

**Mise en compatibilité du Plan Local d'urbanisme Intercommunal
dans le cadre de la déclaration de projet
pour la création d'une centrale photovoltaïque à Lescar**

Notice de présentation

Juin 2022



Introduction

La Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées porte une politique environnementale ambitieuse et volontariste : neutralité carbone, doublement des énergies renouvelables, émergence d'une filière hydrogène. Ce projet ambitieux se traduit sur le site de Cap Ecologia à Lescar par plusieurs opérations jouant un rôle clé pour la transition écologique et le dispositif local d'adaptation au changement climatique.

Construites sur le site de l'actuelle usine de dépollution des eaux usées située à Lescar, la Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées réalise de nouvelles installations de biométhanisation et de méthanation (énergie verte, renouvelable et décarbonée) qui produiront du méthane injecté au réseau de gaz de ville. Sur le site de Cap Ecologia, cette opération est associée à d'autres installations environnementales :

- L'unité de valorisation énergétique (UVE) des ordures ménagères de Valor Béarn ;
- La centrale photovoltaïque : alimentation de l'électrolyseur en électricité verte ;
- Les potentielles cultures maraichères et/ou ferme d'aquaponie, qui pourront valoriser l'eau traitée et la chaleur excédentaire.

La centrale photovoltaïque, objet de la présente notice, se situera dans un ancien centre de stockage de déchets et s'inscrit donc dans un projet d'économie circulaire et de transition énergétique plus global. Plusieurs études de faisabilité ont été conduites pour la réalisation de ce projet ainsi qu'une évaluation environnementale.

Le Plan Local d'Urbanisme intercommunal (PLUi) de la Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées (CAPBP) a été approuvé par délibération du conseil communautaire du 19 décembre 2019 puis modifié le 23 septembre 2021. Le site, objet de la présente procédure, est actuellement classé en zone N (naturelle) dans le PLUi approuvé.

Le Plan Local d'Urbanisme intercommunal (PLUi) en tant que document stratégique et de planification territoriale, est un outil des collectivités qui permet de préciser et décliner les projets de territoire. Dans la mesure où le zonage actuel du PLUi ne permet pas la mise en œuvre du projet d'installations photovoltaïques, il convient de faire évoluer le document d'urbanisme. La déclaration de projet avec mise en compatibilité du PLUi est la procédure choisie pour réaliser ce changement.

Cette notice de présentation a pour objets de présenter l'intérêt général de ce projet d'installation de centrale photovoltaïque au sol, la mise en compatibilité du PLUi pour la réalisation de cet aménagement et l'évaluation environnementale.

Par arrêté en date du 10 juin 2022, le Président de la Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées a décidé de prescrire la déclaration de projet avec mise en compatibilité du PLUi.

Table des matières

Introduction	2
1. Rappel des textes et déroulement de la procédure	5
1.1. Textes de référence relatifs aux procédures de déclaration de projet et de mise en compatibilité du PLUi	5
1.1.1. Déclaration de projet.....	5
1.1.2. Déclaration de projet et mise en compatibilité du PLUi.....	6
1.2. Déroulement de la procédure.....	7
2. L'intérêt général du projet	9
2.1. Contexte 9	
2.2. Présentation du projet d'installation d'une centrale photovoltaïque	10
2.3. Principes d'aménagement.....	14
2.4. Justifications de l'intérêt général du projet	17
3. Mise en compatibilité du Plan Local d'Urbanisme intercommunal (PLUi)	20
3.1. Dispositions du PLUi actuellement applicables.....	20
3.2. Modifications apportées au PLUi	21
3.3. Cohérence du projet avec les orientations du Projet d'Aménagement et de Développement Durables intercommunal (PADDi)	22
3.4. Articulation du PLUi avec les documents supérieurs.....	22
4. Evaluation environnementale	23
4.1. Etat initial du site 23	
4.1.1. Milieu humain.....	23
4.1.1. Milieu physique	23
4.1.1. Milieu naturel	23
4.2. Evaluation environnementale	25

Annexes 27

ANNEXE 1 : Etude de faisabilité solaire en vue de la mise en place d'installations solaires photovoltaïques au sol raccordées au réseau – Décembre 2017 – GINGER BURGEAP

ANNEXE 2 : AMO pour l'installation d'une centrale photovoltaïque au sol sur le site Cap Ecologia, analyse critique de l'étude de faisabilité – SERMET Sud-Ouest

1. Rappel des textes et déroulement de la procédure

1.1. Textes de référence relatifs aux procédures de déclaration de projet et de mise en compatibilité du PLUi

Le présent dossier est réalisé dans le cadre du développement du projet de parc photovoltaïque au sol dans le site de Cap Ecologia à Lescar. En l'état, les dispositions du Plan Local d'Urbanisme intercommunal (PLUi) ne permettent pas la réalisation de ce projet. Ainsi, il a été convenu d'engager une déclaration de projet pour la mise en compatibilité du PLUi sur le fondement des articles L 153-54 et suivants, R 153-15 et suivants et L 300-6 du code de l'urbanisme :

1.1.1. Déclaration de projet

Article L.300-6 du Code de l'urbanisme :

« L'Etat et ses établissements publics, les collectivités territoriales et leurs

groupements peuvent, après enquête publique réalisée conformément au chapitre III du titre II du livre Ier du code de l'environnement, se prononcer, par une déclaration de projet, sur l'intérêt général d'une action ou d'une opération d'aménagement au sens du présent livre ou de la réalisation d'un programme de construction. Les [articles L. 143-44 à L. 143-50](#) et [L. 153-54 à L. 153-59](#) sont applicables sauf si la déclaration de projet adoptée par l'Etat, un de ses établissements publics, un département ou une région a pour effet de porter atteinte à l'économie générale du projet d'aménagement et de développement durables du schéma de cohérence territoriale et, en l'absence de schéma de cohérence territoriale, du plan local d'urbanisme.

Lorsque la déclaration de projet est adoptée par l'Etat, elle peut procéder aux adaptations nécessaires du schéma directeur de la région d'Ile-de-France, d'un schéma d'aménagement régional des collectivités de l'article 73 de la Constitution, du plan d'aménagement et de développement durables de Corse schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires, d'une charte de parc naturel régional ou de parc national, du schéma directeur d'aménagement et de gestion des eaux, du schéma d'aménagement et de gestion des eaux, de la zone de protection du patrimoine architectural, urbain et paysager, du schéma

régional de cohérence écologique ou du plan climat-air-énergie territorial. Ces adaptations sont effectuées dans le respect des dispositions législatives et réglementaires applicables au contenu de ces règlements ou de ces servitudes.

Les adaptations proposées sont présentées dans le cadre des procédures prévues par les articles L. 143-44 à L. 143-50 et L. 153-54 à L. 153-59, auxquelles les autorités ou services compétents pour élaborer les documents mentionnés à l'alinéa précédent sont invités à participer.

Lorsque les adaptations proposées portent sur le schéma directeur de la région d'Ile-de-France, un schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires, un schéma d'aménagement régional des collectivités de l'article 73 de la Constitution ou le plan d'aménagement et de développement durables de Corse, elles sont soumises pour avis, avant l'enquête publique, à l'assemblée délibérante de la collectivité concernée. Leur avis est réputé favorable s'il n'est pas émis dans le délai de trois mois. Cet avis est joint au dossier soumis à enquête publique. En cas d'avis défavorable, la déclaration de projet ne peut être prise que par décret en Conseil d'Etat.

Une déclaration de projet peut être prise par décision conjointe d'une collectivité territoriale ou d'un groupement de collectivités territoriales et de l'Etat.

Lorsque l'action, l'opération d'aménagement ou le programme de construction est susceptible d'avoir des incidences notables sur l'environnement, les dispositions nécessaires pour mettre en compatibilité les documents d'urbanisme ou pour adapter les règlements et servitudes mentionnés au deuxième alinéa font l'objet d'une évaluation environnementale, au sens de la directive 2001/42/CE du Parlement européen et du Conseil, du 27 juin 2001, relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement.

Un décret en Conseil d'Etat détermine les conditions d'application du présent article. »

Pour rappel, au titre de l'article L300-1 du code de l'urbanisme : « Les actions ou opérations d'aménagement ont pour objets de mettre en oeuvre un projet urbain, une politique locale de l'habitat, d'organiser le maintien, l'extension ou l'accueil des activités économiques, de favoriser le développement des loisirs et du tourisme, **de réaliser des équipements collectifs** ou des locaux de recherche ou d'enseignement supérieur, de lutter contre l'insalubrité et l'habitat indigne ou dangereux, de permettre le renouvellement urbain, de sauvegarder ou de mettre en valeur le patrimoine bâti ou non bâti et les espaces naturels. »

L'installation d'une centrale photovoltaïque constitue une installation nécessaire à des équipements collectifs.

La mise en comptabilité est engagée en cas d'incompatibilité avec le PLU d'une opération faisant l'objet d'une déclaration de projet.

1.1.2. Déclaration de projet et mise en compatibilité du PLU

Article L. 153-54 du Code de l'urbanisme :

« Une opération faisant l'objet d'une déclaration d'utilité publique, d'une procédure intégrée en application de l'article L. 300-6-1 ou, si une déclaration d'utilité publique n'est pas requise, d'une déclaration de projet, et qui n'est pas compatible avec les dispositions d'un plan local d'urbanisme ne peut intervenir que si :

1° L'enquête publique concernant cette opération a porté à la fois sur l'utilité publique ou l'intérêt général de l'opération et sur la mise en compatibilité du plan qui en est la conséquence ;

2° Les dispositions proposées pour assurer la mise en compatibilité du plan ont fait l'objet d'un examen conjoint de l'Etat, de l'établissement public de coopération intercommunale compétent ou de la commune et des personnes publiques associées mentionnées aux articles [L. 132-7](#) et [L. 132-9](#).

Le maire de la ou des communes intéressées par l'opération est invité à participer à cet examen conjoint.

Article L.153-55 du Code de l'urbanisme :

« Le projet de mise en compatibilité est soumis à une enquête publique réalisée conformément au chapitre III du titre II du livre Ier du code de l'environnement :

1° Par l'autorité administrative compétente de l'Etat :

a) Lorsqu'une déclaration d'utilité publique est requise ;

b) Lorsqu'une déclaration de projet est adoptée par l'Etat ou une personne publique autre que l'établissement public de coopération intercommunale compétent ou la commune ;

c) Lorsqu'une procédure intégrée mentionnée à l'article L. 300-6-1 est engagée par l'Etat ou une personne publique autre que l'établissement public de coopération intercommunale compétent ou la commune ;

2° Par le président de l'établissement public de coopération intercommunale compétent ou le maire dans les autres cas.

Lorsque le projet de mise en compatibilité d'un plan local d'urbanisme intercommunal ne concerne que certaines communes,

l'enquête publique peut n'être organisée que sur le territoire de ces communes. »

Article L.153-57 du Code de l'urbanisme :

« A l'issue de l'enquête publique, l'établissement public de coopération intercommunale compétent ou la commune :

1° Emet un avis lorsqu'une déclaration d'utilité publique est requise, lorsque la déclaration de projet est adoptée par l'Etat ou lorsqu'une procédure intégrée mentionnée à l'article [L. 300-6-1](#) est engagée par l'Etat. Cet avis est réputé favorable s'il n'est pas émis dans le délai de deux mois ;

2° Décide la mise en compatibilité du plan dans les autres cas. »

Article L.153-58 du Code de l'urbanisme :

La proposition de mise en compatibilité du plan éventuellement modifiée pour tenir compte des avis qui ont été joints au dossier, des observations du public et du rapport du commissaire ou de la commission d'enquête est approuvée :

1° Par la déclaration d'utilité publique, lorsque celle-ci est requise ;

2° Par la déclaration de projet lorsqu'elle est adoptée par l'Etat ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent ou la commune ;

3° Par arrêté préfectoral lorsqu'une procédure intégrée mentionnée à l'article [L. 300-6-1](#) est engagée par l'Etat ;

4° Par délibération de l'établissement public de coopération intercommunale compétent ou du conseil municipal dans les autres cas. A défaut de délibération dans un délai de deux mois à compter de la réception par l'établissement public ou la commune de l'avis du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête, la mise en compatibilité est approuvée par arrêté préfectoral.

Article R.153-13 du Code de l'urbanisme :

« Lorsqu'il y a lieu de procéder à l'examen conjoint des dispositions proposées pour assurer la mise en compatibilité du plan local d'urbanisme prévue par les articles L.153-49 et L.153-54, cet examen conjoint a lieu avant l'ouverture de l'enquête publique, à l'initiative de l'autorité chargée de la procédure.

Le procès-verbal de la réunion d'examen conjoint est joint au dossier de l'enquête publique. »

Article R.153-15 du Code de l'urbanisme :

Les dispositions du présent article sont applicables à la déclaration de projet d'une opération qui n'est pas compatible avec un plan local d'urbanisme et ne requiert pas une déclaration d'utilité publique :

1° Soit lorsque cette opération est réalisée par la commune ou par l'établissement public de coopération intercommunale compétent en matière de plan local d'urbanisme et nécessite une déclaration de projet en application de l'[article L. 126-1 du code de l'environnement](#) ;

2° Soit lorsque la commune ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent en matière de plan local d'urbanisme a décidé, en application de l'article [L. 300-6](#), de se prononcer, par une déclaration de projet, sur l'intérêt général d'une action ou d'une opération d'aménagement ou de la réalisation d'un programme de construction.

Le président de l'organe délibérant de l'établissement public ou le maire mène la procédure de mise en compatibilité.

L'organe délibérant de l'établissement public de coopération intercommunale ou le conseil municipal adopte la déclaration de projet.

La déclaration de projet emporte approbation des nouvelles dispositions du plan local d'urbanisme. »

1.2. Déroulement de la procédure

➔ Par arrêté du président de la Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées (CAPBP)

du 10/06/2022, la déclaration de projet avec mise en compatibilité du PLUi est prescrite.

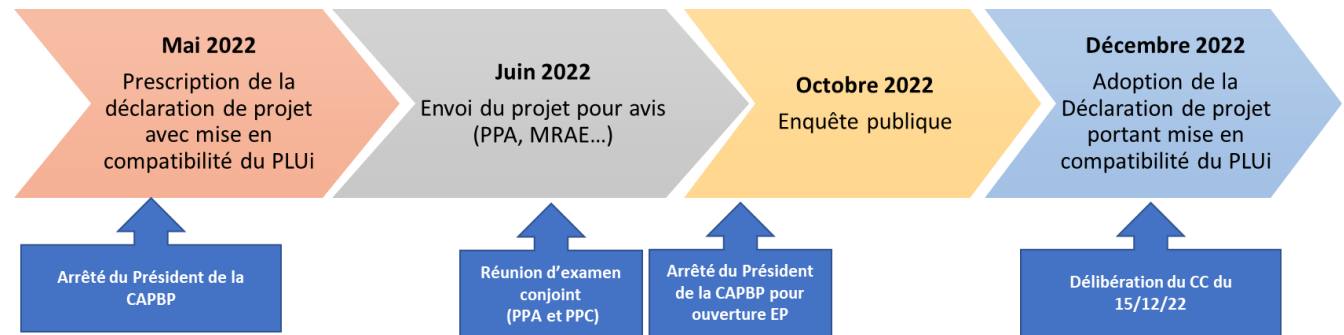
→ Après rédaction des dossiers de présentation de la déclaration de projet portant mise en compatibilité du PLUi, les personnes publiques associées ainsi que la Mission régionale de l'Autorité Environnementale (MRAE) sont sollicitées pour avis.

→ Une réunion d'examen conjoint avec les personnes publiques associées et les personnes publiques consultées est organisée. Elle donne lieu à la rédaction d'un procès-verbal.

→ Une enquête publique est organisée conformément au code de l'urbanisme et au code de l'environnement.

→ Enfin, la déclaration de projet emportant approbation des nouvelles dispositions du PLUi est approuvée par délibération du conseil communautaire.

Calendrier prévisionnel



2. L'intérêt général du projet

2.1. Contexte

L'ancienne décharge de Lescar est située à environ 7 km au nord-ouest de la ville de Pau, au bord du lac artificiel du Laroin, à proximité du Gave de Pau. Le site comprend une usine d'incinération d'ordures ménagères, un centre de tri et de traitement des déchets, une usine de dépollution des eaux usées, ainsi qu'une plateforme pédagogique sur l'environnement.

Les plus proches quartiers d'habitations sont situés à :

- 550 m au sud-ouest sur l'autre rive du Gave de Pau derrière la forêt alluviale, *
- 1.1 km au nord-est après la zone industrielle, artisanale et commerciale

Par arrêté préfectoral n° 94/IC/175 du 4 octobre 1994 de prescrire des mesures de réhabilitation, dont les travaux ont été achevés en décembre 2004, et qui ont compris la mise en place d'une couverture étanche, la gestion des biogaz (par récupération et brûlage), la gestion des lixiviats et des eaux de ruissellement, la végétalisation et les aménagements paysagers.

En ce qui concerne le contexte environnemental, cette ancienne décharge fait

partie du périmètre de la zone NATURA 2000 « Gave de Pau ». Par ailleurs, le lac artificiel du Laroin est inclus dans la ZNIEFF « Réseau hydrographique du Gave de Pau et ses annexes hydrauliques ». Ces éléments ont été pris en considération lors de l'étude d'impact environnemental.



2.2. Présentation du projet d'installation d'une centrale photovoltaïque

Le projet se situe à Lescar dans un environnement industriel, artisanal et commercial.

La parcelle concernée est numérotée AO 246, le site de projet occupe une partie de la parcelle pour une surface d'environ 5 ha.

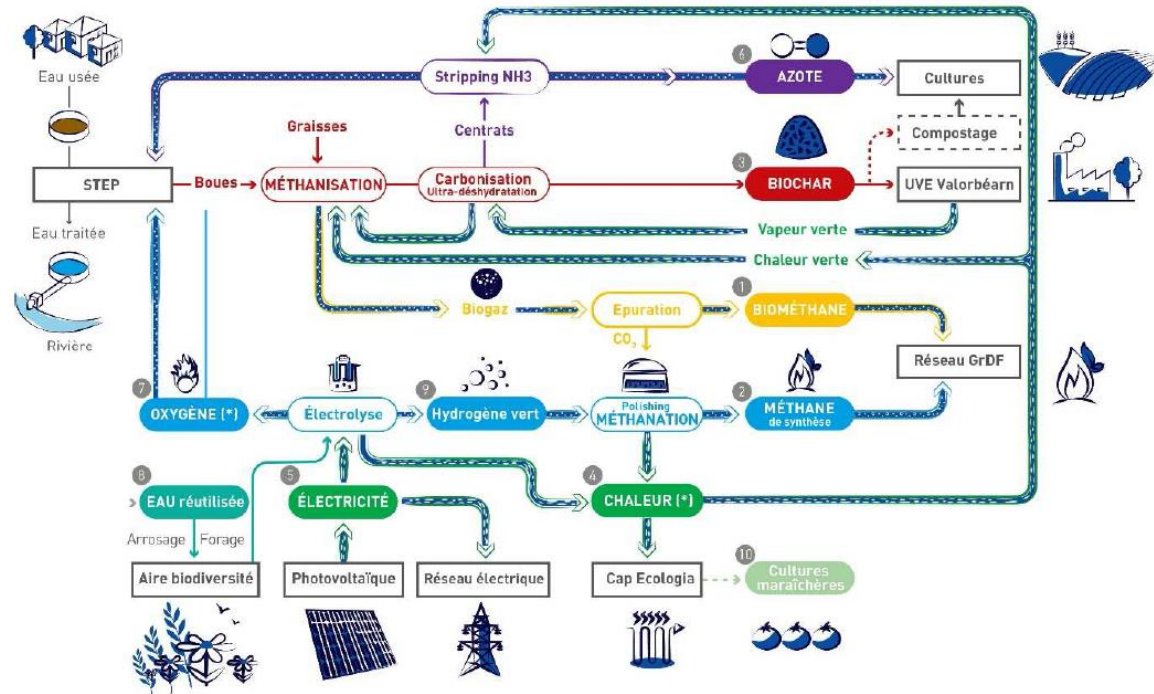
Le site de projet est accessible depuis l'usine de dépollution des eaux usées de la Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées. L'usine de dépollution des eaux usées et la plate-forme de compostage bordent le périmètre au Nord Est. Les activités liées aux déchets sont situées à l'Est de l'usine de dépollution des eaux usées : incinérateur des ordures ménagères et zone de collecte des déchets de l'agglomération. Le projet est également situé au Nord-Est du lac de Laroin (ancienne gravière exploitée par le groupe Daniel), qui longe le Gave de Pau.

Le projet de centrale photovoltaïque s'inscrit dans un projet plus global qui inclut les unités nouvelles de biométhanisation et méthanation.

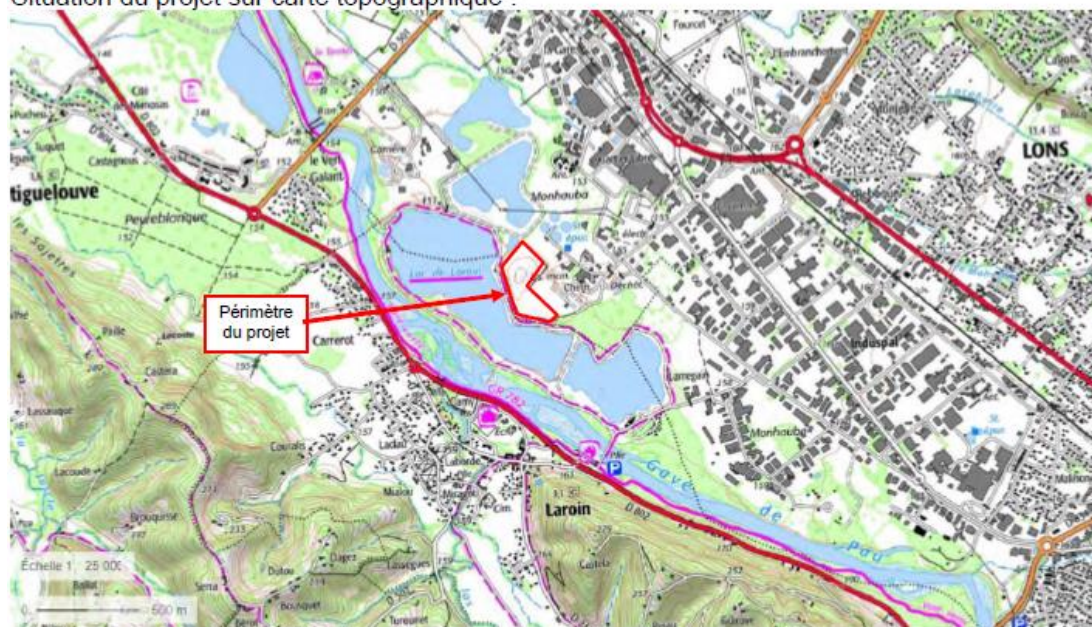
L'énergie photovoltaïque contribuera à produire l'hydrogène vert nécessaire à la méthanation.

En effet, la méthanation du gaz carbonique CO_2 nécessite de l'hydrogène vert. Celui-ci est produit in-situ grâce à l'électrolyse de l'eau, alimentée par de l'électricité photovoltaïque.

Pour cela, la Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées prévoit d'implanter 12 000 m^2 de panneaux photovoltaïques à proximité immédiate de l'usine de dépollution des eaux usées. L'électricité verte non-utilisée par la méthanation pourra être réinjectée sur le réseau électrique interne pour alimenter l'usine de dépollution.



Situation du projet sur carte topographique :



Crédit photo : Eric Labuyere



Dans le site de l'ancienne décharge, deux zones peuvent être distinguées :

- Une zone située au sud avec un dôme entouré de digues avec une pente importante. Un belvédère à usage pédagogique a été installé au sommet du dôme
- Une zone située au nord avec une pente beaucoup plus faible.

Source photographies : BURGEAP

Photographie 1 : Vue sur l'extrémité sud de la zone située au sud de la décharge



Photographie 3 : Vue globale du site (en direction du nord) depuis le belvédère



La torchère de brûlage du biogaz est visible à droite de la photo

Photographie 2 : Belvédère



2.3. Principes d'aménagement

La topologie du terrain amène à considérer une surface utile dont le périmètre est indiqué sur la figure ci-contre (source : BURGEAP).

On peut constater sur cette figure un étranglement de cette surface entre les parties sud et nord, du fait d'une part d'une pente localement plus prononcée, et de la présence de la torchère d'autre part.

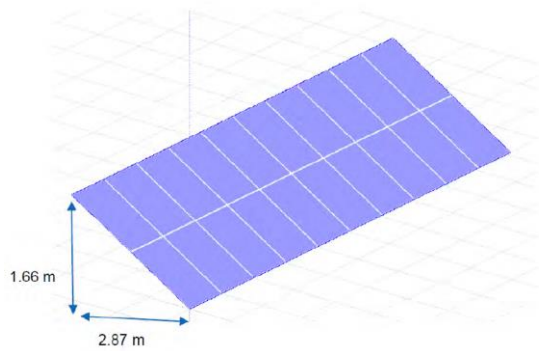
Cette surface utile occupe environ 3,1 ha.

Le projet prévoit l'installation de panneaux photovoltaïques ainsi qu'un local technique et un poste de livraison.



Deux variantes ont été étudiées pour l'installation des panneaux photovoltaïques. La solution ci-contre a été retenue pour une maximisation de la production d'énergie.

Disposition des modules en table



Le bureau d'études GINGER BURGEAP a réalisé en 2017 une étude de faisabilité solaire (technique, économique et type de montage pour ce projet) en vue de la mise en place d'installations solaires photovoltaïques au sol raccordées au réseau dont sont issues les informations et illustrations précédentes. Cette étude a par la suite fait l'objet d'une analyse critique par le bureau d'études SERMET Sud-Ouest.

Ces deux études détaillées sont en annexe de la présente notice de présentation.

La Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées a décidé que la centrale photovoltaïque ne serait pas raccordée au réseau public de distribution d'électricité mais aux installations voisines (usine de dépollution des eaux usées, méthanisation) dans le cadre d'un schéma d'autoconsommation individuelle.

Une utilisation en circuit fermé par les équipements de biométhanisation / méthanisation des boues de l'usine de dépollution des eaux usées est prévue. Le raccordement au réseau ENEDIS n'est pas prévu mais sera étudié ultérieurement pour permettre un éventuel délestage d'énergie non consommée.

Le maître d'ouvrage et porteur de ce projet est la Communauté d'agglomération Pau Béarn Pyrénées.

2.4. Justifications de l'intérêt général du projet

La création d'une centrale photovoltaïque sur cette ancienne décharge se justifie pour plusieurs raisons.

Tout d'abord, ce projet vise à faire émerger un projet de développement des énergies renouvelables à l'échelle de l'agglomération.

Le Schéma de Cohérence Territoriale (SCoT, approuvé en 2015) fait des économies d'énergie une priorité et entend également accompagner le développement des énergies renouvelables pour favoriser une moindre utilisation des énergies dites fossiles et polluantes. Plus précisément, le SCoT demande de s'inscrire dans la valorisation des déchets à des fins énergétiques et d'encourager la valorisation énergétique des productions ou déchets agricoles (type méthanisation).

Cette opération s'inscrit également dans les objectifs de développement durable actés par le Plan Climat (PCAET, approuvé en 2018) de la Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées et de neutralité carbone à l'horizon 2040.

Le PCAET est un projet de territoire qui vise la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), l'adaptation au changement climatique,

la sobriété énergétique, la qualité de l'air, et le développement des énergies renouvelables.

La Communauté d'Agglomération a retenu le scénario suivant pour parvenir à ces objectifs à l'horizon 2030 :

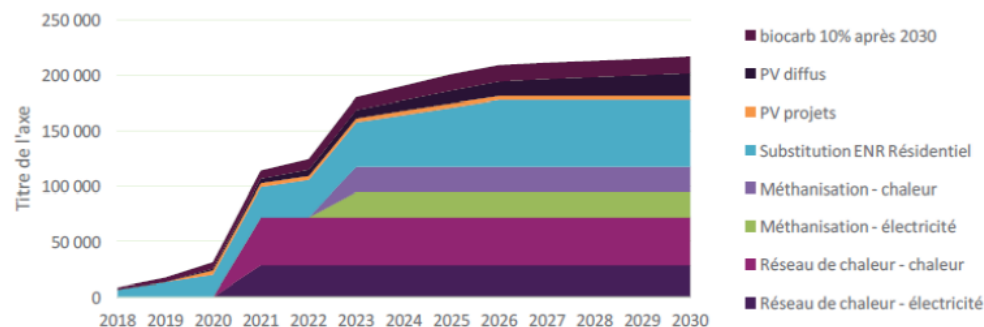
- réduction de 27% des émissions de GES par rapport à 1990,
- réduction de 20% de la consommation énergétique finale par rapport à 2012,
- +114% d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie,
- réduction de 10% des polluants atmosphériques.

Une des orientations du PCAET est donc de produire massivement les énergies renouvelables et de récupération.

Extrait du PCAET de la CAPBP

Scénario sur les énergies renouvelables

Le scénario de développement des ENR est précisé dans le schéma ci-dessous par énergie :
ENR additionnelles sur la CA Pau Béarn Pyrénées



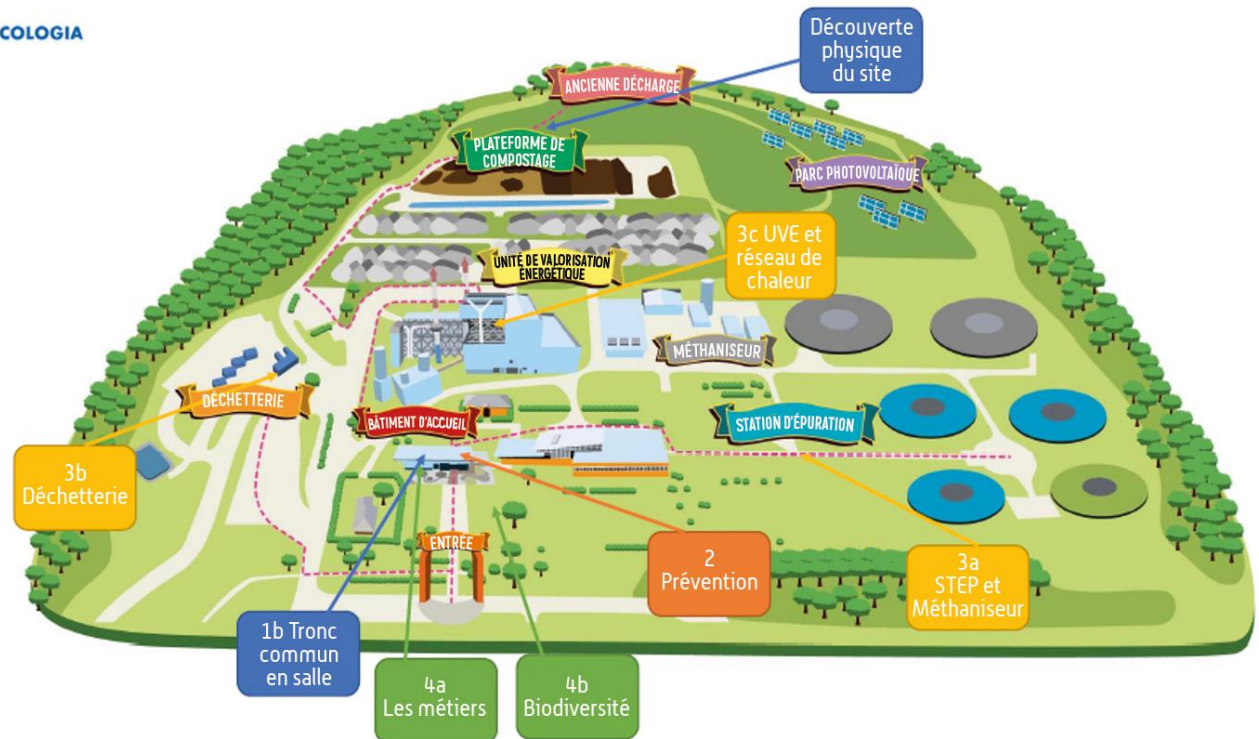
Ce projet contribue donc à la réalisation de ces objectifs.

Le projet de centrale photovoltaïque présente des synergies fortes avec les autres installations environnementales du site Cap Ecologia.

La solution retenue pour l'implantation des panneaux photovoltaïques est celle qui maximise la production d'électricité et présente un bilan environnemental intéressant (bureau d'études Sermet).

Bilan environnemental - variante 2

Production électricité PV	2 841 MWh/an
	244 TEP ef
Conversion énergie primaire	630 TEP ep
Emission CO2 évitées	250 tonnes/an
	tonnes 20
	0 ans
Déchets radioactifs évités	29 kg/an
	kg sur 20
	0 ans
<i>dont déchet vie longue</i>	<i>9%</i>
Eq. conso élec annuelle de	888 familles
<i>(hors chauffage électrique)</i>	



Enfin, grâce à ce projet, il s'agit de requalifier et valoriser un site largement anthropisé (ancienne décharge) et participer à la requalification globale de Cap Ecologia.

Le projet de centrale photovoltaïque sur un ancien site de stockage des déchets, à proximité immédiate des installations prochaines de méthanisation et de méthanation présente un intérêt majeur pour plusieurs raisons :

- ✓ **Il participe à ce projet global d'économie circulaire et de transition énergétique ;**
- ✓ **Il permet de valoriser un site anthropisé (ancienne décharge) ;**
- ✓ **Il participe à l'économie locale et au développement de filières novatrices.**

3. Mise en compatibilité du Plan Local d'Urbanisme intercommunal (PLUi)

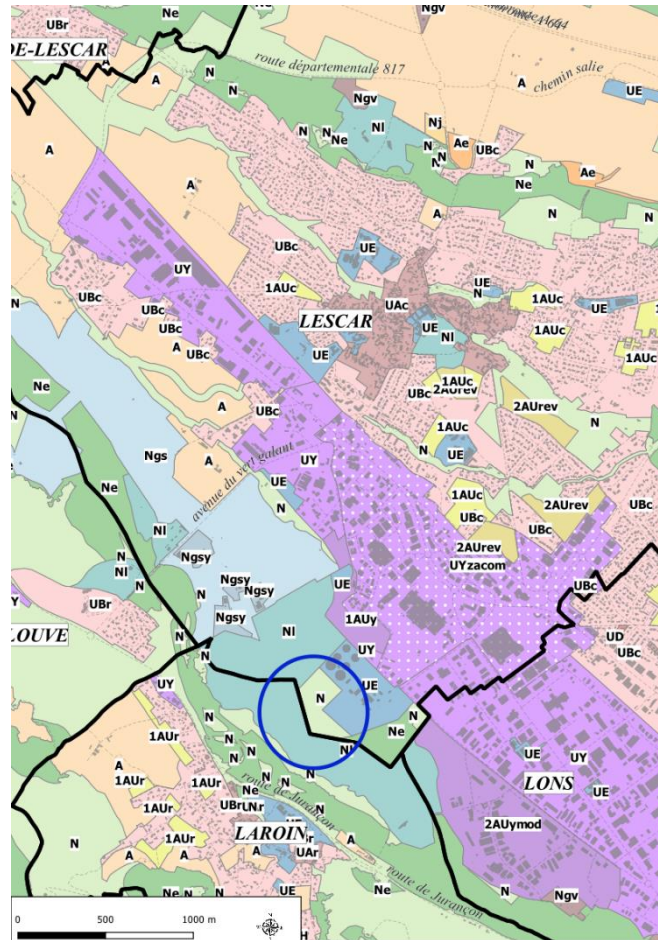
3.1. Dispositions du PLUi actuellement applicables

La parcelle AO 246 est classée pour partie en zone N et pour partie en zone UE.

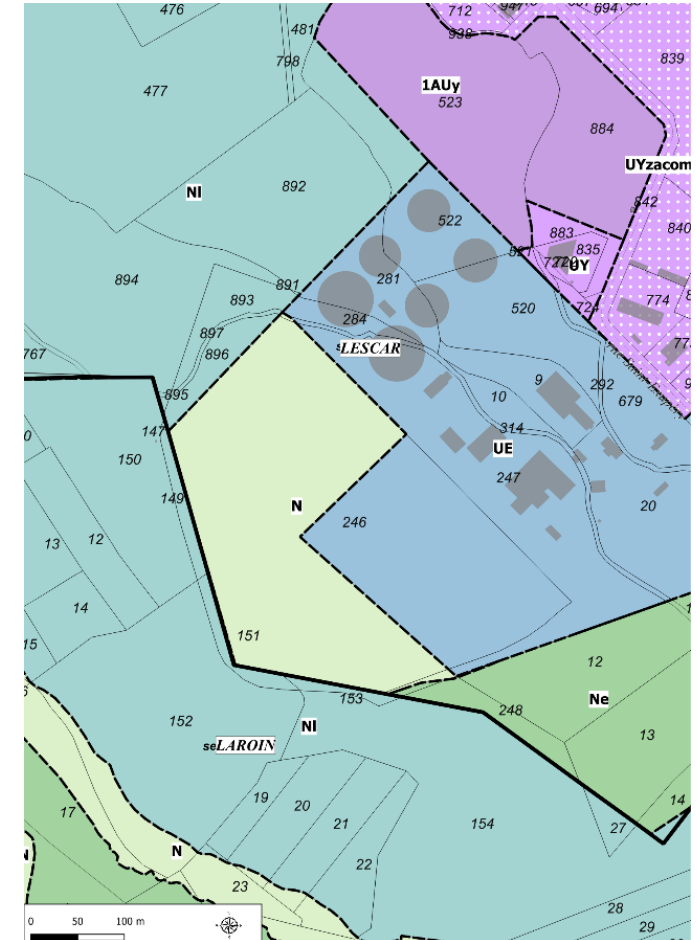
Le projet de centrale photovoltaïque se situera sur la partie en zone N (qui représente une surface d'environ 6,4 ha).

Ce type de projet n'étant pas autorisé en zone N, il s'agit donc de faire évoluer le zonage.

Plan de situation



Règlement graphique du PLUi avant modification

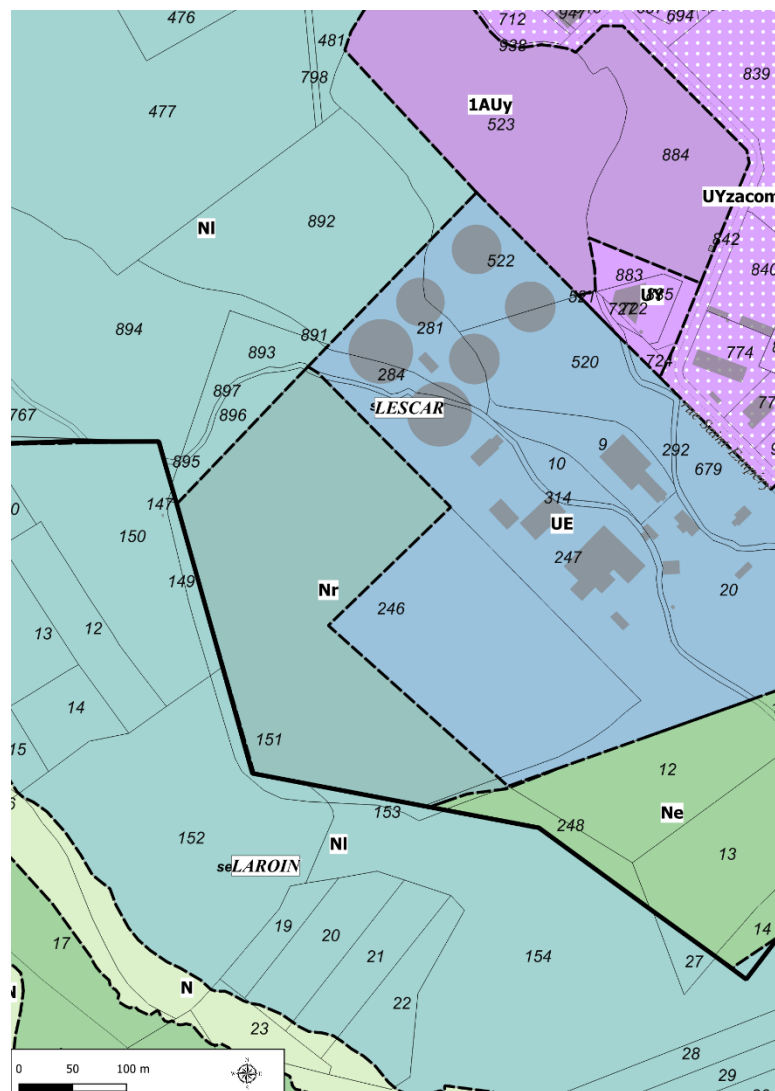


3.2. Modifications apportées au PLUi

Pour la mise en œuvre de ce projet, il s'agit de revoir le zonage de cette parcelle, en passant de la zone « N » à la zone « Nr ».

Le secteur « Nr » correspond à « un secteur isolé des anciens sites à usages industriels en reconversion (anciens puits de gaz, anciennes décharges...) destinés à être réhabilités pour des installations et constructions en lien avec les énergies renouvelables (fermes photovoltaïques, etc.) ou autres activités permettant de revaloriser ces espaces artificialisés. »

Règlement graphique du PLUi après modification



3.3. Cohérence du projet avec les orientations du Projet d'Aménagement et de Développement Durables intercommunal (PADDi)

Le Projet d'Aménagement et de Développement Durables intercommunal (PADDi) met en avant dans ses « valeurs fondatrices » la « durabilité du territoire ». En effet, « le projet s'attachera à favoriser la transition énergétique et l'adaptation au changement climatique et à économiser les ressources. ».

« Le développement du bio gaz et de la méthanisation sera encouragé. » Le projet de centrale s'inscrit et contribue à un projet plus global sur le site de Cap Ecologia.

3.4. Articulation du PLUi avec les documents supérieurs

Le PLUi se doit d'être « compatible » et de « prendre en compte » d'autres documents de planification.

En application des dispositions du code de l'urbanisme, le PLUi doit être compatible avec :

- Le Schéma de Cohérence Territoriale (SCoT) du Grand Pau approuvé par le Comité

Syndical du Syndicat Mixte du Grand Pau, le 29 juin 2015 ;

- Le Plan de Déplacements Urbains de Pau Béarn Pyrénées Mobilités approuvé le 26 janvier 2021 ;
- Le Programme local de l'habitat (PLH) de la Communauté d'Agglomération Pau Béarn Pyrénées (CAPBP) pour la période 2018-2023 adopté le 29 mars 2018 ;
- Le Plan d'Exposition au Bruit de l'aérodrome de Pau Pyrénées approuvé le 13 décembre 2010 Les documents que le PLUi doit prendre en compte ;

En application des dispositions du code de l'urbanisme, le PLUi doit prendre en compte le PCAET de l'agglomération de Pau approuvé en juin 2018.

La déclaration de projet portant mise en compatibilité du PLUi n'engendre pas d'évolution qui remette en cause la compatibilité et la prise en compte de ces documents supérieurs.

4. Evaluation environnementale

La présente procédure de déclaration de projet emportant mise en compatibilité du document d'urbanisme est soumise à évaluation environnementale, dans la mesure où :

- le site est concerné par une protection Natura 2000,
- la mise en compatibilité du PLU a pour effet de réduire une zone naturelle (zone N).

Aussi, une évaluation environnementale a été menée en vue de la réalisation de ce projet. Des éléments de synthèse seront présentés ci-dessous. **L'étude complète réalisée par le bureau d'études Voisin Consultant fait partie du dossier de déclaration de projet et mise en compatibilité du PLU et jointe à la présente notice.**

4.1. Etat initial du site

4.1.1. Milieu humain

Le projet est situé dans la commune de Lescar dans un environnement industriel, artisanal et commercial. Les plus proches quartiers d'habitations sont situés à :

- 550 m au Sud-Ouest sur l'autre rive du Gave de Pau derrière la forêt alluviale,

- 1.1 km au Nord-Est après la zone artisanale et commerciale.

L'enjeu est donc très faible en termes de milieu humain.

4.1.1. Milieu physique

Il y a un enjeu lié au site et sol pollué. Il est indispensable de maintenir l'imperméabilité de la couverture étanche sur la décharge et d'assurer le suivi du site (suivi des eaux pluviales et des lixiviats). Il n'y a pas de fort enjeu sur l'eau potable et sur l'activité agricole vu les zonages. Le projet est situé hors de la limite de crue centennale établie par les études du Syndicat Mixte du Bassin du Gave de Pau. L'aléa séisme est retenu. L'enjeu est modéré par rapport au paysage et par rapport aux riverains les plus proches.

4.1.1. Milieu naturel

En synthèse sur le réseau Natura 2000 :

- o En superposition avec le projet : SIC Gav de Pau (FR7200781)
- o En superposition avec le projet : ZPS Barrage d'Artix et saligue du Gave de Pau (FR7212010)

En synthèse sur les ZNIEFF :

- o A proximité du périmètre : ZNIEFF de type II du Réseau hydrographique du Gave de Pau et ses annexes hydrauliques (720012970)

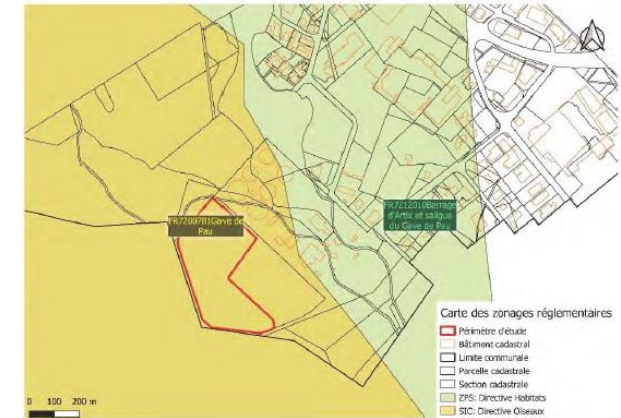
Le périmètre d'étude est situé dans un site ZICO :

- o Dans l'emprise du site d'étude : ZICO Barrage d'Artix et saligue du Gave de Pau.

Le périmètre d'étude est situé dans un réservoir de biodiversité :

- o Dans l'emprise du site d'étude : MH Gave de Pau et saligues, Barrage d'Artix et Vallon du Clamonde ; Milieux : humide ;

A proximité : Parc Naturel Urbain de Pau



Investigations écologiques

Des recensements d'espèces ont eu lieu en 2019 et 2021.

Tableau de synthèse des enjeux observés

Groupe	Nombre d'espèces (habitats)	Patrimoine ER3	Patrimoine ER2	Patrimoine ER1	niveau d'exhaustivité des inventaires	Appréciation qualitative / potentialités	Recommandations / mesures
Habitat	2	0	0	0	assez bon	nette évolution des friches entre 2019 et 2021, avec structuration vers une prairie à <i>Arrhenatherum elatius</i> dominant, pauvre en espèces; pas d'enjeu conservatoire	
Flore	107	0	1	0	assez bon	augmentation des espèces prairiales et diminution des espèces des friches sous l'effet du pâturage et de la fauche partielle de la parcelle; 1 espèce assez rare en Aquitaine, liée aux stades de friches sèches, non revue en 2021.	
Mammifères	11	1	3	3	moyen	groupe des micromammifères probablement sous-estimé; zone de chasse pour 6 espèces de chiroptères, avec une large dominance de la Pipistrelle commune	
Oiseaux	42	0	3	10	assez bon	diversité intrinsèque faible (nombreuses espèces liées aux habitats de contacts: haies, lisières, plans d'eau); pas d'enjeu significatif.	
Amphibiens	2	0	0	2	moyen	peuplement lié aux habitats périphériques; pas d'enjeu intrinsèque	
Reptiles	0	0	0	0	moyen	pas d'observation; potentialités faibles à très faibles malgré les interstices dans les horizons superficiels du sol (micromammifères)	
Odonates	5	0	0	0	moyen	uniquement des espèces erratiques, liées aux habitats périphériques. Pas de nouvelles observation en 2021	
Rhopalocères	9	0	0	0	moyen	uniquement des espèces ubiquistes des friches et prairies mésophiles; pas d'enjeu significatif pour ce groupe d'insectes.	maintien / aménagement d'une zone favorable au Cuivré des marais en limite de Lescar 1 et 2 (rôle de corridor)
Orthoptères	15	1	1	0	moyen	Présence d'un Grillon rare en Aquitaine, inféodé à la compostière (micro-climat chaud); un Criquet palustre en bordure de bassin, probablement erratique sur Lescar1 (non revu en 2021)	
Autres	1	0	0	0	non significatif	pas d'autre enjeu.	
Total:	194	2	8	15	assez bon	Enjeu globalement peu significatif, comme sur Lescar 1, les espèces patrimoniales observées étant liées aux habitats périphériques (chiroptères en chasse, avifaune, amphibiens) ou erratiques sur le site (rhopalocères, orthoptères)	Aménagement / gestion d'une petite zone humide entre Lescar 1 et 2 en faveur du Cuivré des marais (rôle de corridor dans la dispersion de l'espèce).

4.2. Evaluation environnementale

Synthèse des impacts sur le milieu humain

Item	Etat	Niveau d'enjeu	Impacts
Effets optiques : impacts pour la population	Projet en zone d'activités	Faible	Impact global faible à nul : par l'orientation des panneaux pour les riverains les plus proches et l'éloignement pour les autres riverains.
Champs électriques et magnétiques	Projet en zone d'activités	Faible	Impact faible à nul au regard de l'éloignement des riverains et du choix retenu pour le projet de l'autoconsommation de l'énergie produite par la station d'épuration.
Effets du bruit	Projet en zone d'activités	Faible	Impact faible à nul vu la distance avec les plus proches riverains ou activités.
Maintenance	Projet en zone d'activités	Faible	Impact jugé faible à nul en raison de la nécessité déjà présente de surveillance de cette ancienne décharge.
Paysage et vis-à-vis sur le périmètre	L'enjeu est modéré par rapport au paysage de riverains et vis-à-vis car le projet en zone d'activités (habitations les plus proches à plus de 500m derrière un corridor boisé)	Enjeu faible	Faible car les bâtiments les plus proches sont des entreprises, par l'orientation des panneaux vers le Sud. Encore plus faible pour les riverains éloignés et la vue de puis la cathédrale.

Synthèse des impacts sur le milieu physique

Item	Etat	Niveau d'enjeu	Impacts
Géologie	Couverture étanche	Nul	Nul
Pédologie	Couverture étanche	Nul	Nul Consommation d'espace : modéré par la nature des sols déjà modifiée Imperméabilisation des sols : nul car déjà étanche Recouvrement du sol : nul
Zones humides	Zones humides absentes	Nul	Nul
Contexte hydrogéologique	Couverture étanche et suivi piézométrique	Nul	Nul
Milieu aquatique	Absence de cours d'eau et fossés au sein du périmètre	Nul	Nul Modification des écoulements : nul Pollutions : Impact modéré car ruissellement sur bâche étanche recouvrant une décharge, avec analyse régulière des lixiviats et eaux de ruissellement
Aléas, enjeux et risques	Les aléas recensés sont faibles à modérés (sismique, Inondations, transports marchandises dangereuses) Séisme d'intensité moyenne	Faible ou Modéré (séisme) Hors inondation (crue centennale) Enjeu faible car le projet implique une faible présence humaine	Risque faible
Relief et paysage général	Il n'y a pas d'enjeu de conservation du paysage	Nul	Nul

Synthèse des impacts sur le milieu naturel

Item	Etat	Niveau d'enjeu	Impacts à priori (à confirmer par l'étude d'impact du projet)
Habitat	2 habitats sans enjeu de conservation	Nul	Nul
Flore	1 espèce assez rare en Aquitaine contactée en 2019 et non revue en 2021	Faible car non revue en 2021	Nul
Mammifères	1 espèces à enjeu fort, 3 espèces à enjeu moyen et 3 espèces à enjeu faible	Nul	Nul
Oiseaux	3 espèces à enjeu moyen et 10 espèces à enjeu faible	Faible car présence liée aux habitats périphériques	Nul
Amphibiens	2 espèces à enjeu faible	Nul	Nul
Reptiles		Pas d'enjeu	Nul
Odonates	5 espèces liées aux habitats périphériques	Nul	Nul
Rhopalocères		Pas d'enjeu	Nul
Orthoptères	1 espèce à enjeu fort et 1 espèce à enjeu moyen	Nul car erratiques sur le site	Nul
Autres		Pas d'enjeu	Nul

Les investigations sur deux années (2019 et 2021) n'ont pas permis de mettre en évidence des habitats, de la flore ou de la faune à fort enjeu conservatoire lié au périmètre de projet.

Le projet ne sera pas de nature à remettre en cause la conservation des habitats et espèces Natura 2000 et les sites associés.

De manière générale, l'évaluation environnementale établit qu'il n'existe pas d'incidence notable négative de la mise en compatibilité du PLUi sur l'environnement.

Annexes

ANNEXE 1 : Etude de faisabilité solaire
en vue de la mise en place d'installations
solaires photovoltaïques au sol
raccordées au réseau – Décembre 2017
– GINGER BURGEAP

COMMUNAUTE D'AGGLOMERATION PAU BEARN PYRENEES

Hôtel de France – 2 bis Place Royale – BP 547
64010 Pau Cedex

Etude de faisabilité solaire en vue de la mise en place d'installations solaires photovoltaïques au sol raccordées au réseau

Rapport

Réf : CICESO172832 / RICESO00552-02

ALGU / EDL / MCN

22/12/2017



COMMUNAUTE D'AGGLOMERATION PAU BEARN PYRENEES

Hôtel de France – 2 bis Place Royale – BP 547 64010 Pau Cedex
 Etude de faisabilité solaire en vue de la mise en place d'installations solaires photovoltaïques au sol raccordées au réseau

Ce rapport a été rédigé avec la collaboration de :

Objet de l'indice	Date	Indice	Rédaction		Vérification		Validation	
			Nom	Signature	Nom	Signature	Nom	Signature
Rapport	05/12/2017	01	A. GUIAVARCH	ALGU	E. LECOMPTE	EDL	M. COHEN	MCN
Rapport	03/01/2018	02	A. GUIAVARCH	ALGU				
Rapport	16/01/2018	03	GUIAVARCH	ALGU				

Numéro de contrat / de rapport :	Réf : CICESO172832 / RICESO00552-022
Numéro d'affaire :	A40468
Domaine technique :	Energie Solaire
Mots clé du thésaurus	ETUDE DE FAISABILITE CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE ANCIENNE DECHARGE

Agence Sud-Ouest • 4 Boulevard Jean-Jacques Bosc - Les portes de Bègles – 33130 Begles
 Tél. 33 (0) 5.56.49.38.22 • Fax 33 (0) 5.56.49.89.69 • agence.de.bordeaux@burgeap.fr

SOMMAIRE

Introduction	5
1. Périmètre de l'étude.....	5
2. Description du site.....	8
3. Récapitulatif des résultats de l'étude.....	12
4. Présentation technique et dimensionnement du projet	13
4.1 Gisement solaire	14
4.2 Module photovoltaïque	14
4.3 Implantation des capteurs photovoltaïques	15
4.4 Modélisation et simulation du productible	21
4.5 Branchement électrique	24
5. Bilan économique	27
5.1 Principes de bases sur les appels d'offre de la CRE	27
5.2 Bilan économique de l'opération.....	28
6. Bilan environnemental	32
7. Solutions de montage et de financement de projet	33
7.1 Typologie de solutions de montage de projet.....	33
7.1.1 La collectivité finance seule le projet.....	33
7.1.2 La collectivité participe partiellement au financement	34
7.1.3 La collectivité n'investit pas dans le projet	37
7.1.4 Participation citoyenne	37
7.2 Eléments de comparaison de deux solutions de montage de projet	39
8. Calendrier de développement de projet.....	42
9. Conclusion	44

TABLEAUX

Tableau 1. Récapitulatif des résultats de l'étude.....	12
Tableau 2. Principales caractéristiques de l'installation pour les deux variantes.....	21
Tableau 3. Synthèse des mécanismes de soutien pour les centrales photovoltaïque	27
Tableau 4. Projets lauréats de l'AO de la CRE pour la deuxième période (juillet 2017) en région Nouvelle Aquitaine.....	28
Tableau 5. Dépenses d'investissement.....	28
Tableau 6. Dépenses d'exploitation (hors loyer et taxes), pour la première année d'exploitation.....	29
Tableau 7. Bilan économique pour les deux variantes.....	30
Tableau 8. Bilan économique pour les deux variantes.....	32
Tableau 9. Répartition des retombées issues de la fiscalité (CVAE et IFR) pour les collectivités	40
Tableau 10. Retombées économiques issues de la fiscalité et du loyer.....	40
Tableau 11. Comparaison entre les deux types de montage : société de projet initiée par la collectivité ou pris en charge par un développeur indépendant	41

FIGURES

Figure 1 : Vue globale du site de Lescar	5
--	---

Figure 2 : Plan local d'urbanisme	6
Figure 3 : Visualisation de l'emprise de la zone NATURA 2000	7
Figure 4 : Surface utile pour l'implantation de la centrale PV.....	11
Figure 5 : Schéma de principe d'une installation photovoltaïque au sol raccordée au réseau public d'électricité.....	13
Figure 6 : Relevé de masques lointains	14
Figure 7 : Exemple de module PV commercialisé et correspondant aux caractéristiques utilisées dans la simulation	15
Figure 8 : Vue d'ensemble de l'installation – Variante 1	16
Figure 9 : Vue d'ensemble de l'installation – Variante 2	17
Figure 10 : Disposition des modules en table	18
Figure 11 : Vue en coupe et distance entre les tables de module	18
Figure 12 : Exemple de disposition des modules en table (positionnement des modules en mode portrait), avec deux modules en hauteur et vingt modules en longueur	19
Figure 13 : Structure porteuse avec longrine en béton	20
Figure 14 : Structure porteuse avec dalle en béton	20
Figure 15 : Exemple de structure porteuse avec longrine en béton.....	21
Figure 16 : Evolution de la production en fonction du mois de l'année (variante 1)	23
Figure 17 : Evolution de la production électrique du 29 mai au 6 juin inclus (variante 1)	23
Figure 18 : Schéma simplifié de branchement électrique du système photovoltaïque jusqu'au poste de livraison (variante 1)	25
Figure 19 : Exemple de station intégrant l'onduleur et le transformateur.....	26
Figure 20 : Exemple de calendrier de développement de projet.....	43

PHOTOGRAPHIES

Photographie 1 : Vue sur l'extrémité sud de la zone située au sud de la décharge	8
Photographie 2 : Belvédère	9
Photographie 3 : Vue globale du site (en direction du nord) depuis le belvédère.....	9
Photographie 4 : Vue sur le lac artificiel depuis la zone sud de la décharge	10
Photographie 5 : Vue sur la zone située au nord depuis l'extrémité nord de la décharge	10

ANNEXES

Annexe 1. Tableau de calcul de l'installation
Annexe 2. Plan de masse avec implantation prévisionnelle des capteurs et rendu visuel
Annexe 3. Relevé des masques proches et lointains
Annexe 4. Schémas de principe de l'installation solaire

Introduction

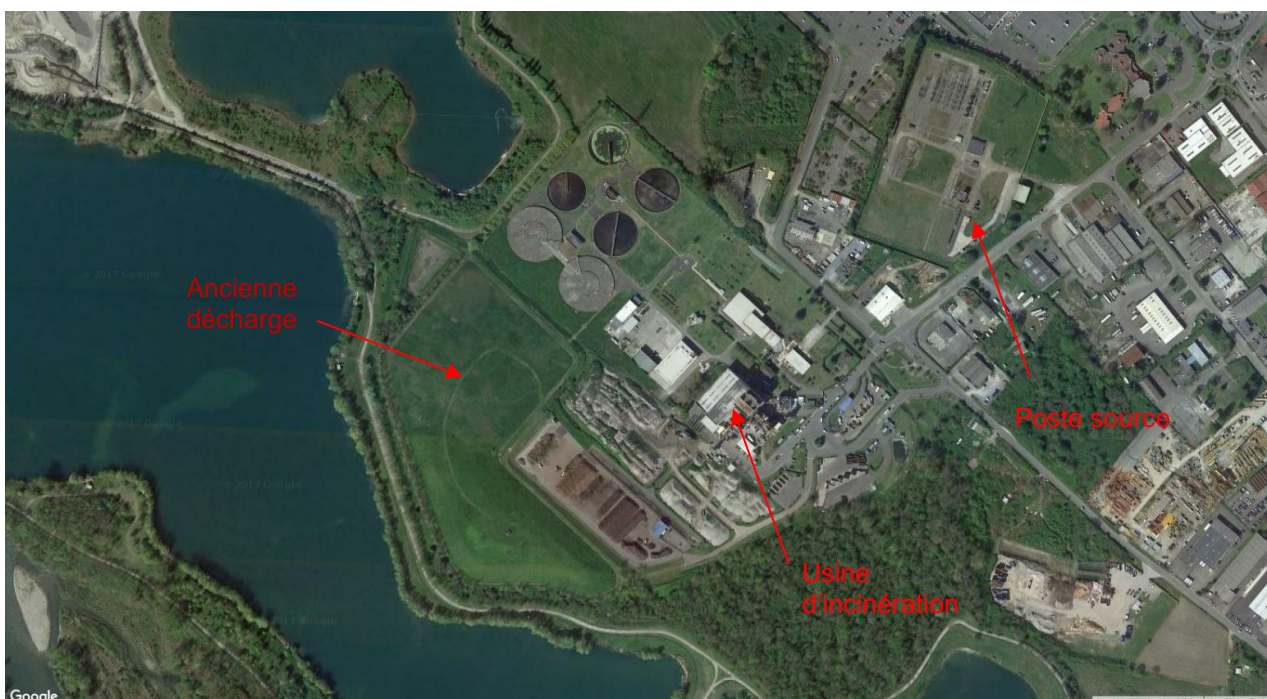
La Communauté d'Agglomération de Pau Béarn Pyrénées a chargé l'entretien et la maintenance d'un ancien centre de stockage de déchets situé sur la commune de Lescar (64). Elle a confié à BURGEAP l'étude de la faisabilité technique et économique d'installation d'une centrale photovoltaïque au sol raccordée au réseau publique d'électricité. Le site a été visité le 28 novembre 2017 en la présence des services techniques de la Communauté d'Agglomération. Ce rapport a pour objectif de dresser un bilan de la situation et d'identifier le potentiel du site, afin de mieux cerner les chances de réussite d'un tel projet.

1. Périmètre de l'étude

L'ancienne décharge de Lescar est située à environ 7 km au nord-ouest de la ville de Pau, au bord du lac artificiel du Laroin, à proximité du Gave de Pau. Elle juxtapose une usine d'incinérations d'ordures ménagères, un centre de tri et de traitement des déchets, une usine de traitement d'eau, ainsi qu'une plateforme pédagogique sur l'environnement.

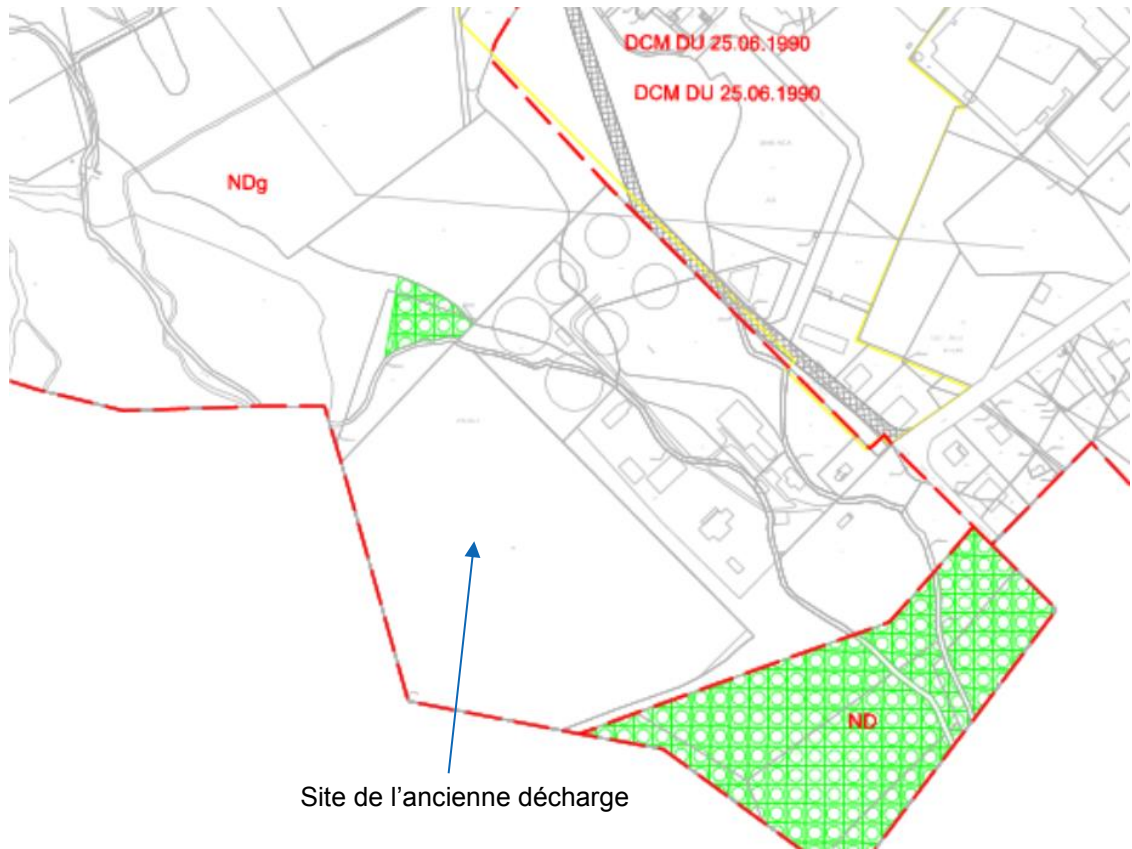
Selon la fiche BASOL, il a été décidé par arrêté préfectoral n° 94/IC/175 du 4 octobre 1994 de prescrire des mesures de réhabilitation, dont les travaux ont été achevés en décembre 2004, et qui ont compris la mise en place d'une couverture étanche, la gestion des biogaz (par récupération et brûlage), la gestion des lixiviats et des eaux de ruissellement, la végétalisation et les aménagements paysagers.

Figure 1 : Vue globale du site de Lescar



Selon le Plan d'Occupation des Sols le site est situé en zone NDg, ce qui correspond à une zone sous protection en raison des activités du syndicat mixte des traitements des déchets. Il conviendra de modifier le PLU afin de rendre compatible cette zone avec une installation de production solaire photovoltaïque

Figure 2 : Plan local d'urbanisme



En ce qui concerne le contexte environnemental, la décharge fait partie du périmètre de la zone NATURA 2000 « Gave de Pau ». Par ailleurs, le lac artificiel du Laroïn est inclus dans la ZNIEFF « Réseau hydrographique du Gave de Pau et ses annexes hydrauliques ». Ces éléments seront à prendre en considération lors de l'étude d'impact environnemental.

- Etude de faisabilité solaire en vue de la mise en place d'installations solaires photovoltaïques au sol raccordées au réseau
- 1. Périmètre de l'étude

Figure 3 : Visualisation de l'emprise de la zone NATURA 2000



2. Description du site

Le site de l'ancienne décharge occupe une surface d'environ 5 ha. Deux zones peuvent être distinguées :

- Une zone située au sud avec un dôme entouré de digues avec une pente importante. Un belvédère a usage pédagogique a été installé au sommet du dôme
- Une zone située au nord avec une pente beaucoup plus faible.

Photographie 1 : Vue sur l'extrémité sud de la zone située au sud de la décharge



Photographie 2 : Belvédère



Photographie 3 : Vue globale du site (en direction du nord) depuis le belvédère



La torchère de brûlage du biogaz est visible à droite de la photo

Photographie 4 : Vue sur le lac artificiel depuis la zone sud de la décharge



Photographie 5 : Vue sur la zone située au nord depuis l'extrémité nord de la décharge



La topologie du terrain amène à considérer une surface utile dont le périmètre est indiqué sur la Figure 4. On peut constater sur cette figure un étranglement de cette surface entre les parties sud et nord, du fait d'une part d'une pente localement plus prononcée, et de la présence de la torchère d'autre part. Cette surface utile occupe environ 3,1 ha.

Figure 4 : Surface utile pour l'implantation de la centrale PV



Raccordement électrique

Le poste source électrique du réseau de transport est visible sur la Figure 1. D'après les données fournies par RTE d'une part et par le S3RENER d'autre part :

- Le poste source de Lescar est un poste HTB2 / HT1 / HTA.
- La capacité d'accueil réservée au titre du S3RENER et qui reste à affecter est de 2 MW.

La distance entre l'entrée de la décharge et l'entrée du poste source est inférieure à 1 km, ce qui peut laisser présager une situation favorable du point de vue du raccordement électrique. Cependant, seule la proposition technique et financière qui sera produite par ENEDIS permettra de connaître les caractéristiques techniques et financières du raccordement.

3. Récapitulatif des résultats de l'étude

Le tableau ci-dessous permet de dresser une synthèse des résultats qui sont développés dans les paragraphes suivants. Deux variantes ont été simulées : une variante en préservant le belvédère ainsi que le chemin d'accès, et une autre variante en les supprimant (ce qui permet dans ce cas d'installer d'augmenter la puissance).

Tableau 1. Récapitulatif des résultats de l'étude

Paramètre	Unité	Variante 1 (Avec belvédère)	Variante 2 (Sans belvédère)
Surface de capteur	[m ²]	13 283	15 154
Puissance installée	[kWc]	2 041	2 329
Production solaire annuelle	[MWh]	2 499	2 841
Montant de l'opération	€	2 233 000	2 549 000
Prix de vente	€/MWh	74,3	74,3
Recettes annuelles	€	188 000	214 000
Charges annuelles ¹	€	56 000	64 000
Temps de retour	années	15	15
Quantité de CO ₂ évitée ²	t	4 400	
Lieu d'implantation du local technique	Cf Section 4.3		

L'analyse concernant le lieu d'implantation du local technique ainsi que le schéma électrique est exposé au paragraphes 4.3 et 4.5.

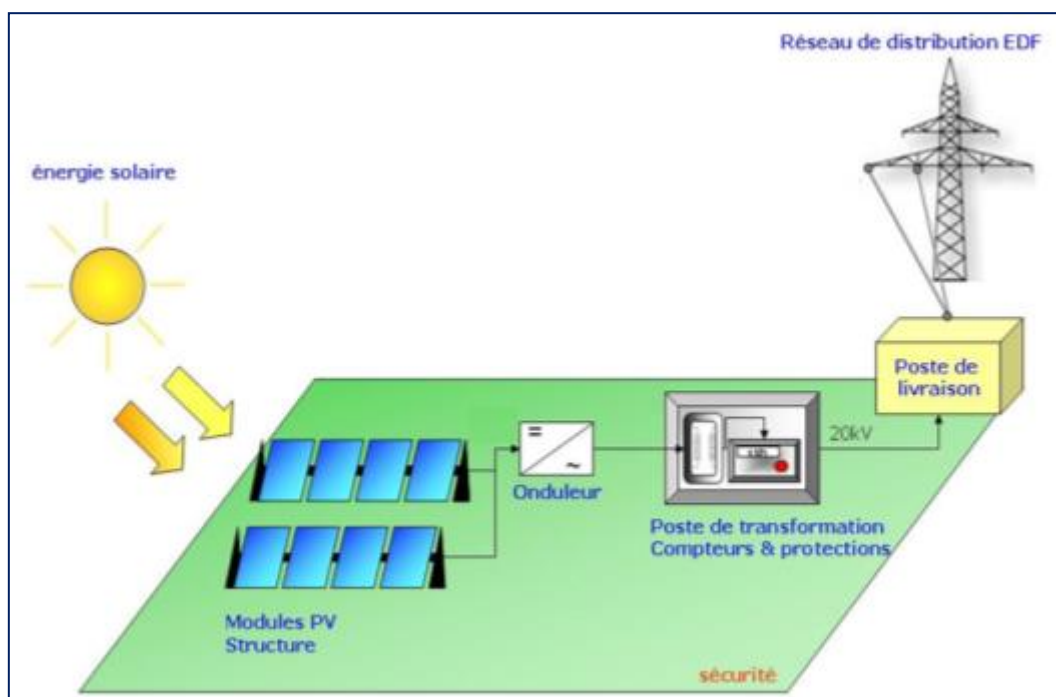
¹ Taxes comprises

² En considérant 20 ans de durée de vie

4. Présentation technique et dimensionnement du projet

Le principe de fonctionnement d'une centrale photovoltaïque au sol est représenté Figure 5. Les modules photovoltaïques disposés en « sheds » sont branchés à des onduleurs pour convertir le courant continu en courant alternatif. Le poste de transformation permet ensuite de raccorder l'installation jusqu'au poste de livraison pour le raccordement au réseau public de distribution d'électricité (pour les installations de puissance inférieure à 12 MW).

Figure 5 : Schéma de principe d'une installation photovoltaïque au sol raccordée au réseau public d'électricité



Pour une centrale PV au sol, les modules sont généralement disposés en « sheds » : les modules sont fixés sur des structures inclinées appelés tables, qui sont ensuite posées ou fixées au sol, comme illustré sur la Figure 12.

La méthodologie consiste à effectuer les étapes suivantes :

- Estimation du gisement solaire
- Estimation de la surface au sol exploitable
- Modélisation du champ de capteurs
- Modélisation de l'ensemble des composants du système
- Calcul du productible

La modélisation est effectuée avec le logiciel PVSYST. Ce logiciel permet de simuler le système de manière précise en décrivant les différents composants du système (modules PV, onduleur, câblage), et de simuler la production heure par heure sur une année entière, en se basant sur des données météo types.

Un exemple de ce type de module est donné Figure 7.

Figure 7 : Exemple de module PV commercialisé et correspondant aux caractéristiques utilisées dans la simulation



4.3 Implantation des capteurs photovoltaïques

La Figure 8 permet de visualiser l'ensemble de l'installation pour la première variante. Dans ce cas, la zone actuellement occupée par le belvédère ainsi que le chemin d'accès à ce site est laissée libre de toute occupation. La Figure 9 permet de visualiser l'implantation de la centrale dans le cas où le belvédère ainsi que son chemin d'accès sont supprimés. Pour connaître les exigences exactes en matière de sécurité incendie (et donc pour analyser l'intérêt de garder ou non le chemin d'accès au belvédère), il conviendra de se rapprocher du Service Départemental d'Incendie et de Secours.

Ces figures font également apparaître un exemple d'installation possible du local ou de la station accueillant les différents organes électriques (dont l'onduleur ainsi que le transformateur), ainsi que le poste de livraison qui permet le raccordement au réseau public d'électricité.

Figure 9 : Vue d'ensemble de l'installation – Variante 2



Variante avec suppression du belvédère et de son chemin d'accès

La Figure 10 donne un exemple de disposition des modules PV en table : dans cet exemple une table contient 2 rangées de 10 modules disposés en mode portrait. Ces tables sont ensuite posées sur le sol. L'ensemble de ces tables sont orientées au sud et inclinées de 30° comme illustré sur la Figure 11.

Les dimensions d'une table de modules varient en fonction de leur nombre, et certaines contraintes sont à prendre en considération en ce qui concerne l'installation sur une ancienne décharge :

- Il est préférable de limiter le poids de la structure afin d'éviter les effets de poinçonnement. Dans ce contexte, limiter le nombre de rangées à deux (comme illustré sur la Figure 10) semble être judicieux
- La longueur d'une table est variable en fonction de la structure et des possibilités du terrain. Dans le cas d'une décharge avec certaines irrégularités d'une part et le risque d'un tassement différentiel résiduel d'autre part (éventuellement accentué par la présence de l'installation solaire), il est préférable de limiter la longueur de ces tables. Des solutions existent pour que la structure puisse s'adapter à l'irrégularité du terrain, comme illustré sur la Figure 12.

Figure 10 : Disposition des modules en table

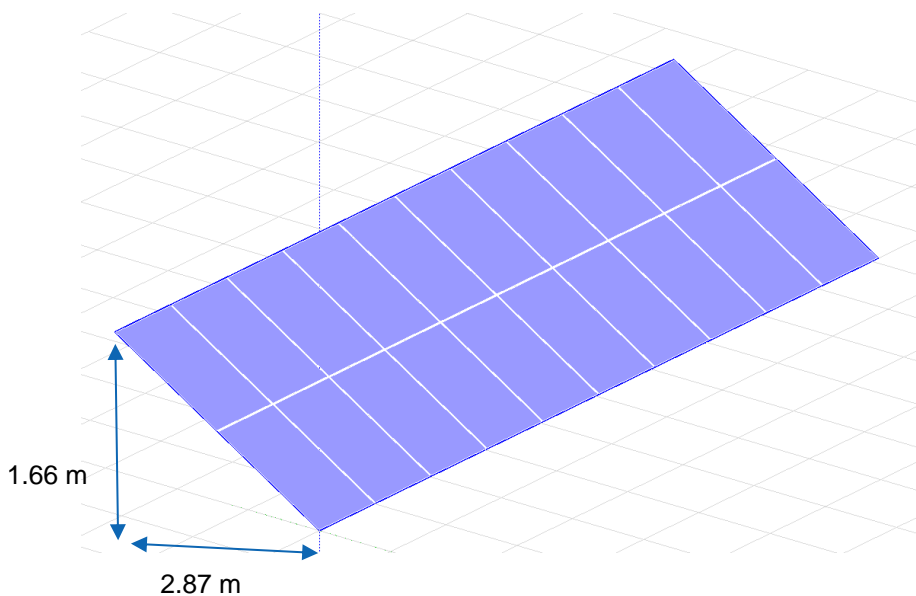


Figure 11 : Vue en coupe et distance entre les tables de module

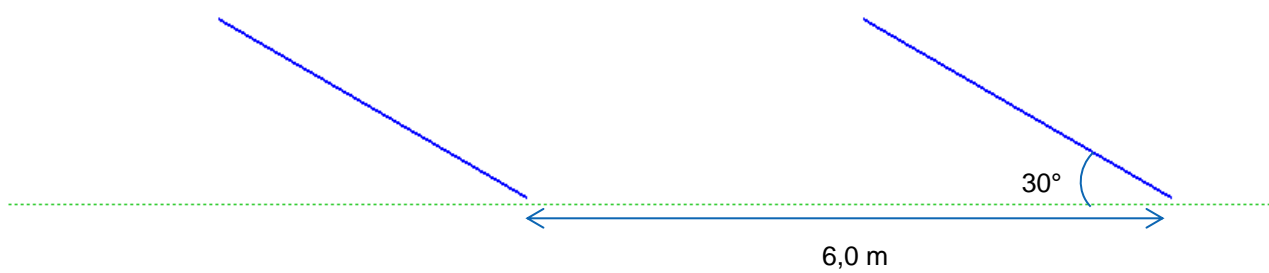


Figure 12 : Exemple de disposition des modules en table (positionnement des modules en mode portrait), avec deux modules en hauteur et vingt modules en longueur



Comme illustré dans les figures ci-dessous, la structure porteuse des tables peut être réalisée de différentes manières :

- Longrines en béton avec une semelle large
- Gabions en pierre
- Dalles en béton

- Etude de faisabilité solaire en vue de la mise en place d'installations solaires photovoltaïques au sol raccordées au réseau
4. Présentation technique et dimensionnement du projet

Figure 13 : Structure porteuse avec longrine en béton



Figure 14 : Structure porteuse avec dalle en béton



Figure 15 : Exemple de structure porteuse avec longrine en béton


Concernant le risque lié au biogaz, une distance entre les modules PV et les vannes présentes en surface de 2 m est à préconiser. Par ailleurs, le réseau souterrain de collecte de biogaz n'est pas de nature à remettre en cause l'implantation générale des tables de modules PV telle que présentée en Figure 8 ou Figure 9, étant donné la possibilité de disposer les tables de part et d'autre du chemin parcouru par le réseau avec une distance suffisante pour ne pas mettre en péril la tenue mécanique de celui-ci.

4.4 Modélisation et simulation du productible

La centrale photovoltaïque est représentée Figure 8 pour la variante 1 et la Figure 9 pour la variante 2. Les principales caractéristiques sont rappelées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 2. Principales caractéristiques de l'installation pour les deux variantes

	Unité	Variante 1	Variante 2
Orientation des modules	-	sud	Sud
Inclinaison des modules	degrés	30°	30°
Puissance crête totale	kWc	2 041	2 329
Nombre de modules par table	-	20	20
Nombre de tables	-	408	466
Nombre total de modules	-	8 165	9 315

	Unité	Variante 1	Variante 2
installés			
Nombre d'onduleurs	-	2	2
Puissance nominale de chaque onduleur	kVA	800	1000

A partir de ces caractéristiques, de la disposition géométrique ainsi que du gisement solaire, la production annuelle est de **2 499 MWh** pour la variante 1 et de **2841 MWh** pour la variante 2. L'analyse ci-dessous qui est donnée pour le cas de la variante 1, est également valable pour le cas de la variante 2.

L'évolution de la production en fonction du mois de l'année est donnée Figure 16. La Figure 17 permet de visualiser l'évolution de la production du 29 mai au 6 juin inclus. L'efficacité du système peut être analysée à partir de deux indicateurs :

- Le productible annuel, qui vaut dans notre cas 1 224 kWh/kWc. Ce productible dépend à la fois du rendement du système mais également du gisement solaire ;
- Le ratio de performance, qui vaut dans notre cas presque 84 %. Ce ratio de performance est le rapport entre la performance réelle du système et la performance théorique si le système n'avait aucune perte. Contrairement au productible, le ratio de performance est essentiellement lié au rendement du système (même si les sollicitations peuvent influencer ce rendement). Les principales pertes sont les suivantes :
 - Pertes par échauffement des modules
 - Pertes par « mismatch » (légères dissymétries de fonctionnement entre modules qui ne sont jamais rigoureusement identiques)
 - Pertes électriques dans les câbles
 - Rendement de l'onduleur
 - Ombrage résiduel entre les tables de module PV

Il est en théorie possible d'atteindre un ratio de performance supérieur, mais en pratique un ratio de performance réel d'environ 80 % correspond à une bonne performance. Cet indicateur est utilisé lors du suivi de l'installation : la performance réelle (production électrique mesurée en sortie de l'onduleur) est comparée à la performance théorique sans perte à partir des données météorologiques ce qui permet d'identifier un problème sur l'installation. La plupart des fabricants d'onduleurs fournissent ce type de service.

L'évolution de la production sur le long terme (nécessaire également pour le bilan économique), peut-être modélisée avec une perte annuelle de production de 0,5 %. Autrement dit, l'installation produira au bout de 20 ans 10 % de moins que la première année. Cette perte annuelle est essentiellement dû au vieillissement des cellules qui sont fabriquées à partir de silicium cristallin : l'échauffement de celles-ci entraîne une légère dégradation de la structure cristalline en fonction du temps.

Figure 16 : Evolution de la production en fonction du mois de l'année (variante 1)

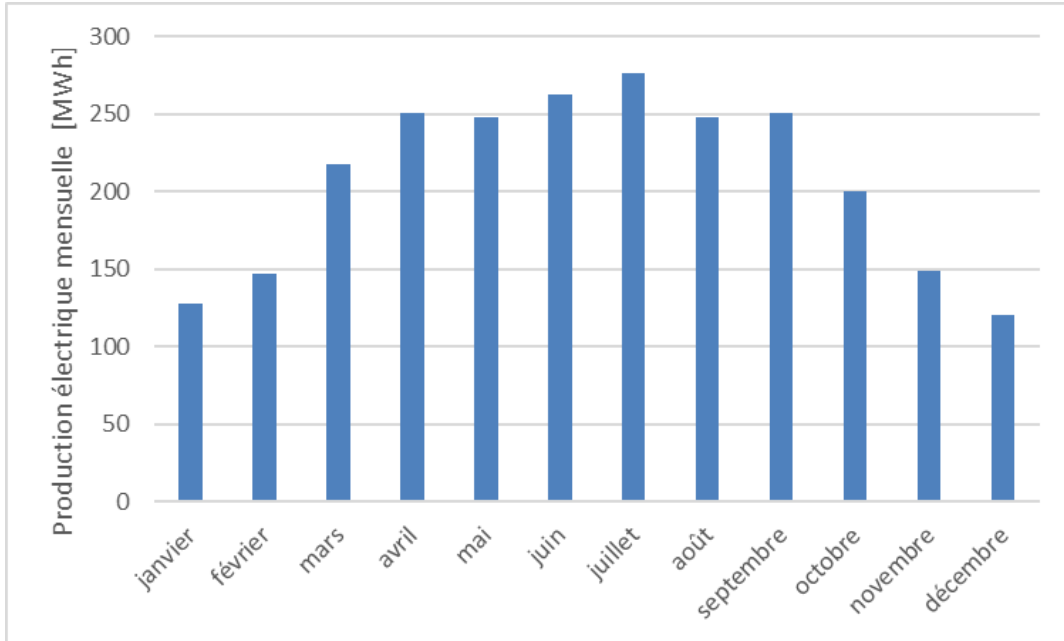
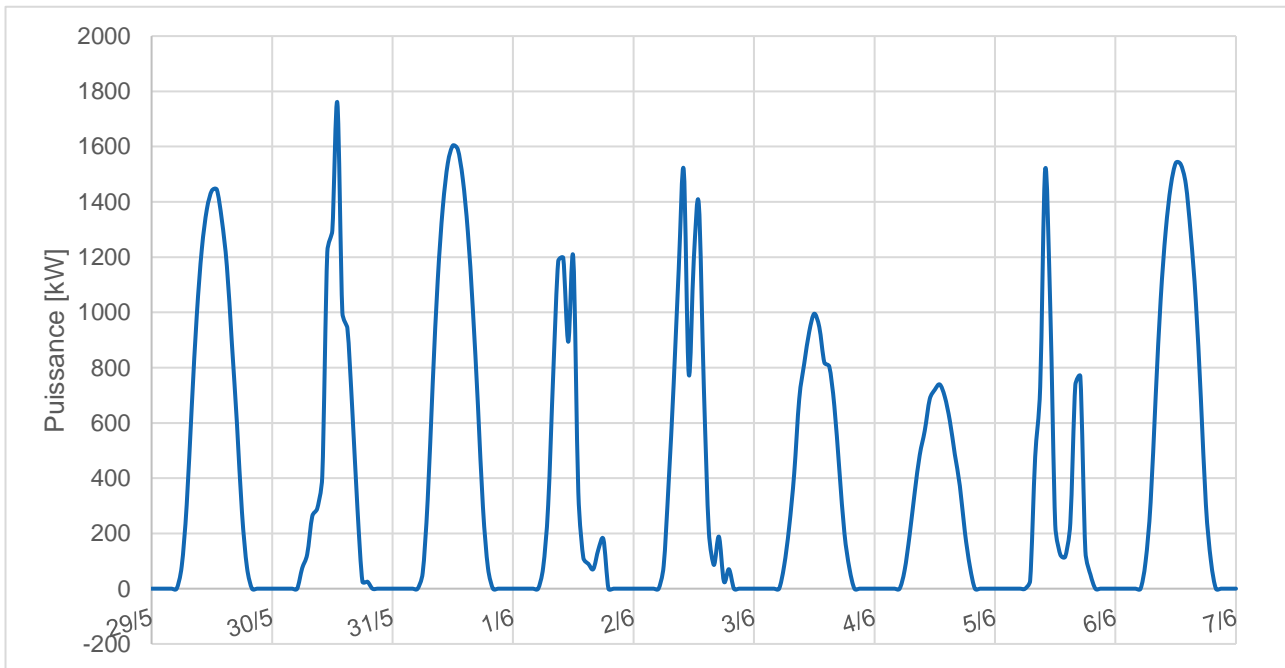


Figure 17 : Evolution de la production électrique du 29 mai au 6 juin inclus (variante 1)



4.5 Branchement électrique

Il existe au moins deux approches pour le choix du type et du nombre d'onduleurs :

- Solution décentralisée : installation d'un nombre important d'onduleurs de petite ou moyenne puissance. Cette solution permet d'adapter la puissance des onduleurs au plus juste. Elle permet également de détecter plus facilement les sources de dysfonctionnement lors de l'exploitation de la centrale ;
- Solution centralisée : installation d'un nombre très réduit d'onduleurs de très grande puissance. Cette solution possède a priori l'avantage d'être moins coûteuse que la précédente.

Bien qu'il n'y ait pas de règle absolue en la matière, la solution centralisée semble appropriée pour ce projet. Tel que simulé pour obtenir les résultats de production du paragraphe précédent, il est par exemple possible d'installer deux onduleurs de 800 kVA chacun pour la variante 1, et deux onduleurs de 1000 kVA pour le cas de la variante 2.

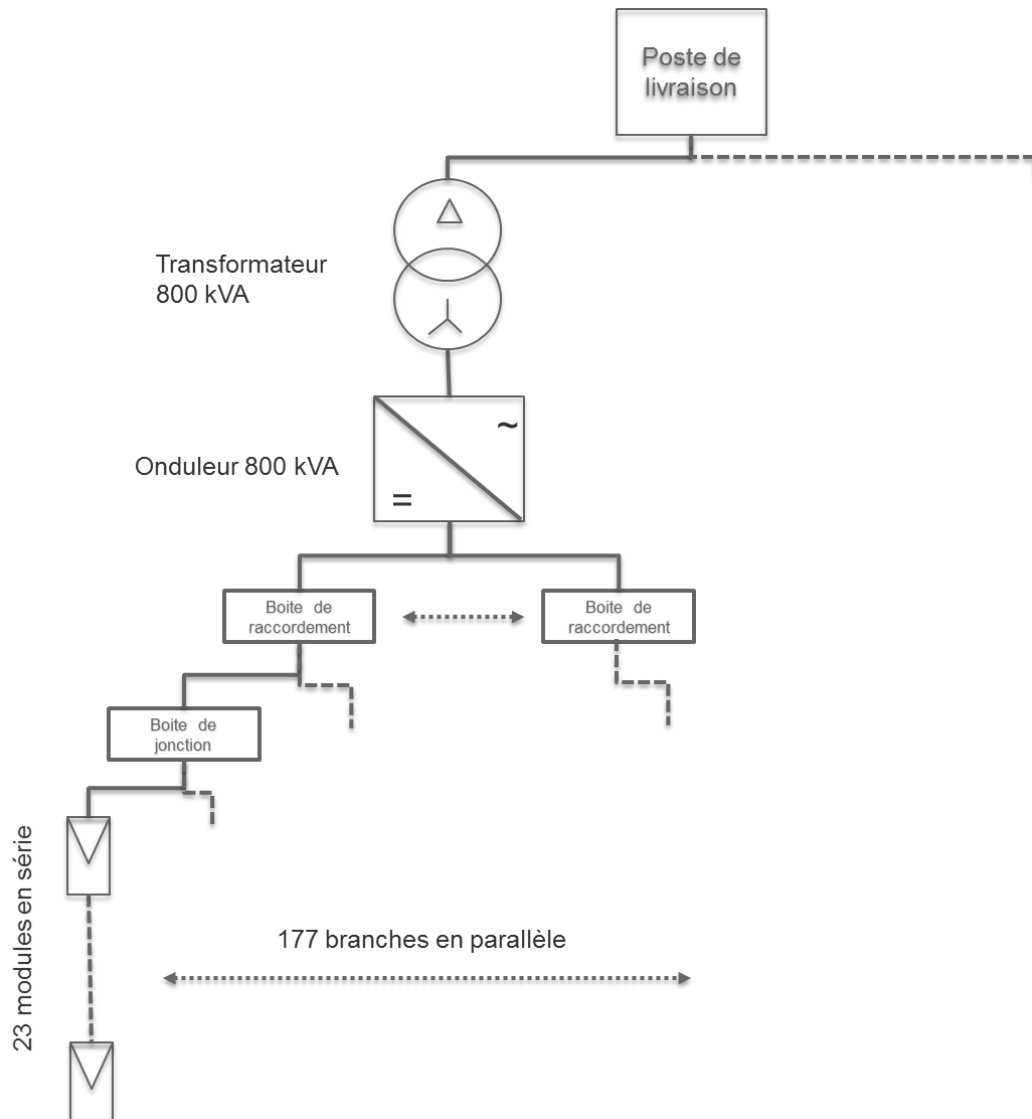
Dans le cas de la variante 1, le câblage des modules consiste à en assembler en série un certain nombre pour former un « string » (23 dans notre cas de figure), puis de brancher en parallèle plusieurs de ces branches à l'entrée de l'onduleur :

- 177 branches de 23 modules dans le premier onduleur
- 178 branches de 23 modules en série dans le second onduleur

La Figure 18 représente le principe de branchement électrique du système (variante 1). Il est possible d'adopter des variantes, en faisant passer par exemple le nombre de modules en série à 20 au lieu de 23 (pour correspondre le nombre de modules présents sur une table), même si cette solution peut engendrer des pertes légèrement supérieures. Il est par ailleurs possible d'installer deux onduleurs de puissances différentes (par exemple un onduleur de puissance 850 kW et un onduleur de puissance 1000 kW) pour améliorer légèrement le rendement³.

³ Le fabricant d'onduleur SMA fournit un outil de dimensionnement d'onduleur : www.sunnywebdesign.com

Figure 18 : Schéma simplifié de branchement électrique du système photovoltaïque jusqu'au poste de livraison (variante 1)



Le schéma ne représente que le principe de branchement pour le premier onduleur de puissance 800 kVa : branchement de 177 branches en parallèle de 23 modules en série (178 branches à l'entrée du deuxième onduleur non représentée sur ce schéma)

Il est par ailleurs possible d'installer des stations clé en main qui intègrent l'onduleur ainsi que le poste de transformation afin de pouvoir se raccorder en moyenne tension (HTA). La Figure 8 permet de visualiser des emplacements possibles de ce type de station technique, ainsi que du poste de livraison.

- Etude de faisabilité solaire en vue de la mise en place d'installations solaires photovoltaïques au sol raccordées au réseau
4. Présentation technique et dimensionnement du projet

Figure 19 : Exemple de station intégrant l'onduleur et le transformateur



5. Bilan économique

Avant d'exposer le bilan économique prévisionnel de l'opération, il est utile de présenter une synthèse du principe de fonctionnement des appels d'offre de la CRE ainsi que des résultats récemment obtenus.

5.1 Principes de bases sur les appels d'offre de la CRE

L'Etat français distingue deux mécanismes de soutien concernant le développement des installations de production d'électricité à partir d'énergie renouvelable :

- Pour les petites installations : système dit de guichet unique, avec des tarifs d'achat connus à l'avance et publiés par arrêté.
- Pour les grandes installations : les développeurs de projet doivent répondre à des appels d'offre dont le calendrier et les objectifs sont fixés à l'avance. Dans ce cas, le prix auquel sera vendu l'électricité ne peut être connue à l'avance. Ces appels d'offres sont gérés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

Une synthèse des mécanismes de soutien est proposée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 3. Synthèse des mécanismes de soutien pour les centrales photovoltaïque

PRODUCTION	NATURE	0 à 100 kWc	100 500 kWc	500 kWc à 8 MWc	8 MWc à 10 MWc	1,5 à 17 MWc
Autoconsommation	Bâtiment	Arrêté Tarifaire	AO CRE Autoconsommation			
	Ombrières					
	Sol					
Production réseau	Bâtiment	Arrêté Tarifaire	AO CRE Photovoltaïque 100 à 500 kWc	AO CRE		
	Ombrières				AO CRE Sol	
	Sol				AO CRE Sol	

Concernant le dernier appel d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie portant sur l'installation de centrales PV au sol (juillet 2017), les résultats sont les suivants :

- Prix moyen famille 1 : 55,5 €/MWh (puissance entre 5 et 17 MWc)
- Prix moyen total (pour les deux familles) : 63,9 €/MWh (puissance entre 0.5 et 5 MWc)
- 82 % des projets avec financement participatif (3 €/MWh)
- La moitié des projets sont sur sites dégradés

Le tableau ci-dessous dresse la liste des projets lauréats en région Nouvelle Aquitaine. Alors que le prix moyen pour l'ensemble des installations est de 63,9 €/MWh, et que le prix moyen pour les grandes installations est de 55,5 €/MWh, on peut supposer que le prix moyen pour les installations de plus petite puissance s'approche

des 70 € / MWh. Par ailleurs, le système de notation des offres a tendance à favoriser les sites dits « dégradés » dont font partie les anciennes décharges.

Tableau 4. Projets lauréats de l'AO de la CRE pour la deuxième période (juillet 2017) en région Nouvelle Aquitaine

Période 2	RS3	FI PROJET 31	9,93141
Famille 1	Sanguinet Sud	ENGIE PV SAN 40 SUD	17
	CRE4-1215	SAS URBA 112	16,999
	CRE4-1346	ASKALA ENERGIES	10,705
	Essendieras	Cap vert Energie Exploitation i19	16,987
	LABRIT1	SOLAIREPARCA121	16,65
	YGOS 2	SAS REZO 24 YGOS 2	13,08
Famille 2	Saint Bris des Bois	SAINT BRIS SOLAIRE SERVICES	4,997
	CAMIAE ENERGIES	CAMIAE ENERGIES	3,65
	Bois d'Hervaut	SARL CPV AUSSIERES	2,73
	TIGF	HELIO 21	3,27
		SERGIES SAS (transformation de SERGIES SAEML en SERGIES SAS le 23 décembre 2016)	2,7
	Carrière MOUTERRE	LCS Energie 2	5
	La Gane Lachaud	AZURSOL SUD	4,99
	Azur Sud	MTSFR-PARROC	4,993

5.2 Bilan économique de l'opération

Les hypothèses de coût d'investissement sont reportées dans le tableau ci-dessous. Selon ces hypothèses, le coût total est de 1 095 €/kWc (pour rappel, la puissance crête installée est de 2 040 kWc pour la variante 1 et de 2329 kWc pour la variante 2). Les dépenses d'investissement sont basées sur une étude menée par l'ADEME datant de 2015⁴ et qui propose des coûts moyens de référence. Cette décomposition de coûts est indicative, et des écarts avec les coûts réels finalement constatés lors de la réalisation du projet sont à prévoir. C'est le cas par exemple des coûts de raccordement, qui ne peuvent être connus avec précision qu'à partir de la proposition technique et financière du gestionnaire du réseau électrique.

Tableau 5. Dépenses d'investissement

Poste	Variante 1 (Avec belvédère)		Variante 2 (Belvédère supprimé)	
	Coût [€]	Part relative	Coût [€]	Part relative

⁴ Filière photovoltaïque française : bilan, perspectives et stratégie, ADEME, 2015

	Variante 1 (Avec belvédère)		Variante 2 (Belvédère supprimé)	
Modules	930 240	45%	1 062 020	45%
Onduleurs	187 680	10%	214 270	10%
Elec et monitoring (câble, boîtier, protection)	53 040	2%	60 550	2%
Structure et clôture	161 160	7%	183 990	7%
Installation/pose et aménagement	159 120	7%	181 660	7%
Raccordement réseau	106 080	5%	121 100	5%
Renforcement réseau	183 600	7%	209 610	7%
Technico-commercial ⁵	350 880	13%	400 590	13%
Etudes réalisées par le développeur	102 000	4%	116 450	4%
Total	2 233 800 €		2 550 240 €	

Les dépenses d'exploitation hors loyer et taxe se répartissent comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Tableau 6. Dépenses d'exploitation (hors loyer et taxes), pour la première année d'exploitation

Poste	Coût annuel (€)	
	Variante 1	Variante 2
Charges d'exploitation et maintenance	17 870	20 400
Assurances	4 870	5 560
Charges liées à la vente de l'électricité	4 540	5 160
Frais de gestion	3 790	4 330

Les autres hypothèses pour la simulation du bilan économique sont les suivantes :

- Loyer annuel : 4 500 € (environ 1 500 € par ha)
- Durée des travaux : 1 an
- Taux d'inflation : 1 % / an
- Production annuelle d'électricité

⁵ Le poste de dépense « Technico-commercial comprend :

- Les coûts de commercialisation et d'acquisition des clients
- Les frais d'étude (dimensionnement, chiffrage de coût, etc...)
- Les frais généraux (assurance, personnel administratif, fonctionnement...)

- Variante 1 : 2 499 MWh
- Variante 2 : 2 840 MWh
- Variation annuelle de la production : -0,5 %
- Taux d'imposition des sociétés : 33 %
- Taxes
 - Variante 1
 - IFER⁶ : 14,9 k€ (sur la base de 7,34 € / Wc)
 - CVAE⁷ : 3,1k€ (sur la base de 1,53 € /Wc)
 - Variante 2
 - IFER : 17,1 k€ (sur la base de 7,34 € / Wc)
 - CVAE : 3,56 k€ (sur la base de 1,53 € /Wc)
- Durée du contrat d'achat : 20 ans
- Prix de vente après 20 ans : 35 € / MWh (ventre auprès d'un agrégateur)
- Fonds propres : 15 % du coût d'investissement
- Emprunt
 - Taux d'intérêt : 2 %
 - Durée : 18 ans
- Investissement participatif : non

Le tableau ci-dessous permet de visualiser le bilan économique de l'opération. Selon ces hypothèses, et si le développeur veut obtenir un Taux de Rentabilité Interne de 6 %, le prix que devra proposer le développeur à la CRE est de 74,3 € / MWh. Ceci est valable pour les deux variantes, puisque les hypothèses utilisées reviennent à supposer que l'installation possède la même rentabilité dans les deux cas (dépenses et recettes proportionnelles à la puissance installée). Même si on peut supposer une légère diminution du coût d'investissement par kWc pour la variante 2 (puisque dans ce cas la puissance est supérieure au cas de la variante 1), il est cependant difficile de spéculer à ce stade du projet sur les coûts réels d'installation de la centrale (matériel et main d'œuvre). Autrement dit, il est possible que le temps de retour dans le cas de la variante 2 soit en réalité légèrement inférieure à celui de la variante 1, mais il sera dans les deux cas de l'ordre de 15 années, comme indiqué dans le tableau ci-dessous (selon les hypothèses choisies).

Tableau 7. Bilan économique pour les deux variantes

Paramètre	Variante 1	Variante 2
Objectif : taux de rentabilité	6 %	6 %
Tarif de référence proposé à la CRE	74,3 € / MWh	74,3 € / MWh
Recettes annuelles d'exploitation	188 k€	215 k€
Dépenses annuelles d'exploitation (loyer compris)	35 k€	40 k€
Impôts et taxes	21 k€	24 k€
Excédent brut d'exploitation annuel	132 k€	151 k€
Temps de retour	15 ans	15 ans

⁶ Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseaux

⁷ Cotisation sur la Valeur Ajoutée des Entreprises

Il existe cependant différents leviers pour améliorer la rentabilité du projet :

- Utiliser l'option de projet avec financement participatif permis par la CRE. Dans ce cas, le tarif de référence proposé passerait à 71,5 € / MWh (prime de 3 € / MWh)
- Diminuer le coût d'investissement. Il est envisageable pour de telles installations d'obtenir des coûts d'investissement de 0,9 € /Wc au lieu de 1,095 € /Wc. Cela permet de proposer un tarif de référence de 62,6 € /MWh. Utiliser l'option avec financement participatif ferait même passer ce tarif à 59,6 € /MWh
- Diminuer le Taux de Rentabilité Interne. Faire passer le TRI de 6 % à 5 %, en gardant les hypothèses de base précédents (coût d'investissement de 1,095 € /Wc) permet de faire passer le tarif de référence de 74,3 € /MWh à 72,9 € /MWh

6. Bilan environnemental

Dans le cas de la variante 1, la production annuelle est de 2 499 MWh, soit 215 tep en énergie finale, ou encore 547 tep en énergie primaire si on considère un coefficient de conversion de 2,58. Sur la base d'un contenu carbone du kWh électrique de 88 gCO₂ / kWh, la centrale PV permet d'éviter de rejeter dans l'atmosphère 220 tonnes d'équivalent CO₂ par an, soit 4 400 tonnes sur 20 ans. Le tableau ci-dessous expose ces résultats pour les deux variantes (le principe de calcul étant le même pour la variante 2).

Tableau 8. Bilan économique pour les deux variantes

Paramètre	Unité	Variante 1	Variante 2
Production annuelle (énergie finale)	MWh	2 499	2841
Production annuelle (énergie finale)	tep	215	244
Production annuelle (énergie primaire)	tep	547	629
Emissions de gaz à effet de serre évités annuellement	teq CO ₂	220	250
Emissions de gaz à effet de serre évités sur la durée de vie	teq CO ₂	4400	5000

Ce bilan environnemental ne prend pas en compte les émissions liés à la fabrication et l'installation des modules et des différents composants de l'installation.

7. Solutions de montage et de financement de projet

Il existe de nombreuses possibilités de montages financiers et juridiques, dépendant principalement de la capacité d'investissement et du niveau de contrôle souhaité sur le projet par la collectivité.

7.1 Typologie de solutions de montage de projet

7.1.1 La collectivité finance seule le projet

Une possibilité pour une collectivité qui veut s'engager dans un ou plusieurs projets de production ENR est non pas de s'associer avec d'autres acteurs, mais plutôt de porter directement le projet. Les montages possibles sont décrits ci-dessous.

La Régie

La régie consiste en la gestion du service public industriel et commercial (service public de l'électricité ou service public de distribution de chaleur) par la personne publique, avec ses propres services et moyens.

La régie contrôle et gère entièrement le site. La régie peut cependant passer des contrats avec des prestataires publics ou privés. Autrement dit, la gestion directe peut être combinée avec un autre montage juridique tel qu'un marché public.

Cependant, ce type de montage oblige à se confronter aux règles du codes des marchés public. Par ailleurs, c'est la régie qui a la pleine responsabilité de l'exploitation.

Exemples de régies ayant développé divers projets, y compris des centrales PV :

- Régie communale de la ville de Montdidier
- Ancienne régie Reve du Syndicat département SYDEV de la Vendée (régie transformée en SEM)

La Société publique locale (SPL)

La SPL est une Société anonyme (SA) à capital exclusivement public, compétente pour réaliser des opérations d'aménagement, de construction, ou pour exploiter des services publics à caractère industriel ou commercial, ou toutes autres activités d'intérêt général. Elle ne peut être créée que par des collectivités territoriales et leurs groupements, qui en sont les actionnaires.

Ce type de montage est relativement récent, il existe actuellement peu d'exemples pour des centrales PV au sol. Par ailleurs, ce type de montage semble relativement contraignant :

- Nécessité d'apport de fonds publics
- Actionnaires qui sont des personnes publiques devant être compétents pour les activités exercées par la SPL
- Démarches administratives lourdes relatives à la création d'une société anonyme

Exemple : SPL Ouest Normandie Energies Marines (Caen)

L'Association foncière urbaine libre (AFUL)

Pour rappel, une association est une convention par laquelle plusieurs personnes mettent en commun d'une façon permanente leurs connaissances ou leur activité dans un but autre que de partager des bénéfices. Ce type de montage est quasiment exclusivement réservé au développement de réseaux de chaleur (exemple : AFUL Chantrerie à Nantes).

On peut également citer les Délégations de Service Public ou encore les marchés publics (CREM notamment), qui semblent, sauf cas particuliers (installation photovoltaïque sur la toiture de la patinoire du CREPS de la ville de Montpellier par exemple) peu adaptés aux projets ENR autre que le développement de réseaux de chaleur.

Les principales étapes et démarches administratives que doit prendre en charge la collectivité dans le cas d'une centrale PV au sol sont les suivantes (cas particulier d'une ancienne décharge réhabilitée) :

- Développement et faisabilité technique (étude de faisabilité nécessitant des marchés de prestation de service)
 - Etude technico-économique (puissance installée et productible, bilan financier)
 - Etude topographique
 - Etude géotechnique
- Mise en conformité du Plan Local d'Urbanisme
- Etude d'impact : étude paysagère et étude d'impact environnemental
- Demande de permis de construire
- Candidature à un appel d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie pour une centrale de puissance > 500 kWc
- Demande de proposition technique et financière auprès d'ENEDIS pour le raccordement au réseau publique d'électricité
- Maintenance du site : marché de contrat de maintenance
- Assurance : marché relatif aux assurances (assurance de responsabilité civile, assurance dommage aux biens/tiers)

On peut également noter que pour être conforme à la réglementation, l'arrêté préfectoral de cessation d'activité de la décharge ainsi que l'arrêté préfectoral portant sur les servitudes doivent avoir été publiés.

7.1.2 La collectivité participe partiellement au financement

Une collectivité a la possibilité de participer à la mise en place une gouvernance collective pour le développement et l'exploitation d'une installation photovoltaïque.

En effet, le nouvel article L. 314-28 du code de l'énergie, issu de l'article 111 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (« LTECV » ci-après), offre la possibilité, pour les sociétés par actions et les sociétés coopératives constituées pour porter un projet de production d'énergie renouvelable, de proposer à certains habitants et collectivités de prendre une part de leur capital, ou de participer au financement dudit projet.

La Société par actions simplifiée (SAS)

La SAS est une société commerciale définie par les articles L.227-1 à L.227-20 et L.224-1 à L.244-3 du Code de commerce. La SAS se caractérise par une très grande liberté statutaire, atout qui est largement exploité dans les projets participatifs de production ENR.

En ce qui concerne l'organisation du pouvoir, la liberté est donnée dans son attribution et la gouvernance est définie dans les statuts. Elle peut notamment prévoir de dissocier les droits de vote du capital détenu et organiser librement la répartition du pouvoir. Une gouvernance de type coopératif est donc possible.

Les autres avantages sont :

- La facilité de création (pas de capital de départ minimum, pas de nombre d'associés minimum)
- La possibilité d'avoir des actionnaires de droit privé
- La possibilité de définir un capital variable dans les statuts

Avant la LTECV, les citoyens pouvaient déjà investir et s'investir dans les projets de production d'énergie renouvelable en devenant actionnaire d'une SAS ou d'une SCIC, directement ou en se regroupant dans des clubs d'investissement, notamment les clubs d'investisseurs pour une gestion alternative et locale de l'épargne solidaire (« CIGALES »), ou via des outils financiers du type Énergie Partagée Investissement. Les collectivités territoriales ne pouvaient prendre des parts que dans une SEML ou une SCIC.

La LTECV réaffirme et élargit ces possibilités en inscrivant dans le code de l'énergie la possibilité pour toutes les sociétés par actions et toutes les sociétés coopératives de proposer un financement participatif tant aux habitants qu'aux collectivités territoriales et à leurs groupements, et en prévoyant des mécanismes de bonification pour les projets comportant un engagement participatif dans les appels d'offre de la CRE.

Exemples :

- SAS Solarvip (filiale d'une SEM d'aménagement)
- ETRES'S Energies Renouvelables (56)

La Société coopérative d'intérêt collectif (SCIC)

La SCIC est une Société anonyme (SA) ou société à responsabilité limitée (SARL) à capital variable, ayant pour objet la production ou la fourniture de biens et de services d'intérêt collectif, qui présentent un caractère d'utilité sociale. Selon la loi sur l'économie sociale et solidaire votée le 31 juillet 2014, la part des capitaux publics peut atteindre 50 %.

Avantages

- La SCIC permet d'associer autour d'un même projet des acteurs multiples et variés (salariés, bénévoles, usagers, collectivités publiques, entreprises, associations, particuliers...)
- Participation de tous les associés, aussi multiples et variés soient-ils, au capital de la coopérative
- Avantages d'une forme coopérative : indépendance, pérennité et autonomie de la société garanties, poursuite d'un intérêt collectif et d'un objectif d'économie sociale, poursuite d'un but non lucratif, maintien
- Des résultats dans l'entreprise sous forme de réserves impartageables

Inconvénients

- Inconvénients d'une forme coopérative : répartition du pouvoir sur la base 1 personne = 1 voix
- Faible contrôle et gestion minoritaire de la société par les personnes publiques
- Respect des obligations de mise en concurrence et de publicité

Exemples :

- SCIC Plaine Sud Energie
- Centrales Villageoises

La Société à responsabilité limitée (SARL)

La SARL (articles L.223-1 à L.223-43 du Code de commerce) est une société de personnes, administrée par un gérant qui rend annuellement compte des activités devant l'Assemblée Générale des associés. Pour la constitution du capital, il n'est pas nécessaire d'avoir un capital de départ minimum, ni de nombre d'associés minimum. Par contre, la SARL ne peut réunir plus de 100 associés. Par ailleurs, le capital peut être variable. La gouvernance dans le cas d'une SARL est proportionnelle au capital détenu. Ce type de montage est plus rare que les SAS ou les SCIC pour le montage d'un projet ENR (à l'exception faite des projets de méthanisation où ce type de montage semblait convenir aux exploitants agricoles).

La Société anonyme

La Société Anonyme (articles L.225-1 à L.225-270 du Code du Commerce) est une société de capitaux privés qui n'accepte pas (hors cas particulier acté par un Décret en Conseil d'État) de personnes publiques au capital. Son fonctionnement est très encadré, sa constitution moins aisée, ce qui la rend principalement adaptée aux projets de grande envergure. Il s'agit d'une forme relativement peu adaptée au portage de projets participatifs

La Société d'économie mixte locale (SEML)

La SEML est une Société anonyme (SA) créée par des collectivités territoriales et leurs groupements, lesquels choisissent de s'associer à une ou plusieurs personnes privées et éventuellement à d'autres personnes publiques, pour réaliser des opérations d'aménagement, de construction, pour exploiter des services publics à caractère industriel ou commercial, ou pour toute autre activité d'intérêt général. La participation des actionnaires publics au capital doit être majoritaire.

Il existe relativement peu de SEM portant directement des projets de production d'ENR avec des citoyens dans leur capital. Cependant, quelques cas ont été relevés dans lesquels une société à capitaux citoyens capitalise une SEM (comme par exemple la SEM Nièvre Energies qui intègre une participation de la SAS Bourgogne Energies Citoyennes), ou encore la SEML TEPOS de Haute-Lande, ou inversement (comme par exemple la participation de la SEM Soleil dans la SAS Centrales Villageoises de la Région de Condrieu).

La Société d'économie mixte à opération unique (SEMOP)

Les SEMOP réunissent au sein d'une même société une ou plusieurs collectivités territoriales et au moins un opérateur économique. Elles sont constituées pour une durée limitée, correspondant à l'exécution d'un projet unique, dont l'objet doit avoir trait à une opération de construction ou d'aménagement ou à la gestion d'un service public ou à l'exécution d'une opération d'intérêt général relevant de la compétence de la collectivité territoriale impliquée. Les collectivités peuvent détenir entre 34 % et 85 % du capital et au moins 34 % des voix dans les organes de gestion, ce qui constitue une différence significative avec les SEM. La SEMOP est ensuite dissoute à l'issue du projet.

Bien qu'initialement envisagées dans le cadre de la loi TECV du 17 août 2015 à propos du renouvellement des concessions hydroélectriques, ce type de montage peut convenir pour d'autres types d'ENR, un des facteurs limitants par rapport à une SEM classique étant qu'il n'est pas possible de porter d'autres projets que ce qui fait l'objet initial de la société

Dans tous les cas de figure précédemment cités où la collectivité souhaite s'associer avec d'autres partenaires pour une société, celle-ci devra mettre à disposition le terrain via par exemple un bail emphytéotique. Les principales étapes et démarches administratives sont les suivantes :

- Choix de la structure juridique
- Convention régissant la maîtrise foncière
 - Pour un bien dépendant du domaine public : convention d'occupation temporaire (COT) ou Bail emphytéotique administratif (BEA)

- Pour un bien dépendant du domaine privé : Bail emphytéotique (BE)

7.1.3 La collectivité n'investit pas dans le projet

Dans ce cas de figure, la collectivité doit essentiellement gérer le contrat de maîtrise foncière. Le bail emphytéotique (BE) est un contrat de bail, d'une durée de 18 à 99 ans, par lequel une personne publique ou privée octroie un droit réel à une personne publique ou privée sur la chose relevant du domaine privé donnée à bail. On parle de bail emphytéotique administratif (BEA) On lorsque le bien immobilier relève du domaine public.

On peut également citer l'autorisation d'occupation temporaire constitutive de droits réels (AOT), qui est un contrat (ne pouvant excéder 70 ans) par lequel une personne publique octroie un droit réel à une personne publique ou privée, sur ses biens immobiliers relevant de son domaine public (à l'exclusion de son domaine public naturel), comme pour le BEA, en vue de l'accomplissement, pour son compte, d'une mission de service public ou en vue de la réalisation d'une opération d'intérêt général relevant de sa compétence.

Ces types de contrat sont relativement courants pour le montage de projets ENR. La collectivité ne peut exercer qu'un contrôle relativement faible sur l'activité du site.

Dans certains cas de figure, un tel montage n'entraîne pas d'obligation de mise en concurrence ou de publicité. C'est le cas par exemple d'un BEA dont l'objet est la simple autorisation d'occupation privative temporaire du domaine public. Cependant, lorsque le projet s'inscrit dans une opération immobilière (et que corollairement le BEA s'accompagne d'une convention non détachable constituant un contrat de type marché public, une délégation de service public, un contrat de partenariat ou un contrat de concession), il y a bien obligation de publicité.

Dans ce cas de figure, les principales étapes et démarches administratives concernent la mise en place d'une convention régissant la maîtrise foncière :

- Pour un bien dépendant du domaine public : convention d'occupation temporaire (COT) ou Bail emphytéotique administratif (BEA)
- Pour un bien dépendant du domaine privé : Bail emphytéotique (BE)

7.1.4 Participation citoyenne

La participation financière citoyenne peut concerner la dette ou le capital, avec participation ou non à la gouvernance. De manière schématique, on peut considérer que :

- le financement de la dette n'est en général pas associé à une participation à la gouvernance
- le financement du capital est en général associé à une participation à la gouvernance.

Il faut cependant nuancer cette analyse puisque par exemple dans le cas d'apports en dons via le crowdfunding, il s'agit d'apports qui alimentent les fonds propres sans pour autant octroyer de droits de vote.

Sauf cas particulier, la plupart des projets ENR avec participation citoyenne sont portés par une société de projet (société créée spécifiquement pour la création et l'exploitation de l'installation ENR). Il est difficile de classer les projets tant ceux-ci peuvent avoir des spécificités propres. On peut cependant faire la distinction en fonction du type de participation financière.

Participation citoyenne directe en fonds propres dans la société de projet

La participation peut se faire sous forme d'actions, prises dans le capital de la société de projet et donnant droit de vote, ou sous forme de Compte Courant d'Associé qui permet de décorrélérer la participation financière de la gouvernance.

La société de projets qui accueille des citoyens dans son capital peut avoir un des statuts suivants (ces types de société ayant été définis précédemment) :

- SAS
- SCIC
- SARL
- SA
- SEM
- SEMOP

Dans le cas particulier des SEM, on peut citer au moins trois cas de figure possibles, comme déjà évoqué partiellement dans le paragraphe 7.2 :

- Cas où une société de capitaux citoyens capitalise une SEM. C'est le cas par exemple de la SEM Nièvre Energies qui intègre une participation de la SAS Bourgogne Energies Citoyennes
- Cas où inversement la SEM capitalise une société à capitaux citoyens. C'est le cas par exemple de la SEM Soleil dans la SAS Centrales Villageoises de la Région de Condrieu (mais dans ce cas la SEM n'est pas le porteur du projet)
- Cas où les citoyens prennent des actions directement au capital d'une SEM. C'est le cas par exemple de la SEM SEVE, dans laquelle 31 familles ont apporté 9.1 % du capital (cette SEM exploitant à l'heure actuelle 8 installations photovoltaïque de petite taille)

On peut également rappeler que pour une SEM le capital n'est pas variable et que la gouvernance est proportionnelle à la participation financière.

Actionnariat indirect au capital d'une société de projet

Ce type de montage permet notamment de donner une place distincte à différents groupes d'investisseurs en fonction du degré d'implication souhaité dans la gouvernance. La capitalisation via une société intermédiaire est une solution pour des investisseurs citoyens qui souhaitent suivre de plus loin le fonctionnement de la société. Les principaux types de montage sont les suivants :

- Participation dans une société intermédiaire (type SAS par exemple) ;
- Prise de parts dans Energie Partagée Investissement (EPI), qui est une société en commandite par action qui permet de collecter massivement des fonds citoyens pour financer des projets locaux de production ENR. On peut noter que la cible d'EPI concerne plutôt la capitalisation de sociétés permettant d'avoir une rentabilité (type SAS par exemple)
- Création d'un ou plusieurs Club d'investisseurs. Un club CIGALES (Club d'Investisseurs pour une Gestion Alternative et Locale de l'Épargne Solidaire) est une structure mobilisant l'épargne de ses membres au service de la création et du développement de petites entreprises locales et collectives (SARL, SCOP, SCIC, SA, Association...). On peut citer le cas de la SAS Bégawatts (parc éolien de 8 MW) qui a fait appel à 53 clubs CIGALES. Réunis dans le collège de la société, ceux-ci représentent 32 % des voix pour 1.4 million d'euros apportés via 700 contributeurs.
- Utilisation de plateformes « crowdfunding ». Ces plateformes ont pour l'instant plutôt été utilisées pour le financement de projets de petite taille (collecte de 4000 € pour la SCIC Combrailles Durables par exemple)

Financement de la dette

Dans ce cas de figure, les types de participation les plus connus sont les suivants :

- Prise d'obligations. Sous certaines conditions, les sociétés et les collectivités locales ont la possibilité d'émettre des obligations. Par ailleurs, depuis la loi sur la finance participative, l'émission d'obligations peut également se faire via des plateformes de crowdfunding (Lum ou Enerfip par exemple)
- Le prêt par des particuliers, via une plateforme crowdfunding. Ce type de montage a été testé par la plateforme Lendosphere pour le financement du parc éolien d'Albine.
- Dépôts à terme, qui sont des comptes ouverts dans des établissements bancaires et sur lesquels des particuliers effectuent un versement unique. Ce type de montage a été utilisé par la SEM SERGIES, comme exposé ci-dessous.

Exemple de la SEM SERGIES (86)

La société d'Economie Mixte SERGIES est une filiale du Syndicat intercommunal Energies Vienne, elle représente 265 communes du département de la Vienne. La société porte directement des projets ENR ou crée des filiales afin de développer des partenariats. Plusieurs types de projet participatif ont été mis en place :

- Projet comprenant un pool de trois installations photovoltaïques, avec un montage du type de l'emprunt bancaire : les habitants des communes se sont vus proposer de prêter de l'argent aux mêmes conditions que l'emprunt bancaire (avec un taux de 3.2 % sur une durée comprise entre 9 et 15 ans) via la plate-forme de financement participatif Lumo : 300 000 € ont pu être collectés pour chacun des trois projets, auprès d'environ 300 souscripteurs.
- Financement du parc éolien du Civraisien avec l'ouverture d'un dépôt à terme (via la banque Crédit Agricole) : les clients de la banque peuvent participer au financement du projet avec un compte rémunéré entre 2 et 2.5 % (un million d'euros ont été collectés en 15 jours).
- Partenariat avec Energie Partagée Investissement pour le parc éolien de la Chapelle Montreuil : cette société ainsi que la SEM SERGIES ont créé une société de projet (la société par Action Simplifiée Champs Chagnots, qui appartient à 80 % à SERGIES et à 20 % à Energie Partagée Investissement). Les citoyens peuvent acheter des actions d'Energie Partagée Investissement, et deviennent par ce biais actionnaires du projet.
- Actionariat dans un projet éolien (A vessac – 44), avec comme répartition du capital social :
 - SEM SERGIES : 51 %
 - Association Energies citoyennes en Pays de Vilaine : 23 %
 - SEM SIPENR : 23 %
 - Energie Partagée Investissement : 3 %

7.2 Eléments de comparaison de deux solutions de montage de projet

La Communauté d'Agglomération a le choix entre principalement deux types de montage :

- Mise à disposition du terrain via un bail emphytéotique et prise en main du projet par un développeur.
- Création d'une société de projets par une SEM dédiée à ce type de montage.

D'après les coûts moyens exposés dans le paragraphe 5.2, si on considère la variante 1 du Tableau 7 (avec un coût total de 2 233 800 €), le poste « technico-commercial » représente environ 13 % des dépenses totales d'investissement, soit environ 350 k€. Ces coûts de commercialisation incluent notamment la marge du développeur, au titre des risques pris (recours juridiques bloquant le projet, dérive des coûts d'investissement...). Dans le cas d'un projet géré par une société de projets, elle-même détenue par une SEM, cette marge n'a plus lieu d'être, la SEM portant alors ces risques. Cependant, en contrepartie, la création d'une société de projets induit un coût qu'il faut prendre en compte dans le bilan de l'opération. Il est difficile

d'évaluer précisément ce coût, mais si on suppose par exemple que celui-ci est égal à la moitié du poste « technico-commercial », soit 175 k€, le prix de vente du MWh passe de 73,4 € / MWh à 69,2 € / MWh (toujours pour obtenir une rentabilité du projet de 6 % en répondant à un AO de la CRE comme exposé dans le paragraphe 5.2). Ces charges permettront alors de couvrir les frais de fonctionnement de la structure.

Par ailleurs, les objectifs de rentabilité fixés les actionnaires de la société de projet, issus de collectivités ou d'une participation citoyenne, peuvent être différents de ceux demandés par un développeur (finançant l'installation sur ses fonds propres ou faisant appel à des investisseurs externes). Si on prend par exemple comme objectif de rentabilité un TRI de 4 % au lieu des 6 % initialement choisis, le prix de vente passe de 74.3 € / MWh à 71.4 € / MWh, augmentant ainsi la probabilité de succès à l'appel d'offre publié par le CRE.

En combinant l'effet de deux paramètres (réduction de moitié du poste « technico-commercial » et TRI à 4 %), le prix de vente passe à 66,5 € / MWh. Si on rajoute à cela le caractère participatif du projet et le bonus associé, le prix de vente est alors de 63,5 € / MWh.

Du point de vue des retombées économiques de la fiscalité propre aux installations photovoltaïques, la répartition se fait comme exposé dans le tableau ci-dessous :

Tableau 9. Répartition des retombées issues de la fiscalité (CVAE et IFER) pour les collectivités

	CVAE	IFER
Communes et EPCI	26.5 %	50 %
Département	48.5 %	50 %
Régions	25 %	

Si on repart de la variante 1 (puissance crête installée de 2 041 kWc), les retombées économiques annuelles pour la collectivité se répartissent comme exposé dans le tableau ci-dessous :

Tableau 10. Retombées économiques annuelles issues de la fiscalité et du loyer (en k€)

	CVAE ⁸	IFER	Loyer	Total
Communes et EPCI	0,82	7,45	4,5	12,77
Département	1,5	7,45		8,95
Régions	0,77	-		0,77

Dans le cas où la collectivité décide de porter le projet via une société dédiée, il est utile de considérer l'impact économique lié à la maintenance. On peut distinguer deux types de prestation :

- Prestations sous-traitées à des entreprises locales (travaux électriques et mécaniques, entretien paysager, contrôles réglementaires). Le budget annuel correspondant peut représenter environ de 6 à 9 k€ /MW
- Prestations sous-traitées à des entreprises nationales (entretien des onduleurs, télé-surveillance). Le budget annuel correspondant peut représenter environ de 2 à 8 k€ /MW.

⁸ Le calcul de la CVAE se base sur des hypothèses qui peuvent différer du calcul réel

Selon ces hypothèses, et dans le cas de la variante 1 du projet avec une puissance installée de 2041 kWc, le budget annuel de maintenance, peut varier de 16 k€ à 35 k€⁹.

De manière générale, le tableau ci-dessous permet d'avoir une visualisation globale des avantages et inconvénients des deux types de projet.

Tableau 11. Comparaison entre les deux types de montage : société de projet initiée par la collectivité ou prise en charge par un développeur indépendant

	Société de projets portée par une SEM	Développeur
Démarches administratives	La SEM prend en charge les démarches administratives : <ul style="list-style-type: none"> - Etude d'impact - Demande de permis de construire - Soumission à un AO de la CRE - Demande de raccordement au réseau électrique 	Le développeur prend en charge les démarches administratives. Possibilité cependant pour la collectivité de réaliser l'étude d'impact (en parallèle de la consultation publique), puis de valoriser cette étude d'impact avec le développeur lors de la négociation
Mise à disposition du terrain	Bail emphytéotique ou Convention d'occupation.	Bail emphytéotique ou Convention d'occupation, avec négociation. Attention à la possibilité de situation de blocage du foncier (non réalisation ou report des travaux après signature du bail)
Risque financier	La rentabilité d'une centrale PV peut être jugée compatible avec les objectifs d'une société de projets créée par une SEM.	Bien que le temps de retour sur investissement puisse être jugé relativement long pour une société privée, le site se situe dans un contexte plutôt favorable par rapport à d'autres sites (bon ensoleillement et ancienne décharge)
Dépenses de développement	Coûts liés au développement d'une société de projet	Coût de développement technico-commercial (marge et intégration du risque)
Dépenses d'investissement	Dépenses d'investissement structurellement identiques	
Maintenance	Prise de risque sur le coût lié à la maintenance, mais meilleure visibilité probable sur l'impact économique local	Maintenance prise en charge par le développeur
Retombées économiques	Retombées économiques positives à partir de la 15 ^{ème} année Possibilité d'exploiter la centrale au-delà de la 20 ^{ème} année (vente à un agrégateur ou contrat de gré à gré auprès d'un fournisseur) IFER et CVAE	<ul style="list-style-type: none"> - Redevance annuelle sous forme de loyer - IFER et CVAE - Renégociation nécessaire au-delà du terme du bail initial
Participation citoyen	Meilleure visibilité sur la dynamique de mobilisation citoyenne	Prise en charge de la participation citoyenne selon le souhait du

⁹ Comme cela est le cas pour l'ensemble des hypothèses de coût utilisées dans ce document, il convient de rappeler que ces chiffres correspondent à un retour d'expérience notamment diffusé par l'ADEME, mais que le coût réellement constaté lors de l'opération pourra être différent.

	Société de projets portée par une SEM	Développeur
		développeur, et pouvant être demandée dans l'octroi du bail emphytéotique ou lors de l'établissement de la convention
Financement	Recherche de partenaires financiers (Institutions bancaires, Caisse des dépôts et consignation, collectivités, participation citoyenne) lors de la structuration de la SEM et lors de création la société de projets	
Gouvernance	Grande marge de manœuvre en fonction du choix du type de société	Pas d'implication directe dans la gouvernance du projet

En ce qui concerne l'apport de capitaux, le fonds d'investissement Terra Energies, en fonds propres ou quasi propres sur des sociétés de projet, comme cela a déjà été le cas par exemple pour l'unité de méthanisation agricole à Combrand (79), finance des projets de production ENR¹⁰.

8. Calendrier de développement de projet

La figure ci-dessous donne un exemple de calendrier de développement de projet d'une centrale PV au sol. Les principales étapes sont :

- La mise en place d'une éventuelle consultation publique pour choisir le prestataire (dans le cas d'une mise à disposition du foncier à un développeur du projet), ou le développement d'une société de projet
- La mise en conformité des documents d'urbanisme
- Réalisation de l'étude d'impact
- Dépôt du permis de construire. Ce dépôt entraîne son instruction ainsi que la réalisation d'une enquête publique
- Le dépôt du permis de construire permet de soumissionner à un appel d'offre de la CRE
- L'acceptation du permis de construire permet de faire une demande de proposition technique et financière auprès d'ENEDIS pour le raccordement au réseau public d'électricité (pour les installations de puissance inférieure à 12 MW)

Le calendrier proposé ici en exemple donne une durée complète de développement jusqu'à la mise en service de 6 ans et demi environ, dans le cas défavorable. Les délais affichés dans ce calendrier peuvent sembler relativement pessimistes et certains peuvent sans doute être raccourcis (raccordement électrique par exemple). Cet exemple permet néanmoins d'alerter sur la nécessité de bien planifier à l'avance les différentes démarches administratives (nécessité par exemple de réaliser l'étude d'impact avant de soumissionner à un AO de la CRE).

¹⁰ <http://www.terra-energies.fr>

9. Conclusion

Selon les hypothèses retenues dans cette étude, il est possible d'installer une centrale PV de 2 041 kWc. Cette puissance peut varier en fonction de plusieurs paramètres :

- Espacement entre les tables de modules
- Technologie de module PV
- Préservation ou non de l'accès au belvédère. Nous avons vu que dans le cas de la suppression du belvédère et du chemin d'accès, il est possible d'installer 2 329 kWc)

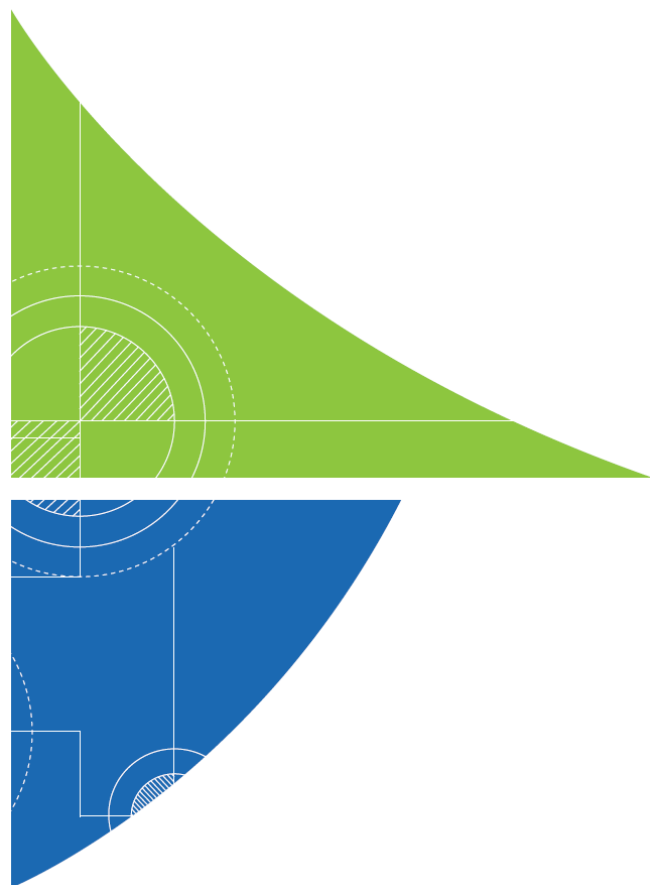
La production électrique annuelle prévisible est d'environ 2 500 MWh (2 841 MWh si on supprime le belvédère) Le productible dépendra des conditions météorologiques réelles, de l'espacement réel entre les tables de modules, ainsi que du dimensionnement exact des onduleurs et du câblage électrique.

D'après les hypothèses retenues pour le calcul économique, il est nécessaire de vendre l'électricité produite à un prix de 74,3 €/MWh pour assurer une bonne rentabilité au projet, et ceci pour les deux variantes étudiées (avec et sans belvédère) (ce résultat étant bien le résultat d'une simulation, et ne présage en rien le prix réellement proposé par le développeur du projet lors d'un AO de la CRE). Certains leviers existent pour améliorer la rentabilité du projet : financement participatif, coût d'investissement inférieur (ce qui, compte tenu de la dynamique du secteur, est envisageable), ou encore recherche d'une rentabilité inférieure mais encore acceptable.

L'exemple de planning de développement de projet permet également de mettre l'accent sur la nécessité de bien planifier les principales démarches administratives :

- Etude d'impact, une année complète étant nécessaire
- Mise en conformité avec les règles administratives : outre la conformité avec le Plan Local d'Urbanisme (et son éventuelle modification), il est nécessaire de s'assurer que l'arrêté d'exploitation du site, ainsi que l'arrête relatif aux servitudes ont bien été publiés. Il peut être utile de rencontrer la DREAL ainsi que la DDTM pour faire le bilan sur ces différentes démarches
- Dépôt du permis de construire et délai d'instruction
- Demande de raccordement auprès du gestionnaire du réseau publique d'électricité. Seule la proposition technique et financière permet de connaître exactement les caractéristique techniques et financières du raccordement. Il est cependant possible de demander dans un premier temps un devis simplifié

ANNEXES



Annexe 1. Tableau de calcul de l'installation

Cette annexe contient 4 pages

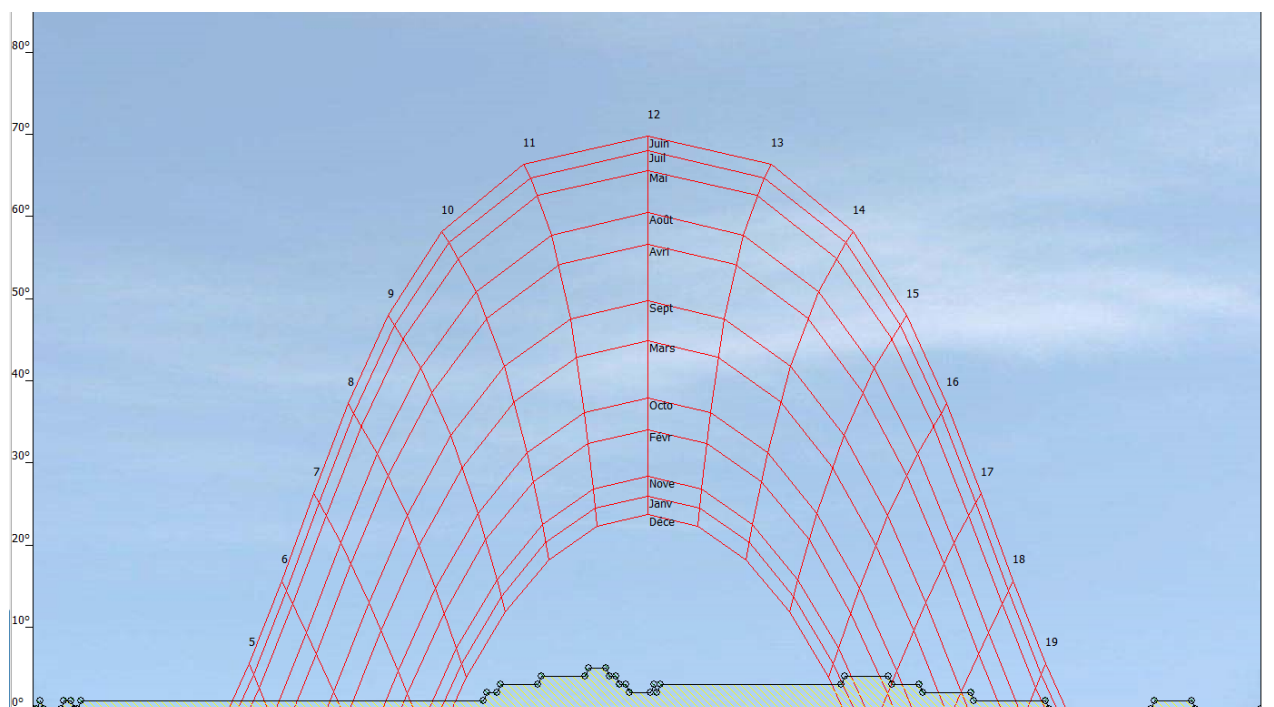
L'annexe se trouve dans la pièce jointe à ce document.



Rendu visuel pour la variante 2

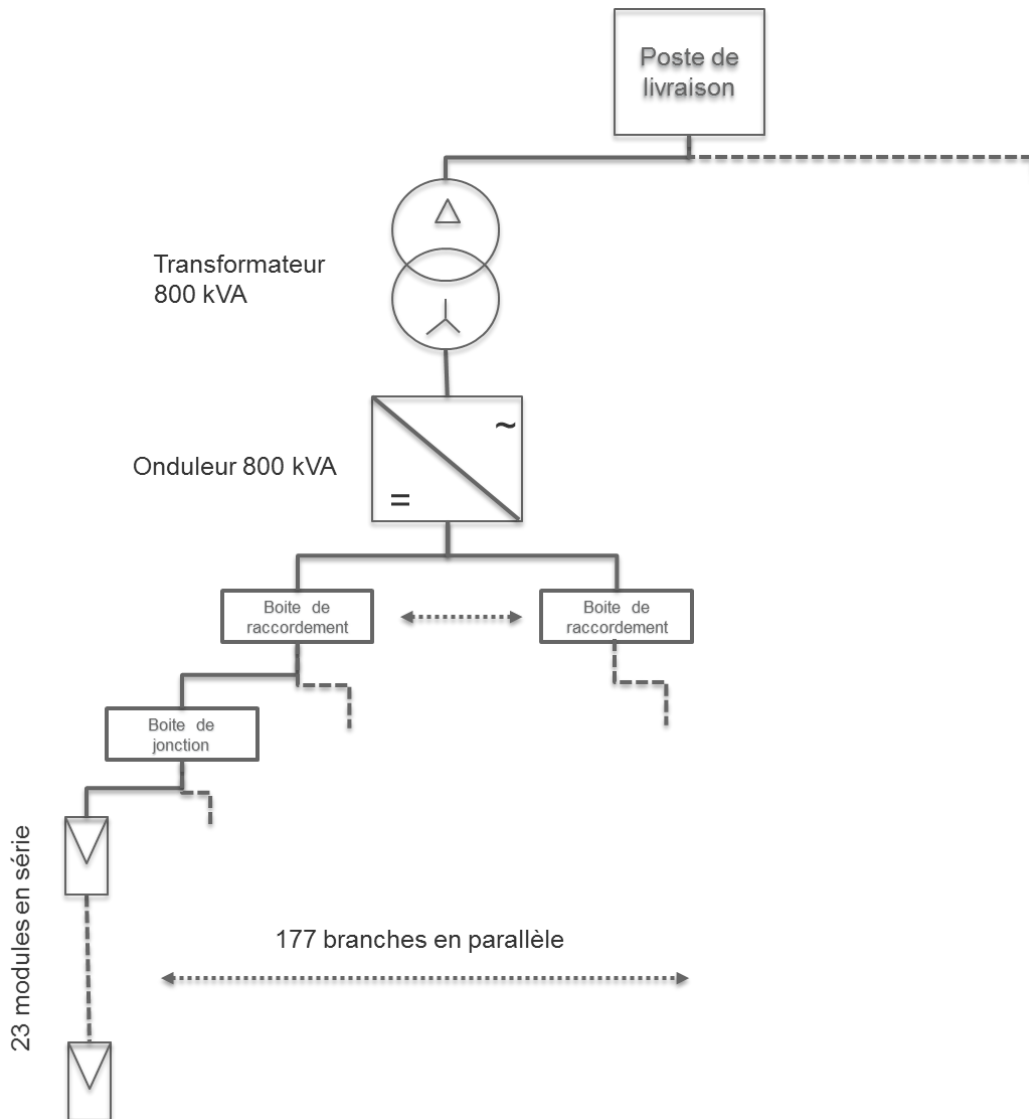
Annexe 3. Relevé des masques proches et lointains

Cette annexe contient 1 page.



Annexe 4. Schémas de principe de l'installation solaire

Cette annexe contient 1 page.



ANNEXE 2 : AMO pour l'installation
d'une centrale photovoltaïque au sol sur
le site Cap Ecologia, analyse critique de
l'étude de faisabilité – SERMET Sud-
Ouest

AMO pour l'installation d'une centrale photovoltaïque au sol sur le site CAP ECOLOGIA

Analyse critique de l'étude de faisabilité

MAÎTRE D'OUVRAGE

PAU BÉARN
PYRÉNÉES
Communauté d'Agglomération

Communauté d'Agglomération PAU BEARN PYRÉNÉES
Hôtel de France
2B Place Royale
BP 547
64010 PAU



SOMMAIRE

1. OBJECTIF DE LA NOTE	2
2. ANALYSE TECHNIQUE DE L'ETUDE DE FAISABILITE	2
2.1 PÉRIMÈTRE DE L'ÉTUDE	2
2.2 DESCRIPTION DU SITE	3
2.3 PRESENTATION TECHNIQUE ET DIMENSIONNEMENT DU PROJET	3
2.3.1 Gisement solaire.....	3
2.3.2 implantation des capteurs photovoltaïques	3
2.3.3 Modélisation.....	4
2.3.4 Branchement électrique.....	6
2.4 SOLUTIONS DE MONTAGE ET DE FINANCEMENT DU PROJET.....	6
3. PERTINENCE ECONOMIQUE DE L'ETUDE DE FAISABILITE.....	6
3.1 INVESTISSEMENTS	6
3.2 COÛTS D'EXPLOITATION	7
3.3 BILAN ENVIRONNEMENTAL	9



1. OBJECTIF DE LA NOTE

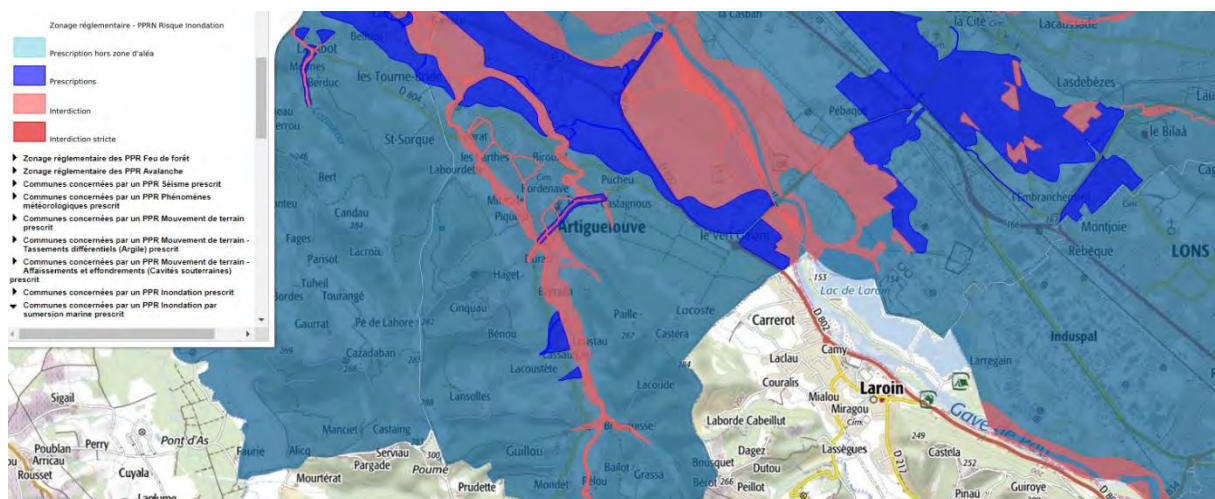
La présente note vise à apporter un éclairage critique et technique de l'étude de faisabilité réalisée en 2017 par BURGEAP. Les remarques sont reprises selon le plan présenté dans l'étude de faisabilité de 2017. Certains points nécessitent des compléments d'informations de la part de la communauté d'agglomération Pau Béarn Pyrénées et il en fait mention dans le document.

2. ANALYSE TECHNIQUE DE L'ETUDE DE FAISABILITE

2.1 PÉRIMÈTRE DE L'ÉTUDE

Dans son étude de faisabilité, BURGEAP précise les points suivants :

- le site fait l'objet d'une fiche BASOL, et des mesures de réhabilitation ont été effectués et achevés en décembre 2004 ; il pourrait être pertinent avant de lancer les phases de réalisation de disposer de mesures récentes de pollution ;
- le site est situé à proximité du gave de Pau ; il n'est pas fait mention du risque inondation dans l'étude de faisabilité. Après vérification, le site n'est pas situé dans une zone d'interdiction du PPRI de la commune de Lescar.



Aléa inondation du site retenu

- le site est situé dans une zone classée au titre de la protection de l'environnement, de la faune et de la flore :



- *le site est classé Natura 2000 (zone ZICO, zone importante pour la conservation des oiseaux) : les activités humaines et les projets d'infrastructure sont possibles en site Natura 2000 mais les projets susceptibles d'avoir des incidences sur les espèces et habitat protégés doivent être soumis à évaluation préalable ;*
- *le lac de Laroin est situé dans la ZNIEFF type II « Réseau hydrographique du Gave de Pau et ses annexes hydrauliques ;*
- *le site est enfin à proximité d'une zone ZNIEFF type I (espaces homogènes écologiquement, définis par la présence d'espèces, d'associations d'espèces ou d'habitats rares, remarquables ou caractéristiques du patrimoine naturel régional. Ce sont les zones les plus remarquables du territoire) ;*

Les mesures compensatoires ou spécifiques, relatives à ces zones protégées à prendre en compte ne sont pas décrites et précisées dans l'étude de faisabilité ; elles sont à identifier rapidement. Si des études d'impact ont été réalisées, le bureau d'études doit être recontacté.

2.2 DESCRIPTION DU SITE

Le poste source électrique du réseau de transport de Lescar est saturé ; ce poste ne pourra pas être utilisé pour le raccordement de la centrale électrique. Les poste de Pau Nord et Bizanos sont également saturés. S3RENR doit transmettre de nouvelles informations quant au raccordement au réseau de transport d'électricité.

2.3 PRESENTATION TECHNIQUE ET DIMENSIONNEMENT DU PROJET

2.3.1 GISEMENT SOLAIRE

Le site est bien décrit. Cependant, il convient de noter que les masques pris en compte dans l'étude de faisabilité (en particulier du dôme) ne sont que théoriques ; aucun relevé sur site n'a été effectué.

2.3.2 IMPLANTATION DES CAPTEURS PHOTOVOLTAIQUES

Deux variantes d'implantation ont été étudiées :

- variante avec conservation du belvédère,
- variante sans conservation du belvédère.



SERMET SUD OUEST attire l'attention de la collectivité sur les conditions d'accessibilité. Par rapport aux exigences en matière d'incendie et de sécurité, les contraintes n'ont pas été prises en compte : les coordonnées du SDIS de Lescar doivent être transmises afin de connaître les contraintes spécifiques du site.

Généralement, les exigences à respecter sont les suivantes :

- portail d'accès de 5 m de largeur minimum,
- respect d'une distance de 5m autour des postes électriques, piste de largeur de 4m à minima,
- distance maximale de 200 m autour d'un point d'eau ou d'une réserve en eau,
- aire de manœuvre avec un rayon de 11 m de courbure,
- absence d'impasse.

D'autres normes sont à prendre en compte, pour l'implantation des panneaux :

- norme NF-C-14-100 qui concerne le réseau de distribution électrique,
- norme NF-C-15-100 qui concerne les installations de basse tension.
- normes 512.2.11 et 522 pour les câbles électriques,
- UTE C 15-712 (12.4) pour les coupures d'intervention des services de secours

Il faut notamment positionner les circuits de courant alternatif (AC) des onduleurs au plus près des points de livraison, le circuit de courant continu (DC) au plus près des modules ; les organes de commande de coupure doivent être regroupés et il ne doit pas y en avoir plus de deux.

2.3.3 MODÉLISATION

Le tableau suivant présente les résultats mis de jour de l'étude de faisabilité. Le détail des variantes est rappelé ci-dessous :

- variante 1 : préservation du belvédère et du chemin d'accès,
- variante 2 : suppression du belvédère et de son chemin d'accès.

		Faisa variante 1	Faisa variante 2	Calcul SERMET variante 1	Calcul SERMET variante 2	Calcul SERMET variante 2
Orientation	°/Sud	0°	0°	0°	0°	0°
Inclinaison	°/horizontale	30°	30°	30°	30°	25°
Nbr de module par table	-	20	20	18	18	18
Surface unitaire module	m ²	1,62	1,62	1,64	1,64	1,64
Puissance unitaire module	Wc	250	250	330	330	330
Nbr de table		408	466	408	466	408
Nbr de modules	-	8 160	9 320	7 344	8 388	7 344
Puissance nominale	kWc	2 040	2 330	2 424	2 768	2 424
Surface de panneaux	m ²	13 249	15 132	12 069	13 785	12 069
Nombre onduleur	-	2	2	1	1	1
Puissance par onduleur	kVA	800	1 000	2 200	2 200	2 200
Puissance totale ondulée	kVA	1 600	2 000	2 200	2 200	2 200
Production annuelle	MWh elec	2 499	2 841	3 106	3 566	3 530
Productivité	kWh/kWc	1 225	1 219	1 282	1 288	1 457

Ces éléments ont été modélisés avec le logiciel PVSyst. Depuis l'étude de faisabilité, datant de 2017/2018, la technologie a évolué et les modules considérés sont des RECOM – SILLIA de 330 W, fabriqués en France avec une commercialisation au premier trimestre 2021. Le calcul se base sur le même nombre de tables que lors de l'étude de faisabilité, mais chaque table comprend 18 panneaux au lieu de 20, afin de disposer d'une marge sur la prise en compte des ombrages et des réductions de surface du fait des chemins.

La modélisation entraîne quelques remarques :

- les ombrages réels du site devront être relevés pour calculer le productible réel en phase APD/ PRO,
- le potentiel présenté ci-dessus est théorique : il ne tient pas compte des résultats des études à réaliser sur le site et qui pourraient modifier le projet, tel que l'étude de sol ou l'étude environnementale ;
- la production annuelle peut être maximisée :
 - en modifiant l'inclinaison à 25° au lieu de 30° (variante 2 présentée dans le tableau),
 - en calepinant à l'aide d'un plan topographique.

A noter, le plan d'implantation n'a pas été refait, en l'absence d'un plan topographique : le plan topographique devra être pris en charge par le candidat retenu lors de l'appel d'offres. De même, une version numérisée en dwg du plan d'implantation est-elle disponible et auquel cas, peut-elle être transmise ?



2.3.4 BRANCHEMENT ÉLECTRIQUE

L'étude de faisabilité mettait en avant la solution onduleur centralisé. SERMET SUD OUEST a consulté un fabricant qui indique que la solution la plus pertinente d'un point de vue économique est la solution onduleur string, c'est-à-dire une solution décentralisée avec la mise en place d'un onduleur par branche lorsque la puissance de l'installation est inférieure à 4 MWc.

2.4 SOLUTIONS DE MONTAGE ET DE FINANCEMENT DU PROJET

Les démarches administratives à prendre en charge par la collectivité doivent être précisées :

- étude de sol : un risque lié à la production de biogaz par les déchets enterrés existe. La collectivité devra mandater un expert pour écarter tout risque ;
- étude géotechnique : une étude géotechnique doit être lancée type G2 phase avant-projet. Une coupe de principe des modules photovoltaïques et du poids de ces modules devra être fournie. Une étude complémentaire sur le tassement différentiel est nécessaire tout comme un avis sur la technique de structure porteuse ;
- demande de proposition technique ENEDIS : le modèle de proposition de ENEDIS est présenté en annexe.

3. PERTINENCE ECONOMIQUE DE L'ETUDE DE FAISABILITE

3.1 INVESTISSEMENTS

SERMET SUD OUEST a recalculé le montant des investissements du projet.



		Faisa variante 1	Faisa variante 2	Calcul SERMET variante 1	Calcul SERMET variante 2
Puissance	kWc	2 040	2 330	2 424	2 768
Modules	€ HT	930 240 €	1 062 020 €	737 962 €	842 868 €
Prix unitaire	€ HT/Wc	0,46 €	0,46 €	0,30 €	0,30 €
Part / prix total		42%	42%		
Total TRAVAUX	€ HT	2 131 800 €	2 433 790 €	2 180 588 €	2 395 376 €
Prix unitaire	€ HT/Wc	1,10 €	1,09 €	0,90 €	0,87 €
Divers		102 000 €	116 450 €	233 373 €	246 046 €
Total		2 233 800 €	2 550 240 €	2 413 962 €	2 641 422 €

Le montant des investissements pris dans l'étude de faisabilité est correct ; le montant s'élève à environ 1 €/Wc (moyenne entre l'étude de faisabilité et la mise à jour) et la baisse du montant d'investissements est liée à la baisse du prix des modules photovoltaïques.

L'évolution constatée est de nature à renforcer l'intérêt du photovoltaïque : la puissance produite par les panneaux est supérieure à celle présentée en 2017 et le coût est moindre au niveau des investissements.

SERMET SUD OUEST propose la décomposition suivante des investissements liés aux travaux hors frais divers :

Postes	Calcul SERMET variante 1	Calcul SERMET variante 2
Etudes EXE	45 000	45 000 €
Panneaux (fourniture et pose et câblage)	938 697 €	1 068 868 €
Onduleurs et câblage	293 382 €	309 500 €
Autres postes électriques (poste de transformation, raccordement, point de livraison)	233 435 €	230 000 €
Génie civil et aménagement parcelle	670 104 €	742 008 €
Total travaux	2 180 588 €	2 395 376 €

3.2 COÛTS D'EXPLOITATION

SERMET SUD OUEST a recalculé le bilan économique de l'opération. Les chiffres présentés dans l'étude de faisabilité manquent de détails :

- il conviendrait de clarifier la durée prise en compte pour l'établissement du modèle économique (25 ou 30 ans). L'analyse économique réalisée dans l'étude de faisabilité est établie sur 20 ans, après signature du marché de vente d'électricité. cette durée peut être augmentée pour correspondre à la durée de vie des panneaux ;



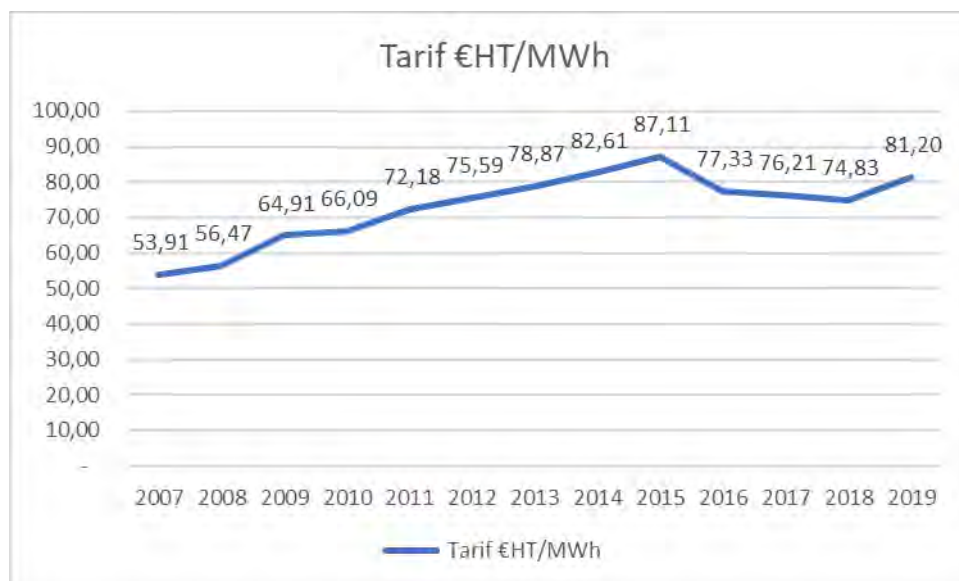
- sur la base des éléments fournis, SERMET SUD OUEST n'a pas pu retrouver les chiffres présentés dans l'étude de faisabilité ;
- les hypothèses incluaient notamment un prix variable du loyer. SERMET SUD OUEST pense qu'il faut fixer le prix du loyer sur 20 ans ;
- il manque les charges liées au TURPE (charges d'acheminement du réseau de transport régulé).

Sur la base des éléments communiqués en faisabilité, l'opération ne paraît pas rentable : le taux de rentabilité interne est de 1,2 %.

Calcul des indicateurs économiques du projet hors frais financiers		
Coût global projet	3 378 912	€ sur 20 ans
Coût de revient	70,9	€ HT/MWh
Charges annuelles moyennes	57 256	€/an yc taxes
Recettes moyennes	183 887	€/an
Rentabilité moyenne	126 632	€/an
Temps de retour brut (TRB)	18	ans
TRI PROJET	1,2%	

Cependant, au vu des caractéristiques du projet, ce raisonnement ne paraît aujourd'hui plus pertinent. L'électricité sera cédée gracieusement au prestataire. Le prix d'achat moyen annuel de l'électricité (source PEGASE) pour une entreprise consommant plus de 2 GWh et moins de 20 GWh par an s'élève en 2019 à 81,2 €HT/MWh.

Le graphique suivant présente l'évolution du prix moyen pour une entreprise dans cette tranche de consommation.



Entre 2007 et 2019, le tarif de l'électricité a augmenté de 51%, soit une augmentation annuelle de l'ordre de 4%. En considérant que cette augmentation du tarif de l'électricité va se



poursuivre, l'économie annuelle sur l'achat d'électricité est de 50 000 €HT environ (variante 1 de l'étude de faisabilité) en 2022 (91 €HTVA /MWh).

3.3 BILAN ENVIRONNEMENTAL

Le contenu carbone de l'électricité produite pris en compte, dans l'étude de faisabilité, est de 88 tonnes de Co2 émises par rapport au mix énergétique français de production d'électricité. Ce ratio semble cohérent au regard de la production électrique française et des émissions de Co₂ associées à chaque mode de production (sources données du GIEC et base carbone).

Type de production	Répartition de la production électricité France	gCo ₂ émis/kWh
Nucléaire	72%	12
Hydraulique	10%	24
Gaz	8%	490
Eolien	5%	11
Solaire	2%	41
Bioénergies	2%	230
charbon	2%	820
fioul	1%	327

L'ADEME a publié, en juillet 2020, une note sur son positionnement par rapport au contenu Co₂ de l'électricité, en cas de chauffage électrique. Dans cette note, l'ADEME considère un chiffre de 80 g de Co₂ émis par kWh consommés pour les besoins de chauffage électriques.

Le ratio pris en compte lors de l'étude de faisabilité paraît cohérent. D'autres comparaisons peuvent être établies au niveau environnemental sur la base des consommations présentées lors de l'étude de faisabilité (voir tableau ci-dessous).



Bilan environnemental - variante 1		
Production électricité PV	2 499 MWh/an	215 TEP ef
Conversion énergie primaire	554 TEP ep	
Emission CO2 évitées	220 tonnes/an	4195 tonnes 20 ans
Déchets radioactifs évités	26 kg/an	491 kg sur 20 ans
		<i>dont déchet vie longue</i> 9%
Eq. conso élec annuelle de (hors chauffage électrique)	781 familles	

Bilan environnemental - variante 2		
Production électricité PV	2 841 MWh/an	244 TEP ef
Conversion énergie primaire	630 TEP ep	
Emission CO2 évitées	250 tonnes/an	tonnes 20 ans 0 ans
Déchets radioactifs évités	29 kg/an	kg sur 20 ans 0 ans
		<i>dont déchet vie longue</i> 9%
Eq. conso élec annuelle de (hors chauffage électrique)	888 familles	