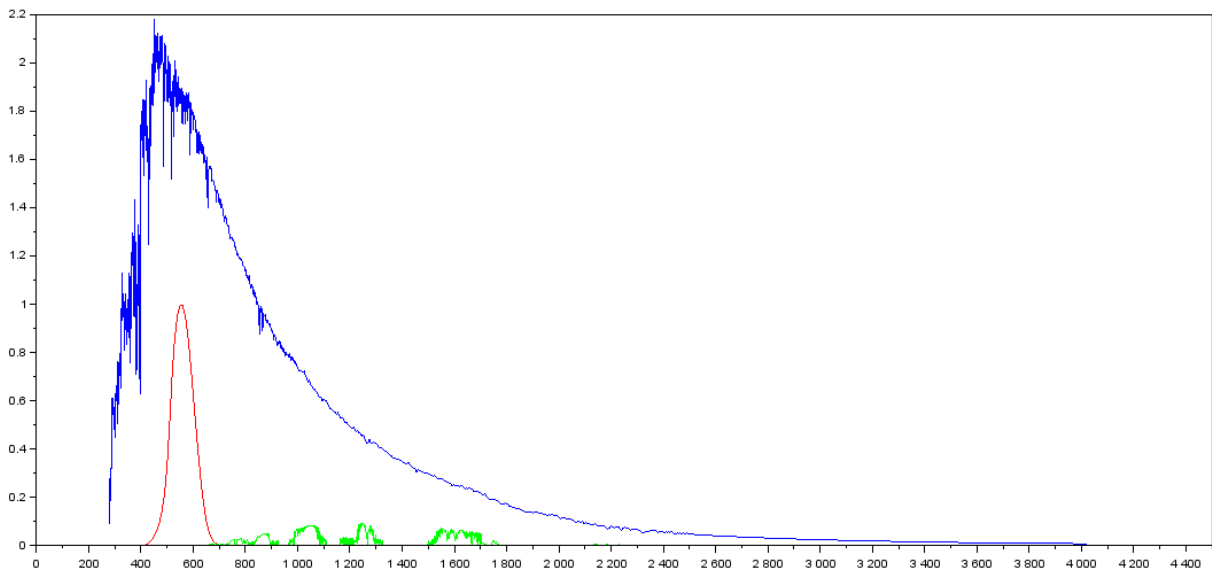


Figure 22 : Pour $h=1^\circ$ (direct= 28.8 W/m², facteur de conversion = 1.52 lm/W)