

# ÉTUDE DE FAISABILITÉ

## Autoconsommation collective

Centrales photovoltaïques sur toiture et ombrières de parking

### OPERATION

#### Ville de St Pourçain sur Sioule - Autoconsommation Collective

##### MAITRE D'OUVRAGE

Ville de St Pourçain sur Sioule

Resp. : Mme. Béatrice ROGUE

Directrice Services Techniques

[brogue@ville-saint-pourcain-sur-sioule.com](mailto:brogue@ville-saint-pourcain-sur-sioule.com)

04 70 45 33 42



VILLE DE  
SAINT-POURÇAIN-SUR-SIOULE

Etudes financées par le SDE03



##### BUREAU D'ETUDES

TECSOL

Agence Auvergne Rhône-Alpes

4 rue Saint Sidoine

69003 Lyon

Resp. : M. Julien PERRAUD

Responsable d'agence AURA

☎ : 06.62.76.98.15

✉ : [julien.perraud@tecsol.fr](mailto:julien.perraud@tecsol.fr)



##### DATE

14 février 2023

##### VERSION

01

##### REFERENCE OPERATION

2023 - 004



## TERMES UTILISES ET DEFINITIONS

---

<b>OAC</b>	Opération d'autoconsommation collective
<b>ACC</b>	Autoconsommation collective
<b>ACI</b>	Autoconsommation individuelle
<b>MDE</b>	Maitrise de l'Energie
<b>BT</b>	Basse Tension
<b>HT</b>	Haute Tension
<b>CA</b>	Courant Alternatif
<b>CC</b>	Courant Continu
<b>CR</b>	Complément de Rémunération
<b>CRE</b>	Commission de Régulation de l'Energie
<b>GRD</b>	Gestionnaire du Réseau de Distribution
<b>PDL</b>	Point de Livraison
<b>PV</b>	Photovoltaïque
<b>RPD</b>	Réseau Public de Distribution
<b>TGBT</b>	Tableau Général Basse Tension
<b>VAN</b>	Valeur actuelle nette
<b>TRB</b>	Temps de Retour Brut
<b>TRA</b>	Temps de Retour Actualisé
<b>TRI</b>	Taux de Rentabilité Interne
<b>HPH</b>	Heures Pleines saison Haute
<b>HPB</b>	Heures Pleines saison Basse
<b>HCH</b>	Heures Creuses saison Haute
<b>HCB</b>	Heures Creuses saison Basse
<b>CSV</b>	Composante de Soutirage Variable
<b>CSF</b>	Composante de Soutirage Fixe

# SOMMAIRE

<b>1.</b>	<b>PRINCIPE DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE.....</b>	<b>5</b>
1.1	Principe général.....	5
1.2	Cas de l'autoconsommation .....	6
1.3	Principe d'une Opération d'Autoconsommation Collective (OAC).....	7
1.3.1	Cadre de l'OAC .....	7
1.3.2	Acteurs intervenant dans une opération d'autoconsommation collective (OAC).....	8
1.3.1	Contexte réglementaire .....	9
1.3.2	Montage juridique envisagé .....	10
1.3.3	Périmètre de l'étude envisagé .....	10
1.4	Technologies photovoltaïques envisagées sur ce projet .....	11
1.4.1	Système d'intégration .....	11
1.4.2	Module photovoltaïque .....	13
1.4.3	Onduleur photovoltaïque.....	13
1.4.4	Emplacement des onduleurs et des équipements électriques.....	14
<b>2.</b>	<b>CONTRAINTES TECHNIQUES ET REGLEMENTAIRES .....</b>	<b>15</b>
2.1	Contraintes réglementaires pour le site.....	15
2.1.1	Assurabilité.....	15
2.1.2	Sécurité incendie.....	15
2.1.3	Procédure d'urbanisme.....	15
2.1.4	Raccordement en autoconsommation collective .....	16
2.2	Contraintes techniques sur les sites.....	16
2.2.1	Structure et intégration du projet photovoltaïque.....	16
2.3	Masques et environnement du projet .....	17
2.3.1	Conditions météorologiques.....	18
<b>3.</b>	<b>PRÉSENTATION GÉNÉRALE DES SITES DE PRODUCTION.....</b>	<b>19</b>
3.1	Situation des sites.....	19
3.1.1	Bâtiment CTM .....	19
3.1.2	Parking.....	21
<b>4.</b>	<b>BESOINS ENERGETIQUES.....</b>	<b>24</b>
4.1	Bâtiments consommateurs retenus dans le périmètre de l'étude .....	24
4.2	Contrat d'électricité et abonnement .....	24
4.3	Etude des consommations .....	25
4.4	Répartition de la consommation en fonction de la journée et de la saison.....	26
4.5	Analyse des couts d'électricité réseau .....	27
<b>5.</b>	<b>METHODOLOGIE ETUDE ET SCENARIO.....</b>	<b>28</b>
5.1	Méthodologie.....	28
5.2	Méthode de calcul .....	28
5.3	Scénarios envisagés .....	29
<b>6.</b>	<b>RÉSULTATS ÉNERGÉTIQUES.....</b>	<b>30</b>
6.1	Autoconsommation et bilan énergétique .....	30
6.2	Scénario 1 : Résultats de simulation .....	31
6.2.1	Economies annuelles scénario 1 .....	33
6.3	Scénario 2 : Résultats de simulation .....	34

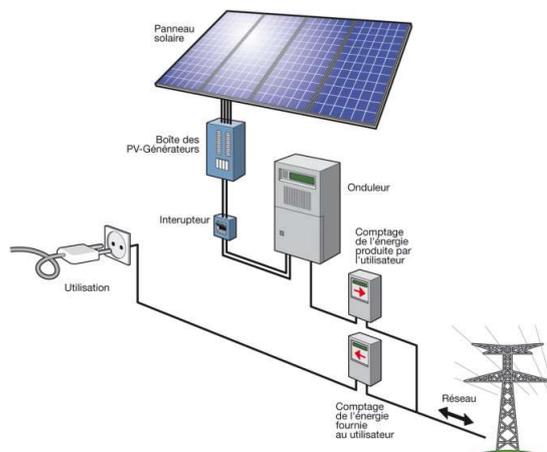
6.3.1	Economies annuelles scénario 2 .....	36
<b>7.</b>	<b>ASPECTS ÉCONOMIQUES DU PROJET.....</b>	<b>37</b>
7.1	Evaluation de l'investissement photovoltaïque.....	37
7.2	Frais d'exploitation .....	37
7.3	Coûts prévisionnels des travaux .....	38
<b>8.</b>	<b>BILAN FINANCIER .....</b>	<b>40</b>
8.1	Éléments économiques à intégrer .....	40
8.2	Bilan économique Scénario 1 .....	40
8.3	Bilan économique Scénario 2 .....	41
<b>9.</b>	<b>SYNTHESE DE L'ETUDE .....</b>	<b>43</b>
<b>10.</b>	<b>Scénario 3 : Ombrières en vente totale .....</b>	<b>44</b>
10.1	Chiffrage .....	44
10.2	Bilan énergétique .....	45
10.3	Bilan financier .....	45
<b>11.</b>	<b>Conclusions.....</b>	<b>47</b>

# 1. PRINCIPE DE L'INSTALLATION PHOTOVOLTAÏQUE

## 1.1 Principe général

D'une manière générale, une installation photovoltaïque se compose des éléments suivants :

- **Les modules photovoltaïques** qui transforment la lumière solaire en courant continu,
- **Les boîtes de connexion** qui regroupent les modules en série et/ou parallèle pour obtenir les tensions nécessaires aux onduleurs, et peuvent également contenir des sectionneurs CC,
- **Les onduleurs**, composants essentiels qui transforment le courant continu en courant alternatif, identique à celui du réseau, et synchronisé avec lui,
- **Les sécurités de découplage**, réglementaires, qui doivent isoler les onduleurs du réseau dès la moindre anomalie (dérive en tension ou fréquence). Ces sécurités sont incluses dans les onduleurs en basse tension ou dans le poste de livraison en haute tension.
- **Les compteurs**, relevant l'énergie produite par l'installation photovoltaïque, que l'on peut trouver à deux niveaux :
  - ⇒ Général, relevant l'énergie produite par l'installation photovoltaïque,
  - ⇒ Individuel, après chaque onduleur ou groupe d'onduleurs. Il permet une surveillance de la production, du bon fonctionnement de chaque appareil (par comparaison) et peut être relié à un panneau d'affichage public.



La **production photovoltaïque** peut-être :

- Soit vendue en totalité au réseau public de distribution,  
Selon des tarifs d'achat dépendant de la configuration de l'installation et de la puissance raccordée ;
- Soit entièrement consommée par le site concerné, sans revente au réseau,  
Et avec stockage éventuel (batteries) de l'énergie produite si les besoins et l'énergie disponible ne sont pas en phases ;
- Soit consommée sur site, avec revente au réseau de l'excédent de production photovoltaïque éventuel.

Le **dimensionnement des installations photovoltaïques** (surface de modules, onduleurs, ...) est réalisé suivant l'option d'utilisation de l'énergie envisagée : revente totale, autoconsommation partielle, totale, collective.

Dans tous les cas, le dimensionnement sera très sensible à des paramètres tels que :

- La situation géographique du site : orientation, inclinaison, masques, relevés météorologiques ;
- La topographie de la surface à couvrir ;
- La puissance électrique disponible sur site : capacité et tension du réseau ;
- Le type de raccordement électrique imposé par l'exploitant du réseau, selon la nature des équipements.

## 1.2 Cas de l'autoconsommation

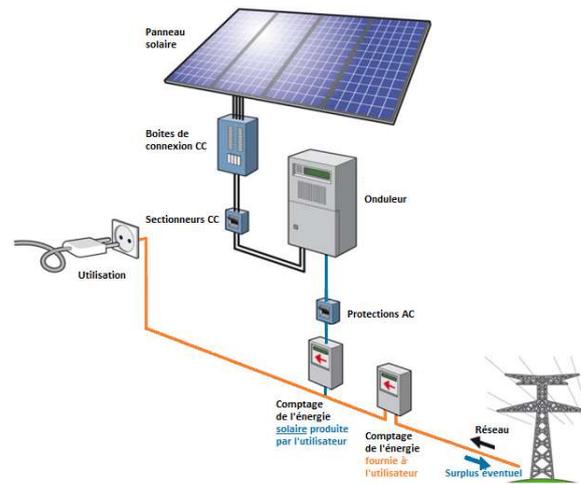
L'électricité produite par le générateur solaire installé sur le site concerné est en quasi-totalité consommée sur place, en complément du réseau de distribution.

**Le surplus éventuel peut seulement être maîtrisé pour ne pas être injecté au réseau ou revendu selon les conditions tarifaires propres au projet.**

Le générateur photovoltaïque est directement raccordé au réseau interne de distribution du site.

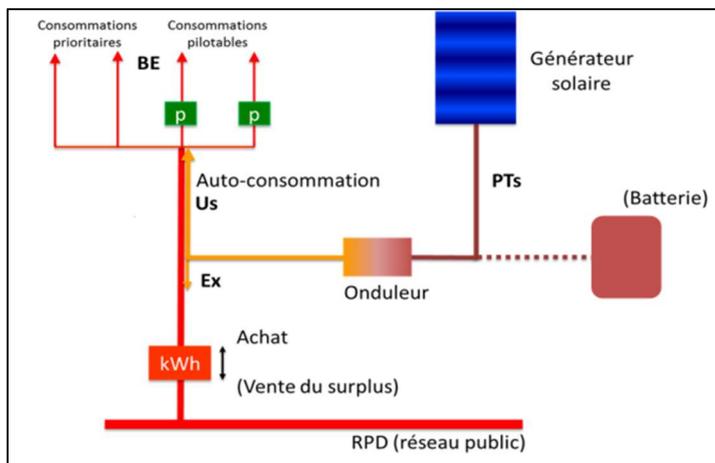
Comme précédemment, les modules photovoltaïques génèrent un courant continu transformé en courant alternatif, identique à celui du réseau, par un ou plusieurs onduleurs spécifiques.

Les onduleurs sont raccordés **en aval du tableau d'abonné de consommation**, selon le schéma ci-contre.



Une installation solaire dont la production est consommée directement sur site est **dimensionnée en se basant impérativement sur le profil journalier de consommation du site concerné**, relevé ou estimé sur une année complète de fonctionnement, afin d'ajuster au mieux la production d'énergie photovoltaïque.

Le schéma ci-dessous permet de définir les principales grandeurs qui pourront être utilisées par la suite, afin d'évaluer la pertinence et les performances des scénarios envisagés en autoconsommation.



*Schéma de principe en autoconsommation*

- PTs** Production totale d'électricité d'origine photovoltaïque (kWh)
- BE** Besoins énergétiques ou consommations du site (kWh)
- Us** Partie de la production d'électricité solaire consommée sur place, i.e. autoconsommée
- Ex** Énergie excédentaire (ou surplus), vendu à un acheteur
- Tac**  $Us/PTs$  : taux d'autoconsommation (ou d'utilisation), soit la part de la production électrique d'origine photovoltaïque qui est consommée sur site.
- TAp**  $Us/BE$  : taux d'autoproduction (ou de couverture), soit la part des besoins électriques qui est assurée par la production solaire locale.

**L'installation se rentabilise grâce aux économies réalisées sur la facture d'énergie du consommateur. Il devient naturel que les projets sont d'autant plus rentables que le coût de l'électricité réseau augmente et que les taux d'autoconsommation et de couverture sont importants.**

### 1.3 Principe d'une Opération d'Autoconsommation Collective (OAC)

#### 1.3.1 Cadre de l'OAC

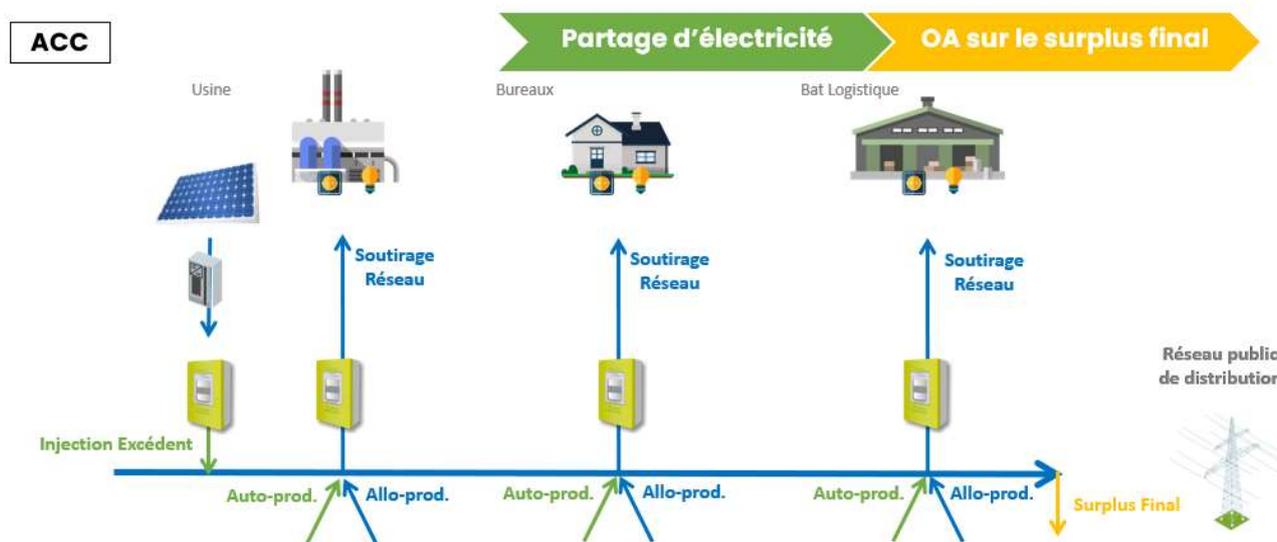
Un cadre règlementaire et juridique applicable à l'autoconsommation collective a été récemment défini et acté par le décret d'application d'Avril 2017 portant sur l'autoconsommation collective.

Celui-ci fixe le périmètre d'une OAC et donne les principes de répartition de la production d'électricité entre les consommateurs participant à cette opération, précisant notamment le rôle des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité (GRD, ici Enedis) et celui de l'entité appelée « Personne Morale Organisatrice » (PMO).

Une opération d'autoconsommation est dite collective d'après l'article L315-2 du code de l'énergie :

Lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale organisatrice (PMO) et **dont les points de soutirage et d'injection sont tous situés dans un cercle de rayon 1km.**

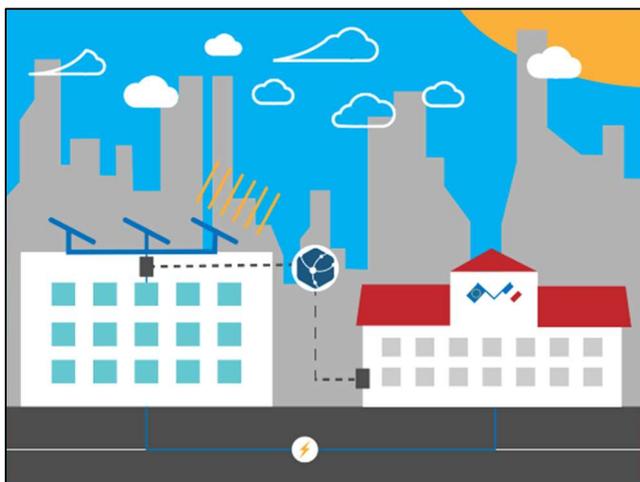
Plus simplement, une OAC consiste à répartir l'énergie produite par une ou plusieurs installations photovoltaïques sur plusieurs points de consommation :



*Schéma de principe en autoconsommation collective*

L'autoconsommation collective, ou mutualisée, est un schéma d'utilisation de l'énergie récent et novateur.

Une telle mutualisation des points de consommation permet la mise en place d'opérations d'autoconsommation sur de nombreuses situations qui ne se prêtaient pas à l'autoconsommation simple, illustrées par les exemples suivants :



Si deux ou plusieurs bâtiments proches souhaitent entreprendre une démarche d'autoconsommation, une seule installation solaire suffirait. Les bâtiments n'offrant pas de possibilités simples d'intégration pourraient ainsi être alimentés par des centrales implantées sur des sites voisins.

Ou un bâtiment n'ayant pas le profil de consommation adéquat (longue période de fermeture par exemple) pourrait profiter de l'effet de foisonnement des usages, offrant ainsi un profil de consommation plus lissé et davantage en adéquation avec le profil de production. Ce schéma sera celui utilisé dans cette étude avec une production solaire sur le gymnase et un partage de l'énergie fléché vers d'autres bâtiments communaux.

### 1.3.2 Acteurs intervenant dans une opération d'autoconsommation collective (OAC).

Une opération d'autoconsommation collective implique une organisation particulière, articulée autour d'une Personne Morale Organisatrice (PMO). Alors que le projet d'article L.315-2 du code de l'énergie envisageait le regroupement du ou des consommateurs finals et du ou des producteurs « sous forme d'association, de coopérative, ou de syndicat de copropriétaires », la CRE, dans une délibération du 13 juillet 2016, avait estimé que les formes de relations proposées étaient trop restrictives, et qu'il fallait tenir compte des autres types de relations contractuelles d'ores et déjà possibles, et de futures évolutions. En dernier lieu, il a été opté pour le terme générique de « personne morale » présentée comme « organisatrice » de l'opération d'autoconsommation collective. Cette personne morale a vocation à :

- Réunir un ou plusieurs producteurs, ainsi qu'un ou plusieurs consommateurs finals ;
- Être responsable de la « répartition » de la production entre les consommateurs (définition et modification des règles). L'article D.315-9 du code de l'énergie impose à ce titre la signature d'un contrat entre la PMO et le GRD, lequel n'interviendra qu'à l'issue de la mise en service de l'installation est « établi sur la base d'un modèle figurant dans la documentation technique de référence » de GRD
- Recueillir le consentement des participants et informer le GRD des entrées et sorties.

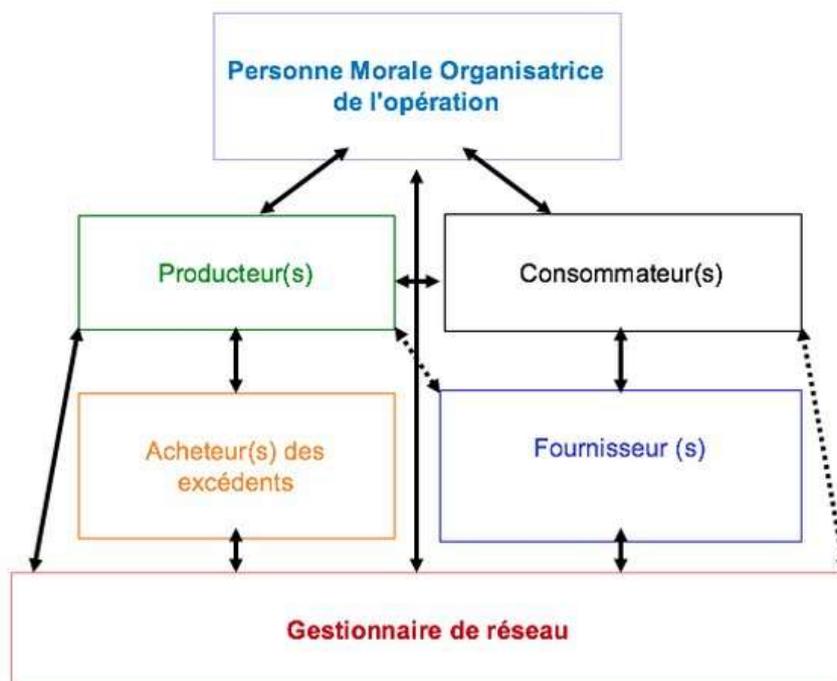
Elle n'a pas vocation à :

- A priori se substituer au.x producteur.s, au.x.quel.s il revient de conclure un contrat avec un tiers acheteur (fournisseur, agrégateur) pour l'électricité produite et non consommée dans le cadre de l'opération ;
- A priori se substituer au.x consommateur.s, au.x.quel.s il revient de conclure un contrat avec un tiers fournisseur au titre du complément de fourniture.

De nombreux acteurs sont impliqués dans l'opération d'autoconsommation collective :

- > La personne morale organisatrice (PMO) de l'opération qui lie producteur(s) et consommateur(s)
- > Le(s) producteur(s) participant à l'opération
- > Le(s) consommateur(s) participant à l'opération
- > Le(s) fournisseur(s) pour le complément de fourniture des consommateurs
- > Le(s) acheteur(s) pour la vente éventuelle du surplus
- > Le gestionnaire de réseau pour le raccordement au réseau et l'affectation des flux

Le schéma ci-dessous résume l'articulation de ces différents acteurs (source Hespul) :



### 1.3.1 Contexte réglementaire

La reconnaissance de l'autoconsommation dans le droit français a connu un parcours mouvementé, avec une série de dispositions fondatrices prises en 2015-2021 et un cadre réglementaire qui reste évolutif.

Ci-dessous quelques modalités (listes non exhaustives) concernant les règles actuellement en vigueur :

#### Pas de temps de mesure :

L'article D. 315-1 du code de l'énergie précise les modalités de répartition de la production des opérations d'autoconsommation collective : répartition au pas de temps identique à celui utilisé pour le règlement des écarts des responsables d'équilibre, soit actuellement **au pas de temps 30 minutes**, d'après le site de RTE.

#### Comptage :

L'utilisation de **compteurs intelligents et communicants (par exemple Linky)** sont obligatoires pour participer à une opération d'autoconsommation collective comme indiqué à l'article D.315-3 du code de l'énergie.

L'article D.315-4 du même code précise **qu'aucun report de surproduction ou de surconsommation ne pourra être réalisé** : à chaque pas de mesure (c'est-à-dire toutes les 30 minutes),

- > La quantité autoconsommée totale ne pourra être supérieure ni à la production totale ni à la consommation totale
- > La quantité affectée à chaque consommateur ne pourra être supérieure à la quantité consommée (pas d'index négatif)

#### Surplus :

L'arrêté tarifaire s21 permet aux opérations d'autoconsommation collective de bénéficier d'un tarif d'obligation d'achat propre à la vente en surplus.

**TURPE** : Une opération d'autoconsommation individuelle bénéficie de l'exonération des droits d'accises et des taxes variable d'utilisation du réseau de distribution sur l'électricité autoconsommée, contrairement à une

opération d'autoconsommation collective (ACC) qui n'est pas exonérée de ces taxes car les électrons circulent quand même par le réseau de distribution (ENEDIS ici).

### 1.3.2 Montage juridique envisagé

Le montage et l'optimisation d'une PMO dans un projet ACC nécessite une réflexion juridique à part entière. Néanmoins, une possibilité pour ce projet simplifié qui regroupe uniquement des bâtiments appartenant à la ville en production comme en consommation serait que **la ville de Saint Pourçain sur Sioule soit PMO.**

### 1.3.3 Périmètre de l'étude envisagé

Ci-dessous la liste des bâtiments producteurs et consommateurs pour cette étude.

Les sites producteurs seraient :

- CTM après rénovation de la couverture
- Ombrières de parking

Les 9 sites consommateurs seraient :

- Ecole Berthelot
- Ecole maternelle Dolto
- Restaurant scolaire
- Salle Jean Reynaud + Art Martiaux
- Gymnase Joseph Vincent
- Mairie/Médiathèque
- Salle Bernard Coulon
- Salle Mirendense
- Piscine municipale

**Tous ces bâtiments sont situés dans un cercle de rayon 1km.**

## 1.4 Technologies photovoltaïques envisagées sur ce projet

### 1.4.1 Système d'intégration

Le système d'intégration assure la liaison entre les modules et la toiture. Différents systèmes existent pour s'adapter aux différentes typologies de toiture rencontrées. Dans ce projet, la toiture du CTM serait équipée d'un système d'intégration en surimposition du bac acier. Ce système pourra être de la marque dôme solar Helio b<sup>2</sup> ou équivalent.



Puisque la toiture actuellement amiantée sera déposée et refaite, le choix du bac acier est important pour être sous avis technique avec un système d'intégration solaire.

La liste des références de bacs compatibles :

- Bacs COVEO 3.45 (ép.75/100e)
- Bacs COVEO 4.40 (ép. 75/100e)
- Bacs Trapéza 3.333.39 T & 3.45.1000 TS (ép 75/100e & 100/100e)
- Bac Arcelor Komet® 840
- Bacs JORIS IDE référence 45.333.1000 CS (ép. 75/100e)
- MONOPANEL Cobacier 1003 (ép. 75/100e)

Concernant le parking, les ombrières seront de types « double », c'est-à-dire qu'elles couvriront 2 places de parking dans la largeur. Leur rampant sera de 12m pour optimiser leur coût (structure et fondation) par rapport aux ombrières simples très coûteuses et difficilement rentables. Ci-dessous des exemples d'ombrières doubles.

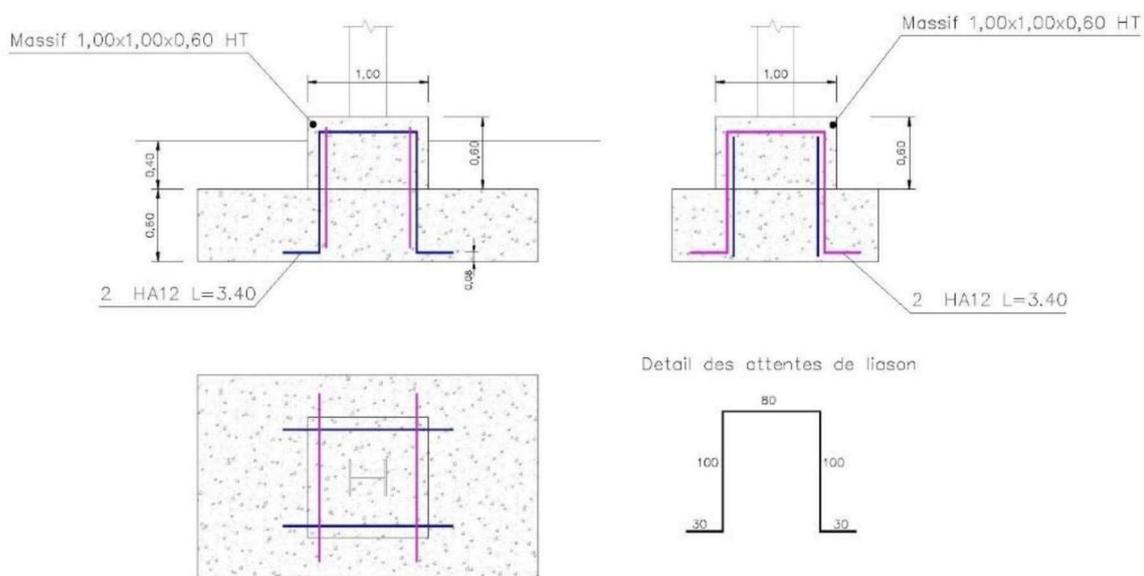


Les ombrières nécessitent la création de fondation (souvent des semelles béton) et donc des travaux de VRD importants. Ces fondations permettent de répondre aux contraintes neige et vent du site. Le béton utilisé est souvent de classe BETON C25/30. Environ 4m<sup>3</sup> de béton sont nécessaires par bloc. Chaque poteau d’ombrière est espacé de 3 places de parking soit 7.5 m.

Ces données sont indiquées à titre d’information et les dimensionnements finaux des fondations dépendront de l’étude de sol qui devra être réalisée avant le démarrage du projet (G2 PRO).

MASSIF SUR SEMELLES

E: 1/40



Fondations en béton sur un projet similaire (source : SOLSTYCE)

### 1.4.2 Module photovoltaïque

Il existe aujourd'hui trois filières technologiques principales : cristalline, couche mince ou polymère photovoltaïque. La production attendue des différents systèmes dépend en grande partie de la technologie du module employé.

Pour la suite de l'étude, on mettra en œuvre uniquement des technologies cristallines à hautes performances, de type monocristallines ou polycristallines à haut rendement.

Les rendements observés seront ainsi compris entre 18 à 22%, pour un ordre de prix des modules aux alentours de 0,35 à 0,7 €/Wc. De tels rendements permettront d'optimiser les surfaces de modules à implanter.

D'autre part, pour une intégration architecturale harmonieuse, les modules pourront être préconisés dans leurs versions teinte noire : cadre aluminium anodisé noir, cellules et fond intégralement noirs mats. Le verre pourra également être de type antireflet, limitant ainsi les risques d'éblouissement.



Les études ont été menées en considérant un module photovoltaïque à « hautes performances », dont le rendement surfacique a été optimisé. Il a donc l'avantage, à surface égale, de pouvoir augmenter la puissance de l'installation

Pour les simulations, il sera choisi le module monocristallin **LONGI LR4 54HPH 410 Wc (ou équivalent)** :

Electrical Characteristics	STC : AM1.5 1000W/m <sup>2</sup> 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m <sup>2</sup> 20°C 1m/s			
	LR5-54HPH-405M		LR5-54HPH-410M		LR5-54HPH-415M	
Module Type	LR5-54HPH-405M		LR5-54HPH-410M		LR5-54HPH-415M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	405	302.7	410	306.5	415	310.2
Open Circuit Voltage (Voc/V)	37.00	34.79	37.25	35.02	37.50	35.26
Short Circuit Current (Isc/A)	13.83	11.18	13.88	11.22	13.94	11.27
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	31.00	28.80	31.25	29.03	31.49	29.25
Current at Maximum Power (Imp/A)	13.07	10.52	13.12	10.56	13.18	10.60
Module Efficiency(%)	20.7		21.0		21.3	

### 1.4.3 Onduleur photovoltaïque

Pour notre étude, nous avons retenu les **onduleurs de marque Huawei**, équipements de fabrication chinoise, robustes et présentant de bonnes performances (rendement européen : 98%), ou équivalent. Ces onduleurs présentent les meilleurs rendements sur le marché avec un taux de défaillance minimal.



*Onduleur string Huawei en toiture avec boîtier AC. Source : Tecsol*

Onduleur		Onduleur	
ONDULEUR	Huawei	ONDULEUR	Huawei
PUISSANCE TOTALE	20 kVA	PUISSANCE TOTALE	50 kVA
DIMENSIONS	525 x 470 x 262 mm 25 kg – IP65	DIMENSIONS	1075 x 555 x 300 mm 74 kg – IP65

Il existe divers onduleurs aux caractéristiques semblables : la solution finale sera définie par l’entreprise retenue pour réaliser les travaux photovoltaïques, qui proposera certainement des technologies dont elle a l’habitude et pour lesquelles elle bénéficie de prix négociés. Il faudra cependant s’assurer que ses propositions techniques répondent aux exigences du maître d’ouvrage en termes de qualité, assurabilité et performances énergétiques.

#### 1.4.4 Emplacement des onduleurs et des équipements électriques

Dans ce projet, les onduleurs auront tout intérêt à être positionnés sur la structure porteuse de l’ombrière tel que sur la photo ci-dessous, accessibles par nacelle ou échelle, ils ne pourront pas être vandalisés ou volés.



Ainsi, les câbles DC circuleront sous les modules de l’ombrière pour rejoindre l’onduleur.

Les câbles AC en sortie d’onduleur seront regroupés dans le coffret AC, qui sera positionné dans une armoire électrique.

## 2. CONTRAINTES TECHNIQUES ET REGLEMENTAIRES

### 2.1 Contraintes réglementaires pour le site

#### 2.1.1 Assurabilité

En France, la mise en œuvre des procédés de construction traditionnels est régie par des normes appelées DTU (Documents Techniques Unifiés). Le respect de ces normes permet de garantir le niveau de qualité des ouvrages dans le temps afin de minimiser les risques de sinistres dans la construction. Par ailleurs, **ces normes servent le plus souvent de base de référence pour la prise en charge, par les assureurs, des sinistres liés à la construction, dans les conditions de couverture de leurs contrats de base.**

Or, les procédés photovoltaïques ne sont pas considérés comme des procédés traditionnels et n'entrent pas dans le champ d'application des normes DTU. **Ils sont donc considérés comme des techniques non courantes.**

Certains fabricants peuvent établir des cahiers de Prescriptions de Pose (CCP), validés par un bureau de contrôle, et parfois dérivés en Etude de Technique Nouvelle (E.T.N).

La prise en compte de ces certifications par les compagnies d'assurances dépendra de leur politique interne. **L'assurabilité des procédés mis en œuvre devra donc être vérifiée au cas par cas et validée auprès des compagnies d'assurances du Moa.** Nous recommandons vivement de mettre en place des systèmes sous ETN à minima et dans la mesure du possible sous avis technique.

#### 2.1.2 Sécurité incendie

Les règles de sécurité et de prévention incendie sont les mêmes pour une installation en autoconsommation que pour une installation raccordée au réseau.

Chaque installation photovoltaïque devra respecter l'ensemble des préconisations suivantes :

- ✓ Conception suivant le guide UTE C15-712-1
- ✓ Respect des préconisations du guide SER-ADEME : « *Spécifications techniques relatives à la protection des personnes et des biens dans les installations photovoltaïques raccordées au réseau BT ou HTA* » (dernière mise à jour : janvier 2012)

En plus du respect des normes usuelles applicables aux travaux de bâtiments, des normes de l'industrie photovoltaïque et des normes relatives aux installations électriques basse tension, l'installation photovoltaïque, dans le cadre d'un établissement recevant du Public (ERP) ou soumis au code du travail, devra respecter les préconisations particulières de la Commission Centrale de Sécurité (CCS), synthétisées dans son rapport du 07 février 2013 et relatives à la protection incendie :

- ✓ Mettre en place une coupure générale simultanée des onduleurs, visible, positionnée au niveau du tableau divisionnaire général solaire (TDGS).
- ✓ Mettre en place un cheminement de 90 cm autour de l'installation solaire pour l'éventuelle circulation des personnes.

Toutes ces préconisations ont été prises en compte lors de l'implantation des équipements dans nos études.

#### 2.1.3 Procédure d'urbanisme

En vertu de l'article R.421-17 du Code de l'Urbanisme, une installation photovoltaïque en toiture de puissance inférieure à 250 kWc ne nécessite pas la réalisation d'un permis de construire (PC). Il faudra cependant un permis de construire pour les ombrières de parking.

- **Ces documents seront réalisés en phase PRO du projet.**

Le contexte actuel des énergies est en train de faire évoluer la réglementation sur les parkings neufs et existants en imposant la mise en place de modules photovoltaïques sur les parkings de plus de 1500m<sup>2</sup> sur 50% de leur surface.

Ce parking est concerné par ce projet de loi « accélération des énergies renouvelables » car sa surface totale est de 4300 m<sup>2</sup> environ.



#### 2.1.4 Raccordement en autoconsommation collective

L'installation photovoltaïque bien qu'en autoconsommation collective sera connectée au réseau public de distribution comme une installation en vente totale sur les sites du CTM et des ombrières. En effet, les faibles puissances souscrites des sites en consommation ne permettent pas de se raccorder directement dessus.

Une demande de raccordement sera réalisée par l'entreprise travaux une fois le matériel retenu.

Une autre demande sera réalisée en parallèle (convention d'autoconsommation collective) pour déclarer les compteurs qui feront partie du périmètre d'autoconsommation collective. TECSOL pourra accompagner la maîtrise d'ouvrage pour cette partie.

## 2.2 Contraintes techniques sur les sites

### 2.2.1 Structure et intégration du projet photovoltaïque

Les calculs de structure des toitures devront être réalisés en parallèle de cette étude pour chaque bâtiment équipé d'une installation solaire. Le bureau d'étude structure devra prévoir une charge de **15 kg/m<sup>2</sup>** supplémentaire pour la mise en place des panneaux solaires.

Si la structure existante ne permet pas de supporter la charge de la centrale PV (module + système d'implantation), des travaux de renforcement de structure seront à prévoir ce qui est très probable au vu des structures porteuses du bâtiment CTM.

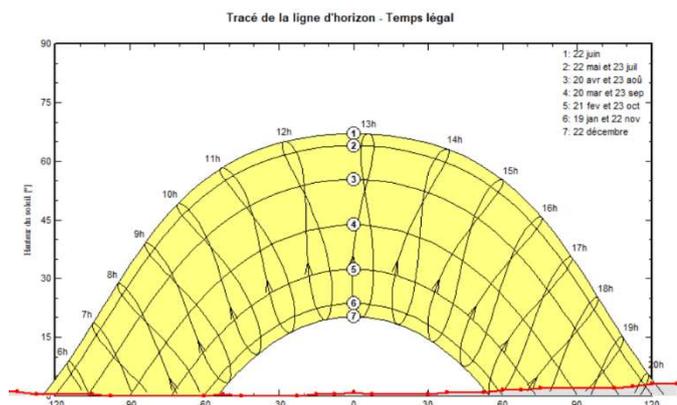


### 2.3 Masques et environnement du projet

L'implantation prévue étant configurée pour limiter les ombrages proches, ceux-ci ne seront pas un facteur significatif dans le calcul du productible solaire.

En revanche, les ombrages lointains seront pris en compte dans la simulation énergétique.

Ces contraintes d'ombrage seront prises en compte avec précision dans le calcul du productible, un profil d'horizon étant généré avec le logiciel spécialisé Carnaval.



Le site se situe dans un environnement de vallée. Le graphique ci-contre montre que les ombrages lointains ne sont pas importants (pertes négligeables d'ensoleillement).

*Modélisation du masque lointain –Source : logiciel Carnaval*

### 2.3.1 Conditions météorologiques

Tous les systèmes devront être dimensionnés en respect des règles « Neiges et vents » NV65.

## Saint-Pourçain-sur-Sioule

03500 - canton de Saint-Pourçain-sur-Sioule - Allier

### Informations générales

Région NV65 Neige



Région NV65 Vent



Altitude indicative



### Calcul charges de neige

Pour région neige A2 à une altitude de 250 m d'après DTU P 06-002 (R-II-2,1 - R-II-2,2 - R-II-2,3)

Les charges affichées ci-dessous intègrent les charges accidentelles instaurées par les règles NV65 2009

Charge normale



soit **51** kg/m<sup>2</sup>

Charge extrême



soit **81,6** kg/m<sup>2</sup>

### Calcul pressions dynamiques de base (vent)

Pour région vent 2 et site normal, sans effet de masque d'après DTU P 06-002 (R-III-1,232)

Pression normale



soit **112,7** km/h

Pression extrême



soit **149,1** km/h

Le système de fixation, d'étanchéité et d'ancrage, ainsi que les modules photovoltaïques, devront être en adéquation avec ces contraintes.

## 3. PRÉSENTATION GÉNÉRALE DES SITES DE PRODUCTION

### 3.1 Situation des sites

#### 3.1.1 Bâtiment CTM

Commune : Rue du Champ Feuillet, 03500 Saint Pourçain sur Sioule

Coordonnées Géographiques : 46.304265, 3.283744

Bâtiment composé de différentes charpentes : (bois / métal) + couverture fibrociment amianté. La structure et la couverture sont à reprendre entièrement.



*Plan de situation – Source Géoportail*



*Vue drone du bâtiment concerné – Source TECSOL*



*Plan d'implantation du bâtiment.*

Il est possible de mettre en place **336** modules solaires sur le toit de ce bâtiment répartis sur le pan sud de la toiture. La puissance totale de cette centrale solaire est donc de **137.8** kWc. Deux onduleurs de **50** kVA sont mis en place.

bâtiment

CTM

orientation	38	38	<b>total</b>
nombre de panneaux	114	222	<b>336</b>
Puissance	46,74	91,02	<b>137,76</b>

### 3.1.2 Parking

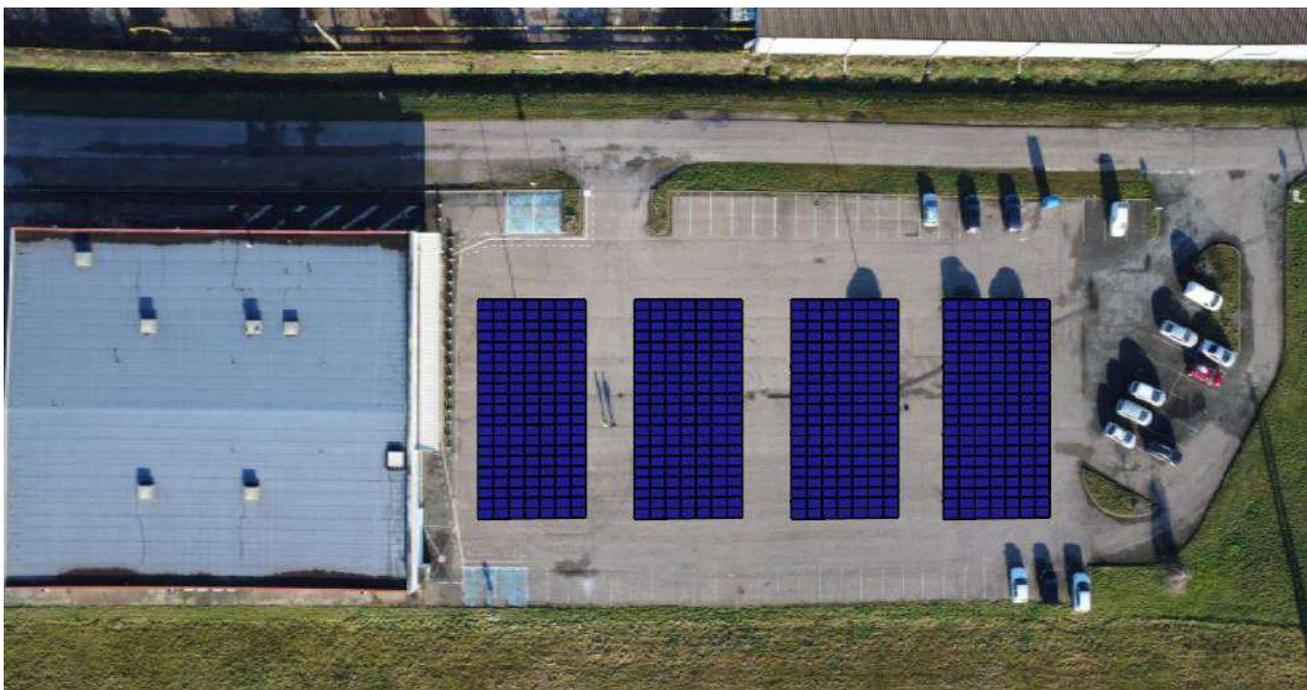
Commune : 03500 Saint Pourçain sur Sioule  
Coordonnées Géographiques : 46.310872, 3.301664  
Parking existant de 4300m<sup>2</sup> environ.



*Plan de situation - Source Géoportail*



*Vue drone du bâtiment concerné – Source TECSOL*



*Plan d'implantation du bâtiment.*

Dans ce scénario présenté, Il est possible de mettre en place 4 ombrières doubles de 147 modules solaires chacune soit **588** modules au total. La puissance totale de cette centrale solaire est donc de **241.08** kWc. Un onduleur de **50** kVA est mis en place par ombrière.

bâtiment

Ombrière

orientation	-44	-44	-44	-44	<b>total</b>
nombre de panneaux	147	147	147	147	<b>588</b>
Puissance	60,27	60,27	60,27	60,27	<b>241,08</b>

La surface totale solaire mise en place est de 1100 m<sup>2</sup> soit un taux de couverture du parking de 25%. Il faudrait doubler cette puissance pour respecter le projet de loi « accélération des énergies renouvelables ».

Cette puissance serait atteignable en ajoutant une ombrière double et deux ombrières simples en limite de parking (voir plan ci-dessous).

orientation	-44	-44	-44	-44	-12	50	50	<b>total</b>
nombre de p	147	147	147	147	147	234	192	<b>1161</b>
surface	279,3	279,3	279,3	279,3	279,3	444,6	364,8	<b>2205,9</b>
Puissance	60,27	60,27	60,27	60,27	60,27	95,94	78,72	<b>476,01</b>

Ce scénario n'est pas présenté en autoconsommation collective car l'ordre de grandeur (puissance) ne correspond pas aux besoins des bâtiments communaux. De plus et si ce parking se faisait en même temps que le CTM, alors la puissance totale du projet serait supérieure à 500 kWc et le tarif de surplus serait alors moins important (4c€/kWh en moyenne chez les agrégateurs). Il serait toutefois possible de réaliser un projet en vente totale au réseau, ou de créer un appel à manifestation d'intérêt pour qu'un tiers investisseur se positionne sur ce projet (cf scénario 3 présenté pour mémoire à la fin de la présente étude).



## 4. BESOINS ENERGETIQUES

### 4.1 Bâtiments consommateurs retenus dans le périmètre de l'étude

	Pointe	HPH	HCH	HPB	HCB
<b>Ecole Berthelot</b>	Puissances souscrites (kVA) :				
BT<36 CU	30	30	30	30	30
Contrat unique	Tarifs fourniture HT(c€/kWh) :				
CS standard	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
	Nombre de consommateurs :				
	1				
<b>Ecole maternelle Dolto</b>	Puissances souscrites (kVA) :				
BT<36 CU	36	36	36	36	36
Contrat unique	Tarifs fourniture HT(c€/kWh) :				
CS standard	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
	Nombre de consommateurs :				
	1				
<b>Restaurant scolaire</b>	Puissances souscrites (kVA) :				
BT<36 CU	24	24	24	24	24
Contrat unique	Tarifs fourniture HT(c€/kWh) :				
CS standard	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
	Nombre de consommateurs :				
	1				
<b>Salle Jean Reynaud + AM</b>	Puissances souscrites (kVA) :				
BT<36 CU	36	36	36	36	36
Contrat unique	Tarifs fourniture HT(c€/kWh) :				
CS standard	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
	Nombre de consommateurs :				
	1				
<b>Gymnase Joseph Vincent</b>	Puissances souscrites (kVA) :				
BT<36 CU	36	36	36	36	36
Contrat unique	Tarifs fourniture HT(c€/kWh) :				
CS standard	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
	Nombre de consommateurs :				
	1				
<b>Mairie/Médiathèque</b>	Puissances souscrites (kVA) :				
BT<36 CU	30	30	30	30	30
Contrat unique	Tarifs fourniture HT(c€/kWh) :				
CS standard	30,00	30,00	30,00	30,00	30,00
	Nombre de consommateurs :				
	1				
<b>Salle Bernard Coulon</b>	Puissances souscrites (kVA) :				
BT>36 CU	42	42	42	42	42
Contrat unique	Tarifs fourniture HT(c€/kWh) :				
CS standard	30,00	30,00	15,00	30,00	15,00
	Nombre de consommateurs :				
	1				
<b>Salle Mirendense</b>	Puissances souscrites (kVA) :				
BT>36 CU	42	42	42	42	42
Contrat unique	Tarifs fourniture HT(c€/kWh) :				
CS standard	30,00	30,00	15,00	30,00	15,00
	Nombre de consommateurs :				
	1				
<b>Piscine municipale</b>	Puissances souscrites (kVA) :				
HTA CU pointe fixe	70	70	70	70	70
Contrat unique	Tarifs fourniture HT(c€/kWh) :				
CS standard	30,00	30,00	15,00	30,00	15,00
	Nombre de consommateurs :				
	1				

Les bâtiments consommateurs concernés par ce projet sont les suivants :

La ville pourrait ajouter d'autres contrats pour augmenter le taux d'autoconsommation mais les autres abonnements qu'elle possède consomme peu (tarif bleu).

### 4.2 Contrat d'électricité et abonnement

La facture d'électricité est composée de plusieurs parties. La part la plus importante est la **fourniture** d'énergie (coût du kWh). Au coût brut du kWh viennent ensuite s'ajouter différentes taxes :

- **C.S.P.E. (maintenant appelée droit d'assise)** : Contribution au Service Public d'Électricité. Son montant est calculé en fonction de la consommation, et est fixé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2023 à 22,5 €/MWh.
- **Taxes TCFE** : Elle est composée d'une taxe départementale (TDCFE) et d'une taxe communale (TCCFE). Ces taxes sont depuis 2023 incluses dans les droits d'accise. Ces taxes seront donc nulles dans cette étude.
- **Coût du transport** : comprenant l'abonnement, la composante de soutirage fixe, la composante de soutirage variable :
- **CTA** : Contribution Tarifaire d'Acheminement. Le taux de la CTA s'applique sur la partie fixe du tarif d'acheminement appliqué par les gestionnaires des réseaux de distribution (ou transport) d'électricité, soit le montant de l'abonnement ; le taux de la CTA vaut 27,04 pour les consommateurs raccordés au réseau de distribution (BT), et 10,14 pour les consommateurs raccordés au réseau de transport (RTE).
- **TVA** : 20% sur la part variable (cout de l'énergie + taxes), 20% sur la part fixe

Ces coûts et taxes seront pris en compte pour la suite de l'étude.

Pour modéliser au mieux le futur projet, **il est nécessaire de recalculer chaque facture avec et sans installation solaire**. L'économie générée sur les factures permettra de calculer le produit d'exploitation et, in fine la rentabilité du projet. Ci-dessus un résumé de chaque contrat d'énergie pour les bâtiments étudiés.

La réunion intermédiaire a permis de valider les hypothèses des coûts de l'énergie à prendre en compte dans cette étude. Ces coûts sont les suivants :

- 30 c€/kWh en heures pleines
- 15 c€/kWh en heures creuses
- Augmentation du tarif d'électricité réseau de 3.5%/an pendant 25 ans.

### 4.3 Etude des consommations

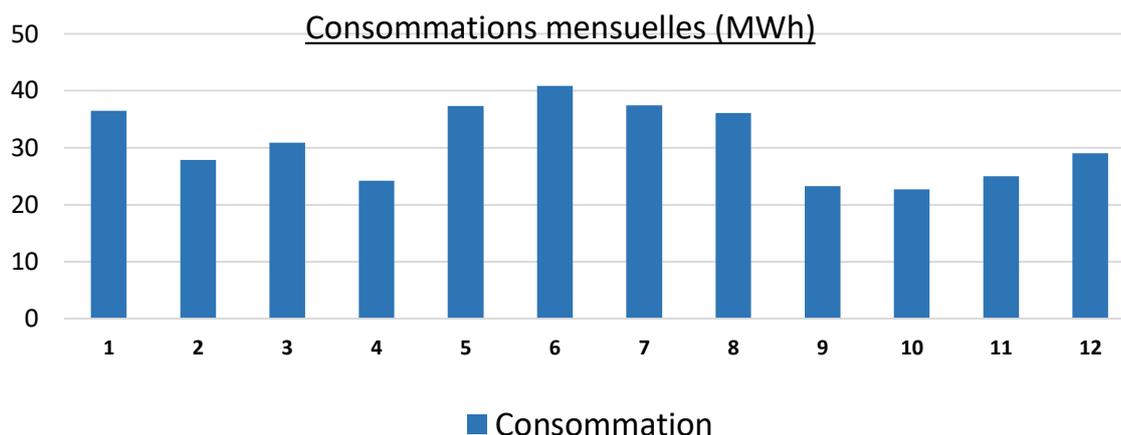
Le tableau ci-dessous montre la répartition des consommations électriques annuelles entre les différents bâtiments :

	Consommation (kWh)	% de la conso totale
Ecole Berthelot	26893	7,2%
Ecole maternelle Dolto	37580	10,1%
Restaurant scolaire	28352	7,6%
alle Jean Reynaud + Al	45038	12,1%
gymnase Joseph Vincer	6899	1,9%
Mairie/Médiathèque	41162	11,1%
Salle Bernard Coulon	62336	16,8%
Salle Mirendense	19969	5,4%
Piscine municipale	103033	27,8%
Excédent	--	--
Total	371262	100,0%

La piscine est le plus gros consommateur des bâtiments communaux (près de 30% de la consommation globale).

#### Répartition des consommations sur l'année

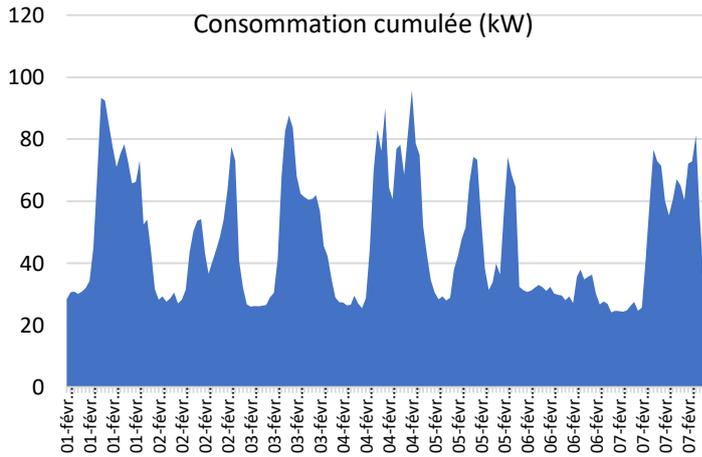
La consommation mensuelle (en MWh) de l'ensemble des bâtiments est donnée ci-après :



#### Consommations cumulées mensuelles (en MWh)

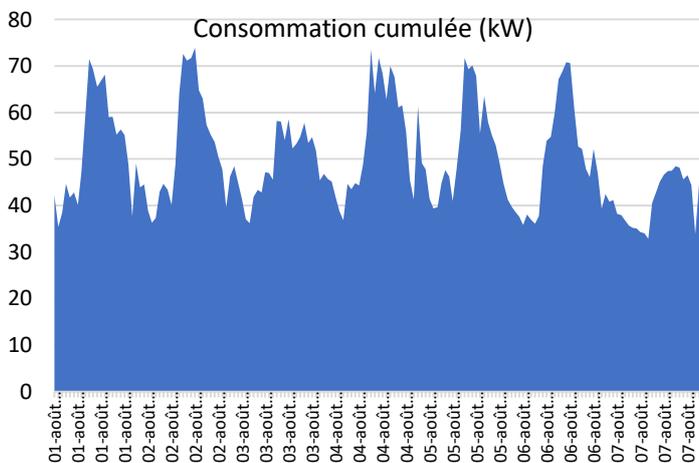
Ce graphique permet notamment de constater que les consommations électriques du site connaissent une hausse pendant la période estivale liées à l'ouverture de la piscine. La consommation reste toujours supérieure à 20 MWh par mois.

Les graphiques suivants permettent de visualiser les courbes de charge du site sur le mois de février et d'août, avec un focus sur une semaine :



Le profil d'une semaine de Février (graphique ci-contre) dévoile un talon de puissance soutirée autour des 25 kW, avec des pics de consommation en journée en semaine autour de 90 kW dus aux activités quotidiennes des bâtiments.

*Puissance soutirée (en kW) sur une semaine de février*

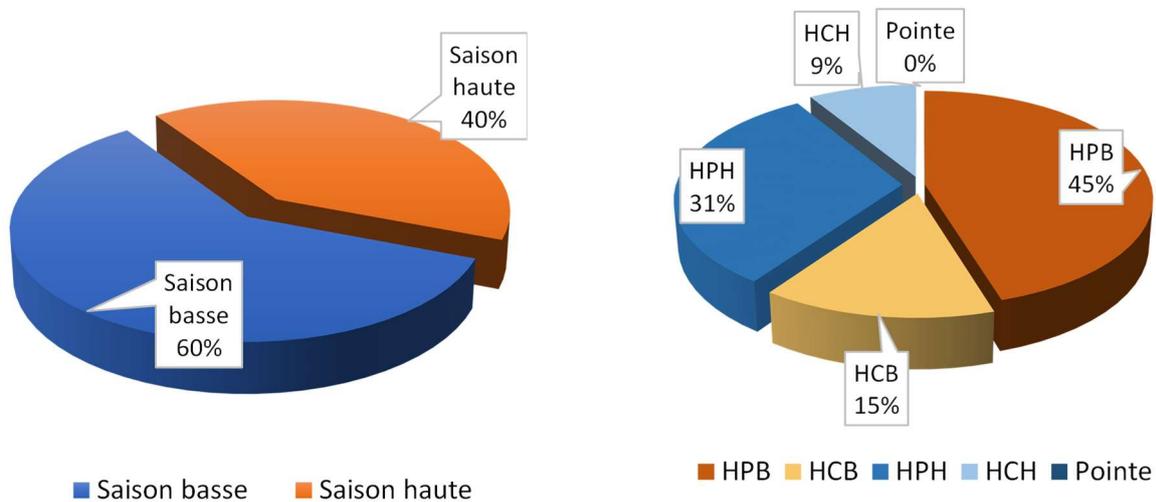


En Aout, le talon de puissance soutirée est d'environ 40 kW avec le démarrage de la piscine. Les pics journaliers atteignent des puissances de 80 kW.

*Puissance soutirée (en kW) sur une semaine d'Aout*

#### 4.4 Répartition de la consommation en fonction de la journée et de la saison.

La répartition des consommations sur l'année a été établie, illustrée par les diagrammes suivants :

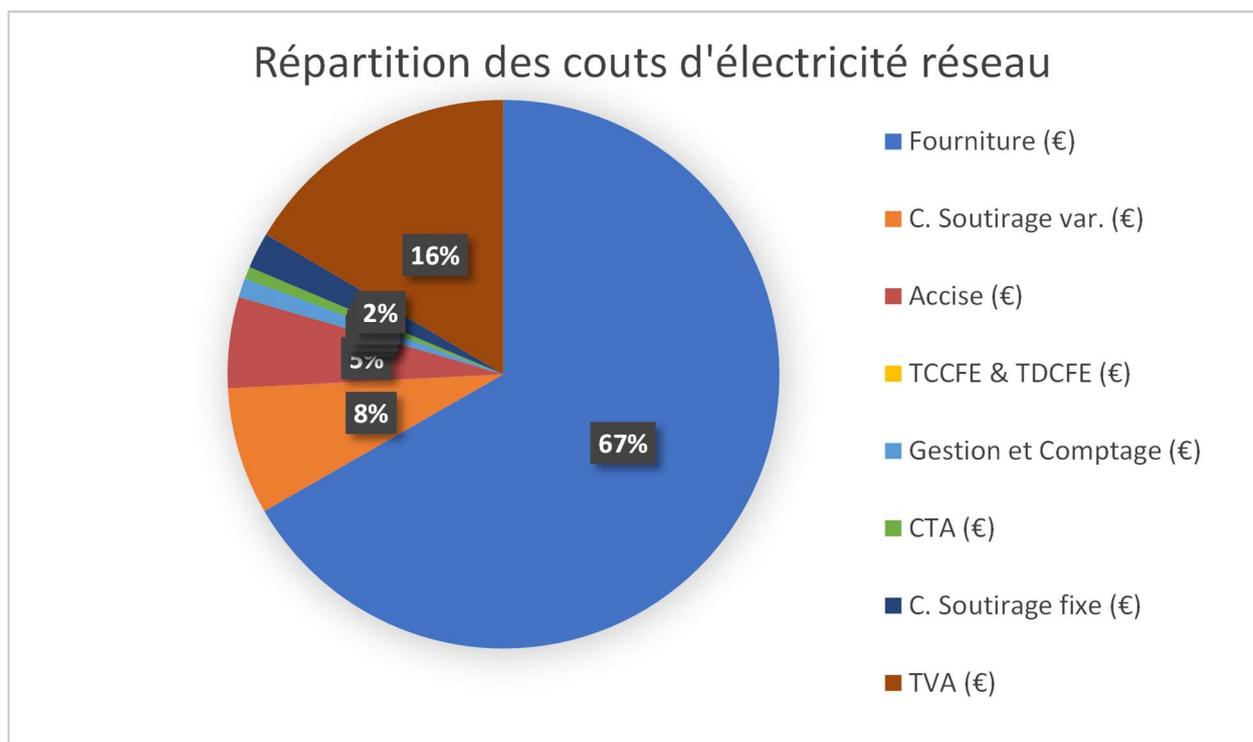


*Répartition postes horo-saisonniers*

Grâce à ces diagrammes, on peut remarquer que la consommation en heures pleines est bien plus importante qu'en heures creuses et est majoritaire en saison basse (été).

#### 4.5 Analyse des coûts d'électricité réseau

L'analyse des factures d'électricité et des consommations permet de dresser la répartition des coûts d'électricité suivante :



*Répartition des coûts d'électricité réseau*

La fourniture représente 67 % de la facture. Le reste étant principalement composé du TURPE, ainsi que les taxes (CSPE, CTA, TVA...).

L'autoconsommation de l'électricité permettra d'économiser la partie fourniture, le TURPE et les taxes resteront à payer.

## 5. METHODOLOGIE ETUDE ET SCENARIO

### 5.1 Méthodologie

Notre méthodologie de dimensionnement sera la suivante :

1. Dans le cas de l'Autoconsommation, examen des consommations électriques, sur base des puissances moyennes appelées au pas de temps horaire ;
2. Identification des surfaces disponibles et des techniques d'implantation adaptées ;
3. Calepinage des modules sur les surfaces identifiées ;
4. Calcul des productibles en base horaire ;
5. Comparaison avec les besoins et calculs des taux d'autoconsommation, de couverture et d'excédent ;
6. Ajustement éventuel des surfaces et puissances à retenir ;
7. Calculs d'optimisation technico-économique (vente de surplus, sans revente).

### 5.2 Méthode de calcul

Le dimensionnement et les performances de l'installation solaire sont calculés à l'aide du logiciel de dimensionnement photovoltaïque **PVSyst** (version 7.3), développé par l'Université de Genève.

Nous précisons ci-dessous quelques paramètres importants de calculs.

- Pertes des câbles du circuit Courant Continu : ces pertes sont normativement limitées à 3% dans les conditions STC (conditions d'essais normalisées). Les sections de câbles devront être choisies en fonction de cette valeur lors de l'exécution. Au stade faisabilité ces pertes ont été prises en compte avec une valeur maxi de 1,5%.
- Pertes des câbles du circuit Courant Alternatif : ces pertes sont normativement limitées à 3% à puissance nominale des onduleurs et conseillée à 1%. Les sections de câbles devront être choisies en fonction de cette valeur lors de l'exécution. Au stade faisabilité, ces pertes ont été prises en compte avec une valeur maxi de 1,5%.
- Pertes dues à l'encrassement des modules : ces pertes seront considérées à **1%**. Un nettoyage devra cependant être assuré régulièrement en exploitation.
- Pertes dues à la qualité des modules : l'administrateur du logiciel de simulation préconise de prendre comme hypothèse une perte négative lorsque la tolérance des modules est strictement positive (0/+3%). L'hypothèse de perte retenue **est de -0,4%**.
- Pertes « mismatch » (dispersion des caractéristiques électriques des modules) sont estimés à **1 %** sur les pertes de puissance.

Le diagramme détaillé des pertes est donné dans le rapport de simulation PVSyst en annexe.

### 5.3 Scénarios envisagés

Comme discuté en réunion intermédiaire, 2 scénarii sont présentés dans cette étude :

**Scénario 1** : Seul le CTM est équipé d'une installation solaire.

**Scénario 2** : Le CTM et 3 ombrières de parking sont équipés de panneaux solaires

**Scénario 3** (donné pour info) : Les ombrières (couverture du parking à 50%) injectent la totalité de l'énergie en vente total au réseau.

	Scénario 1	Scénario 2
NOMBRE DE MODULES	336	924
PUISSANCE TOTALE	137.8 kWc	379 kWc

## 6. RÉSULTATS ÉNERGÉTIQUES

---

### 6.1 Autoconsommation et bilan énergétique

Il faut rapprocher le profil de production photovoltaïque, obtenu suite aux simulations, des profils de consommation pour estimer la part d'électricité d'origine photovoltaïque directement consommée sur site par chacun des auto-consommateurs, et ce à chaque unité de temps (1 heure).

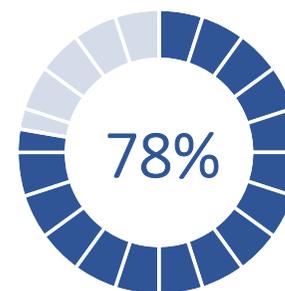
Les simulations établies via la méthode de calcul et paramètres d'entrée définis au paragraphe précédent permettent de calculer la production photovoltaïque heure par heure.

Ces données sont ensuite comparées aux besoins électriques heure par heure du site. De cette manière, nous pouvons en déduire la part d'électricité photovoltaïque qui sera consommée sur site par consommateur et le restant soutirée au réseau.

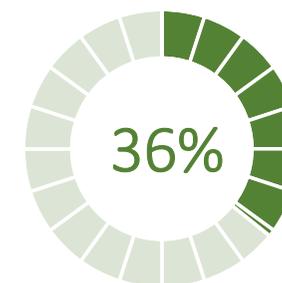
Dans le cas où les besoins sont inférieurs à la production d'électricité photovoltaïque, la part d'énergie excédentaire est calculée.

## 6.2 Scénario 1 : Résultats de simulation

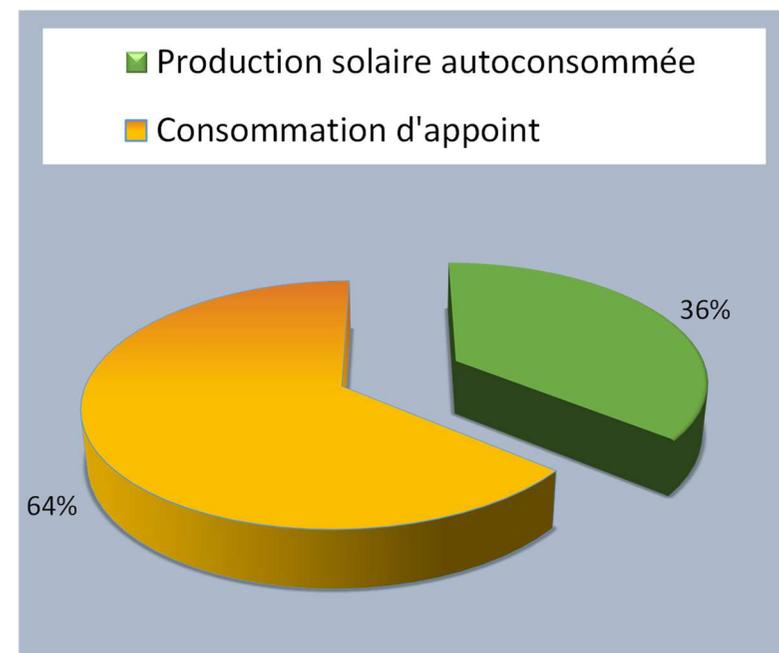
Centrale photovoltaïque en autoconsommation					
Module PV			Centrale PV		
Puissance unitaire	Wc	410,00	<b>Puissance</b>	<b>kWc</b>	<b>137,8</b>
Surface unitaire	m <sup>2</sup>	1,95	Surface	m <sup>2</sup>	655,2
Quantité	u	336	<b>Productible</b>	kWh/kWc.an	<b>1 245</b>
Productivité			Puissances maximales (au pas horaire)		
<b>Consommation totale cumulée</b>	kWh	<b>371 262</b>	Pmax soutirée sans PV	kW	114
Energie PV produite	kWh	171 479	Pmax produite	kW	110
<b>E. autoconsommée</b>	kWh	<b>133 069</b>	Pmax excédentaire	kW	82
Energie excédentaire	kWh	38 410			
<b>Taux autoconsommation</b>		<b>77,60 %</b>			
<b>Taux autoproduction</b>		<b>35,84 %</b>			
<b>Taux excédent</b>		<b>22,40 %</b>			
Mois	Consommation (kWh)	E. PV produite (kWh)	E. autoconsommée (kWh)	E. excédentaire (kWh)	Fraction solaire (%)
janvier	36 492	6 104	5 573	531	15,27
février	27 858	8 752	7 013	1 739	25,17
mars	30 892	14 804	11 723	3 081	37,95
avril	24 259	18 166	11 806	6 360	48,67
mai	37 324	19 824	16 832	2 992	45,10
juin	40 827	21 246	17 838	3 408	43,69
juillet	37 442	21 795	18 038	3 758	48,17
août	36 090	20 291	15 599	4 692	43,22
septembre	23 294	16 170	9 856	6 314	42,31
octobre	22 694	11 307	7 944	3 363	35,01
novembre	25 004	7 391	5 926	1 464	23,70
décembre	29 085	5 628	4 920	708	16,92
<b>Total</b>	<b>371 262</b>	<b>171 479</b>	<b>133 069</b>	<b>38 410</b>	<b>35,84</b>
<b>Moy. mensuel</b>	<b>30 939</b>	<b>14 290</b>	<b>11 089</b>	<b>3 201</b>	



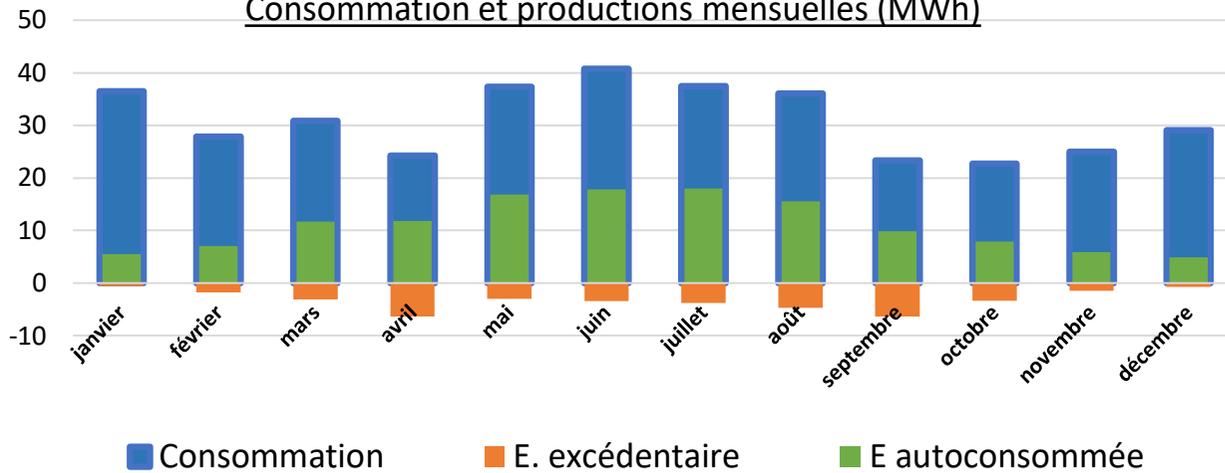
Taux autoconsommation



Taux autoproduction



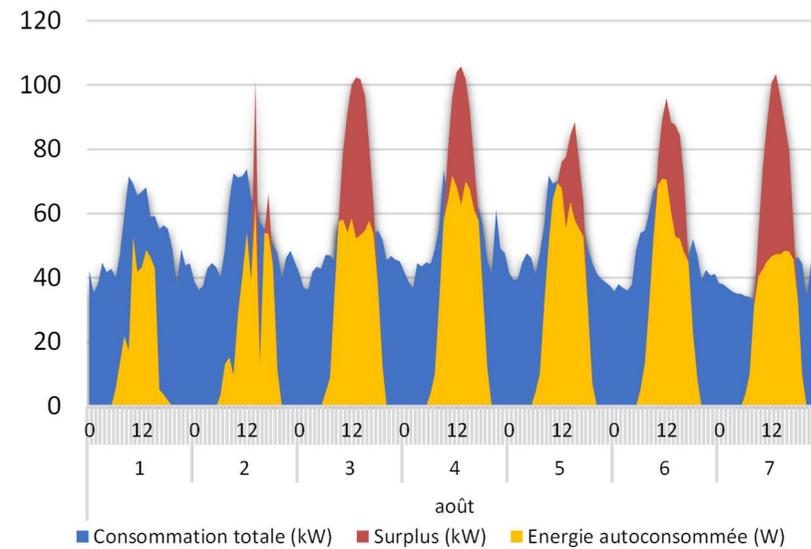
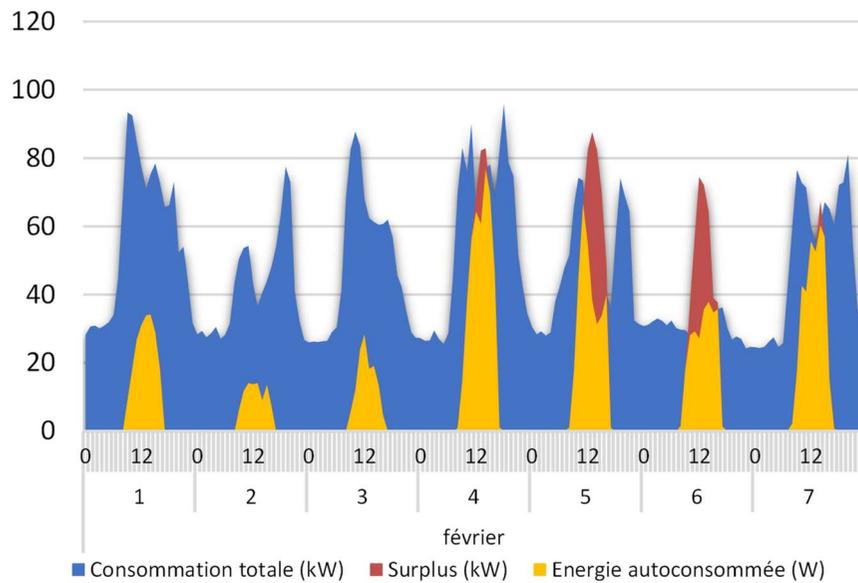
### Consommation et productions mensuelles (MWh)



En hiver, la centrale ne couvrira une plus faible partie des consommations car l'ensoleillement est faible (TAP entre 17% et 25%).

En revanche, durant la période estivale, la centrale PV couvrira jusqu'à 48% des consommations des bâtiments. Les graphiques ci-dessous montrent un focus sur une semaine de Février (à gauche) et une semaine d'Aout (à droite).

Le surplus final est très important (partie rouge ci-dessous).



### 6.2.1 Economies annuelles scénario 1

Avec les informations recueillies sur les abonnements des bâtiments, il nous a été possible d'estimer les économies annuelles générées pour chacun d'eux :

Facture sans PV	Total TTC	Facture configuration choisie	Total TTC
Ecole Berthelot	12 069 €	Ecole Berthelot	8 233 €
Ecole maternelle Dolto	16 780 €	Ecole maternelle Dolto	11 442 €
Restaurant scolaire	12 634 €	Restaurant scolaire	8 396 €
Salle Jean Reynaud + AM	20 019 €	Salle Jean Reynaud + AM	15 132 €
Gymnase Joseph Vincent	3 456 €	Gymnase Joseph Vincent	2 801 €
Mairie/Médiathèque	18 266 €	Mairie/Médiathèque	12 329 €
Salle Bernard Coulon	25 222 €	Salle Bernard Coulon	17 965 €
Salle Mirendense	9 326 €	Salle Mirendense	6 588 €
Piscine municipale	37 905 €	Piscine municipale	25 083 €
<b>Total TTC</b>	<b>155 676 €</b>	<b>Total TTC</b>	<b>107 970 €</b>

Economies totales en année 0	Total TTC
Ecole Berthelot	3 836 €
Ecole maternelle Dolto	5 338 €
Restaurant scolaire	4 238 €
Salle Jean Reynaud + AM	4 887 €
Gymnase Joseph Vincent	655 €
Mairie/Médiathèque	5 937 €
Salle Bernard Coulon	7 256 €
Salle Mirendense	2 738 €
Piscine municipale	12 822 €
<b>Total TTC</b>	<b>47 706 €</b>

- > La mise en place de l'installation solaire permet donc de faire des économies de plus de **47 706€ par an**.
- > Le tableau ci-dessous décompose la facture d'énergie avec et sans l'installation solaire. La majorité des économies provient de la fourniture d'énergie réduite. On remarque également que les postes de gestion et comptage du TURPE augmentent puisque les bâtiments ne sont plus simplement considérés comme simple consommateur pour ENEDIS mais comme des auto-consommateurs.

Somme des factures	Avec PV	Sans PV	Différence	
Fourniture (€)	63 898	103 810	39 912	38,4%
C. Soutirage var. (€)	11 675	11 675	0	0,0%
Accise (€)	8 353	8 353	0	0,0%
TCCFE & TDCFE (€)	0	0	0	0,0%
Gestion et Comptage (€)	1 884	1 752	-132	-7,5%
CTA (€)	1 140	1 111	-29	-2,6%
C. Soutirage fixe (€)	3 312	3 312	0	0,0%
TVA (€)	17 708	25 662	7 954	31,0%
<b>Total TTC (€)</b>	<b>107 970</b>	<b>155 676</b>	<b>47 706</b>	<b>30,6%</b>

### 6.3 Scénario 2 : Résultats de simulation

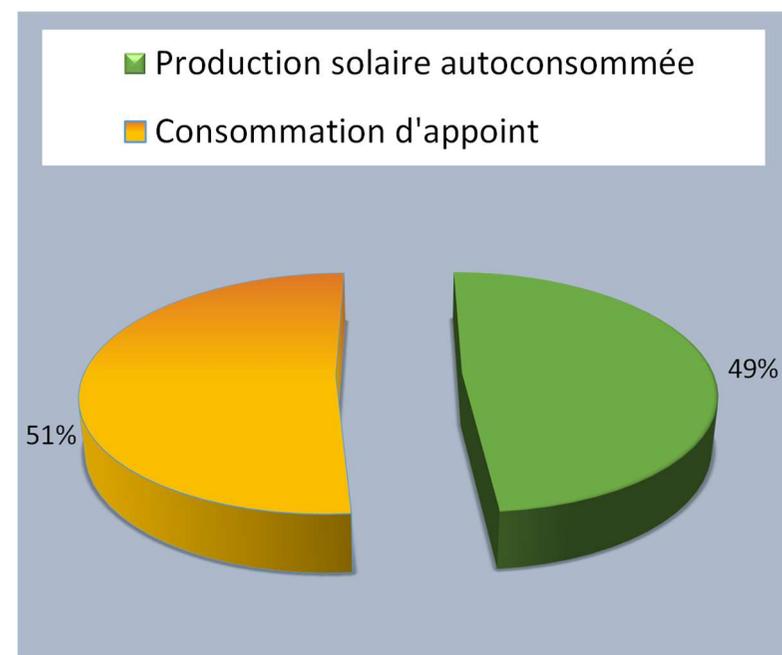
Centrale photovoltaïque en autoconsommation					
Module PV			Centrale PV		
Puissance unitaire	Wc	410,00	<b>Puissance</b>	<b>kWc</b>	<b>378,8</b>
Surface unitaire	m <sup>2</sup>	1,95	Surface	m <sup>2</sup>	1801,8
Quantité	u	924	<b>Productible</b>	<b>kWh/kWc.an</b>	<b>1 206</b>
Productivité			Puissances maximales (au pas horaire)		
<b>Consommation totale cumulée</b>	kWh	<b>371 262</b>	Pmax soutirée sans PV	kW	114
Energie PV produite	kWh	457 002	Pmax produite	kW	305
<b>E. autoconsommée</b>	kWh	<b>180 318</b>	Pmax excédentaire	kW	264
Energie excédentaire	kWh	276 684			
<b>Taux autoconsommation</b>		<b>39,46 %</b>			
<b>Taux autoproduction</b>		<b>48,57 %</b>			
<b>Taux excédent</b>		<b>60,54 %</b>			
Mois	Consommation (kWh)	E. PV produite (kWh)	E. autoconsommée (kWh)	E. excédentaire (kWh)	Fraction solaire (%)
janvier	36 492	14 967	9 750	5 217	26,72
février	27 858	22 110	10 554	11 556	37,89
mars	30 892	38 793	15 714	23 078	50,87
avril	24 259	49 413	14 449	34 964	59,56
mai	37 324	54 548	22 682	31 866	60,77
juin	40 827	59 119	24 666	34 453	60,41
juillet	37 442	60 417	23 412	37 005	62,53
août	36 090	54 993	20 265	34 728	56,15
septembre	23 294	42 628	12 165	30 463	52,22
octobre	22 694	28 639	10 386	18 253	45,77
novembre	25 004	17 901	8 636	9 265	34,54
décembre	29 085	13 475	7 640	5 835	26,27
<b>Total</b>	<b>371 262</b>	<b>457 002</b>	<b>180 318</b>	<b>276 684</b>	<b>48,57</b>
<b>Moy. mensuel</b>	<b>30 939</b>	<b>38 084</b>	<b>15 026</b>	<b>23 057</b>	

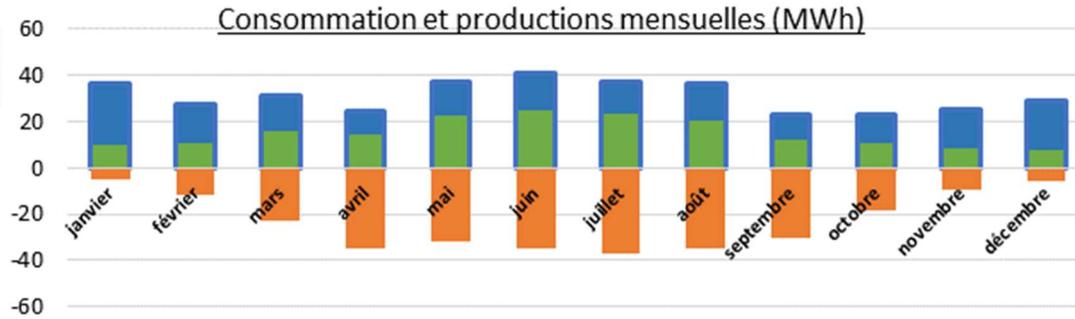


Taux autoconsommation



Taux autoproduction





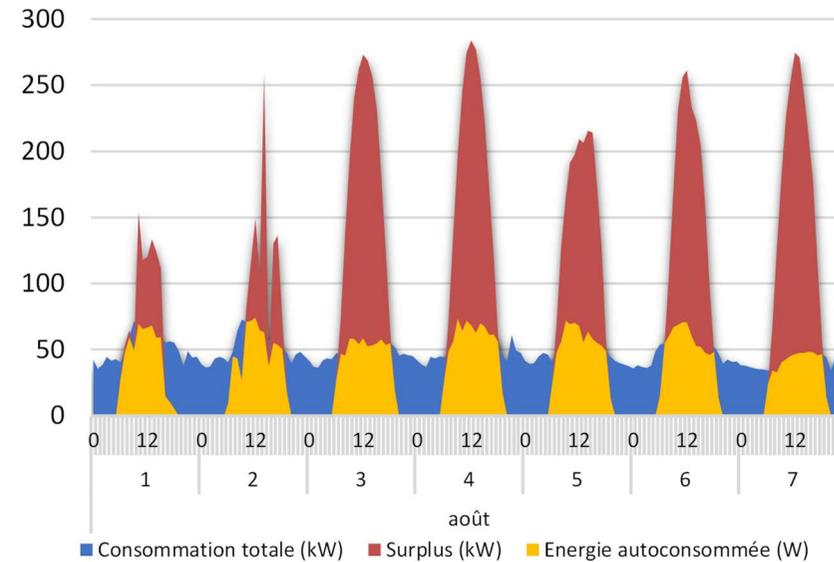
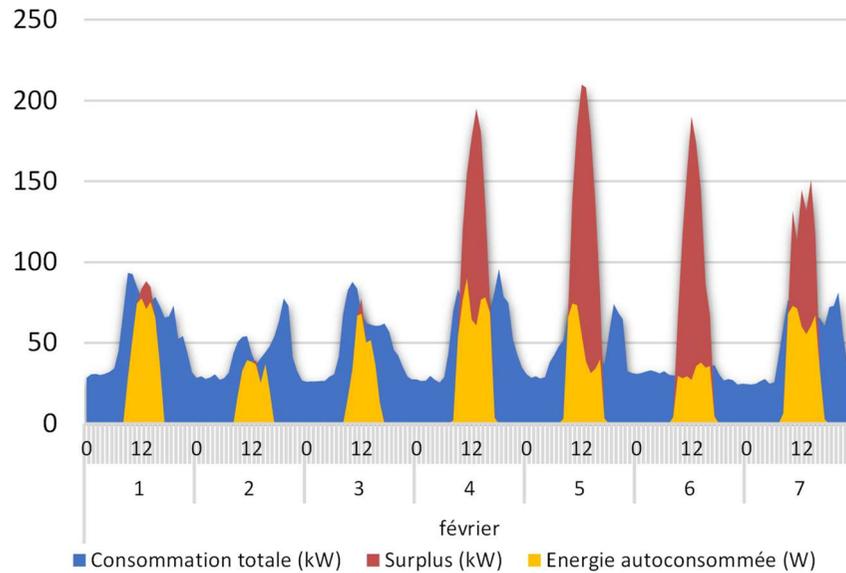
En hiver, la centrale ne couvrira une plus faible partie des consommations car l'ensoleillement est faible (TAP entre 26% et 35%).

En revanche, durant la période estivale, la centrale PV couvrira jusqu'à 62% des consommations des bâtiments.

Les graphiques ci-dessous montrent un focus sur une semaine de février (à gauche) et une semaine d'Aout (à droite).

Le surplus final est très important (partie rouge ci-dessous).

■ Consommation    ■ E. excédentaire    ■ E autoconsommée



### 6.3.1 Economies annuelles scénario 2

Avec les informations recueillies sur les abonnements des bâtiments, il nous a été possible d'estimer les économies annuelles générées pour chacun d'eux :

Facture sans PV	Total TTC	Facture configuration choisie	Total TTC
Ecole Berthelot	12 069 €	Ecole Berthelot	6 817 €
Ecole maternelle Dolto	16 780 €	Ecole maternelle Dolto	9 397 €
Restaurant scolaire	12 633 €	Restaurant scolaire	6 901 €
Salle Jean Reynaud + AM	20 019 €	Salle Jean Reynaud + AM	13 325 €
Gymnase Joseph Vincent	3 456 €	Gymnase Joseph Vincent	2 500 €
Mairie/Médiathèque	18 266 €	Mairie/Médiathèque	10 441 €
Salle Bernard Coulon	25 222 €	Salle Bernard Coulon	15 248 €
Salle Mirendense	9 326 €	Salle Mirendense	5 505 €
Piscine municipale	37 905 €	Piscine municipale	20 846 €
<b>Total TTC</b>	<b>155 676 €</b>	<b>Total TTC</b>	<b>90 979 €</b>

Economies totales en année 0	Total TTC
Ecole Berthelot	5 253 €
Ecole maternelle Dolto	7 383 €
Restaurant scolaire	5 732 €
Salle Jean Reynaud + AM	6 693 €
Gymnase Joseph Vincent	956 €
Mairie/Médiathèque	7 825 €
Salle Bernard Coulon	9 973 €
Salle Mirendense	3 822 €
Piscine municipale	17 059 €
<b>Total TTC</b>	<b>64 697 €</b>

- > La mise en place de l'installation solaire permet donc de faire des économies de plus de **64 697€ par an**.
- > Le tableau ci-dessous décompose la facture d'énergie avec et sans l'installation solaire. La majorité des économies provient de la fourniture d'énergie réduite. On remarque également que les postes de gestion et comptage du TURPE augmentent puisque les bâtiments ne sont plus simplement considérés comme simple consommateur pour ENEDIS mais comme des auto-consommateurs.

Somme des factures	Avec PV	Sans PV	Différence	
Fourniture (€)	49 739	103 810	54 071	52,1%
C. Soutirage var. (€)	11 675	11 675	0	0,0%
Accise (€)	8 353	8 353	0	0,0%
TCCFE & TDCFE (€)	0	0	0	0,0%
Gestion et Comptage (€)	1 884	1 752	-132	-7,5%
CTA (€)	1 140	1 111	-29	-2,6%
C. Soutirage fixe (€)	3 312	3 312	0	0,0%
TVA (€)	14 876	25 662	10 786	42,0%
<b>Total TTC (€)</b>	<b>90 979</b>	<b>155 676</b>	<b>64 697</b>	<b>41,6%</b>

## 7. ASPECTS ÉCONOMIQUES DU PROJET

### 7.1 Evaluation de l'investissement photovoltaïque

L'évaluation du coût des installations comprend les éléments suivants :

#### ▪ COUT DES TRAVAUX :

- Mise en place du chantier
- Fourniture et pose du système d'intégration ;
- Modules photovoltaïques, équipements électriques, câblage ;
- Fourniture et pose des onduleurs ;
- Equipements électriques et de suivi de l'installation ;
- Raccordement et tranchées ;
- Matériel de mesure et acquisition des données ;
- Matériel de régulation et pilotage des consommations
- 300 000€ ont été chiffrés pour la rénovation de la couverture du CTM (désamiantage, renforts structure et mise en place d'un bac acier).

#### ▪ COUT D'INGENIERIE :

- Etudes structure ;
- Maîtrise d'œuvre, hors étude de faisabilité ;

#### ▪ COUTS SUPPLEMENTAIRES D'INVESTISSEMENT :

- Assurances (Dommage Ouvrages, Responsabilité Civile) ;
- Coût de raccordement réseau

A ces coûts d'investissement à engager au début du projet doivent s'ajouter les charges annuelles d'exploitation de la centrale.

#### ▪ CHARGES ANNUELLES :

- Exploitation et maintenance ;
- Télésuivi de l'installation ;
- Assurances ;

### 7.2 Frais d'exploitation

Les charges d'exploitation annuelles estimées sont les suivantes :

		Hypothèses
CHARGES D'EXPLOITATION [CEX]	€HT/an	Somme des coûts ci-dessous
Maintenance	€HT/an	10€/kWc + coût onduleur/25
Assurances RC	€HT/an	3€/kWc
Location compteur (TURPE)	€HT/an	Selon puissance cf TURPE 6

#### • Entretien et maintenance :

Nous avons retenu une dépense pour la maintenance, qui correspond à une opération de maintenance préventive (visite annuelle).

Actuellement les onduleurs sont garantis 5 ans de base avec des possibilités d'extension de garantie à 10 ans et plus suivant les constructeurs (prix très variables, à négocier lors de l'appel d'offre).

Le coût de remplacement des onduleurs une fois sur la durée de vie de l'installation a ainsi été provisionné dans les coûts de maintenance.

### 7.3 Coûts prévisionnels des travaux

L'ensemble des coûts est présenté hors TVA.

La colonne de gauche concerne le scénario 1 et celle de droite le scénario 2.

<b>CAPEX</b>	€	€
Fourniture et pose système d'intégration	34 440	75 768
Fourniture et pose modules photovoltaïques	68 880	181 843
Câblage et équipements électriques (DC/AC/TDGS)	34 440	106 075
Onduleurs	19 286	53 038
Mise en place du chantier	20 000	40 000
Fondation Ombrière / VRD / remise en état du parking	0	72 000
Structure Primaire Ombrière	0	108 000
Etudes géotechnique + Permis construire	0	15 000
Coût de raccordement	20 000	70 000
Désamiantage et reprise couverture	300 000	300 000
Sécurisation toitures	10 000	10 000
Tranchées	2 800	12 400
Armoires électriques	2 500	2 500
<b>Investissement total (€HT)</b>	<b>512 346</b>	<b>1 046 624</b>
Subvention (€)	0	0
<b>Investissement net de subvention (€HT)</b>	<b>512 346</b>	<b>1 046 624</b>
Prix au Wc (€HT/Wc)	3,72	2,76

#### *Coûts d'investissement prévisionnels*

<b>OPEX</b>	€HT/an	€HT/an
Taxe IFR	358	1 171
Maintenance et entretien	2 480	6 819
Assurances RC	1 380	3 790
Compteur de production	448	896
<b>Charges d'exploitation totales (€HT/an)</b>	<b>4 666</b>	<b>12 677</b>

#### *Coûts de maintenance prévisionnels*

Les postes comprennent la fourniture et la pose du matériel. Les montants mentionnés sont ceux pratiqués couramment sur le marché. Les coûts définitifs devront être mis à jour en phase de consultation des entreprises.

La valeur de subvention est mise à 0 à ce stade pour étudier la rentabilité du projet sans subvention. **Si la maîtrise d'ouvrage bénéficie de subventions, alors elle ne pourra pas valorisée le surplus via le mécanisme d'obligation d'achat (EDF OA)** ce qui serait dommage au vu du nombre important de kWh excédentaires.

## 8. BILAN FINANCIER

### 8.1 Eléments économiques à intégrer

Le bilan économique est obtenu en combinant les principaux paramètres suivants :

- Totalité des investissements nécessaires à la production solaire,
- Coûts annuels d'exploitation,
- Productivité énergétique du système solaire avec le prix de valorisation de chaque kWh.

A ces éléments de base, pour établir le bilan financier sur 25 ans, on ajoute les hypothèses suivantes :

- Dégradation de la productivité des modules de 1% par an,
- Augmentation du coût du kWh réseau de 3.5%/an pendant 25 ans,
- Taux d'inflation générale des frais annexes (pour charges d'exploitation) : + 1% par an
- TRI projet calculé sur les flux d'Excédent Brut d'Exploitation sur 25 ans,
- Taux d'actualisation de 2,5%,
- Apports en propre : 0 %
- Taux d'intérêt de l'emprunt 3.8 %
- Durée d'emprunt : 20 ans

### 8.2 Bilan économique Scénario 1

BILAN ECONOMIQUE SUR 25 ANS		RESULTATS SUR L'INVESTISSEMENT	
Energie produite	3 809 895 kWh	Taux d'actualisation	<b>2,5 % / an</b>
Durée d'amortissement	20 ans	CA actualisé sur 25 ans	1 224 007 €
<b>CAPEX net de subvention</b>	<b>512 346 €</b>	Résultat avant impôt sur 25 ans	825 834 €
PEX - produits moyens	68 272 € / an	TRB (Temps de Retour Brut)	8,2 ans
CEX - charges moyennes	5 611 €	TRI (Taux de Rentabilité Interne)	8,90%
LCOE PV sans aide financière	21,58 c€/ kWh	<b>VAN (Valeur Actuelle Nette)</b>	488 934 €
LCOE PV avec aide financière	21,58 c€/ kWh	<b>TRA (Temps de Retour Actualisé)</b>	<b>13,2 ans</b>
LCOE électricité réseau	40,03 c€/ kWh	<b>TEC (Tx d'enrichissement du capital)</b>	<b>0,95</b>

#### *Synthèse des résultats financiers – scénario 1*

Ce scénario présente une rentabilité intéressante. L'économie annuelle composée des économies sur factures et de la vente du surplus à EDF OA à 11c€/kWh est de **68 272 €/an en moyenne sur les 25 années**, ce qui permet un temps de retour a de **8.2** ans.

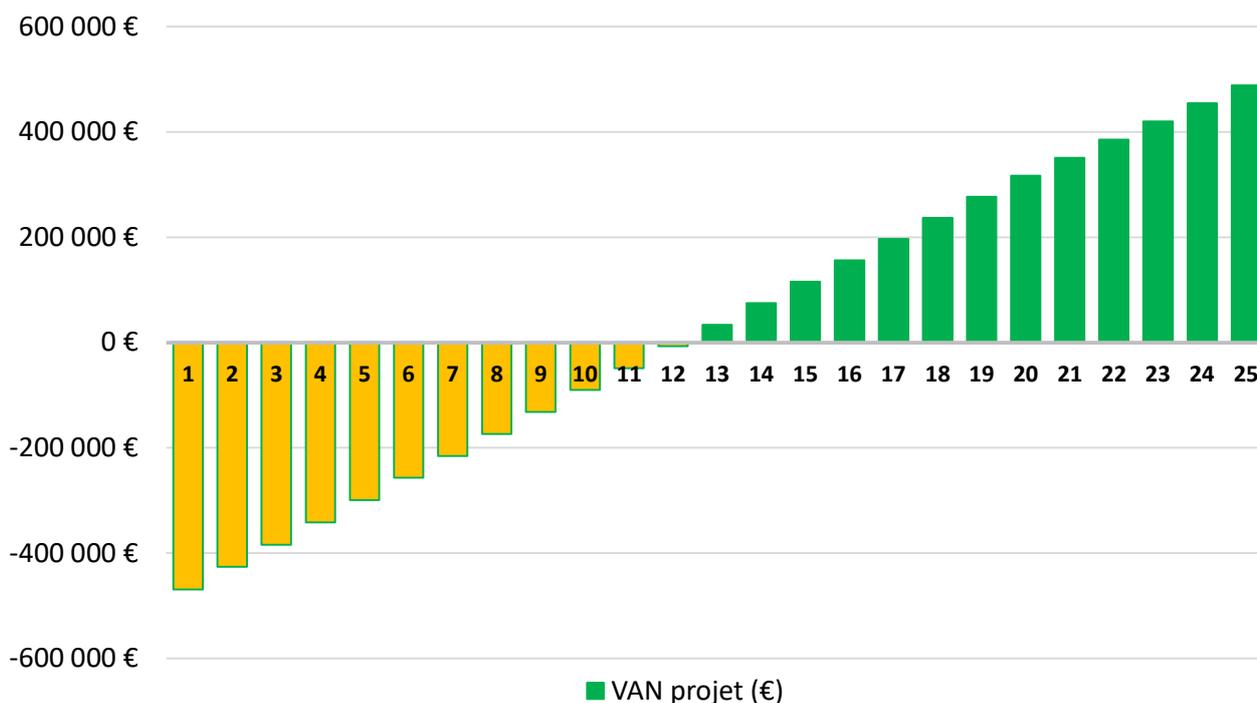
Le temps de retour actualisé est de **13.2** ans (temps pour que la VAN devienne positive).

Au fil des années, la production d'électricité issue des modules photovoltaïques décroît légèrement, du fait de la dégradation de performance du module.

Cependant les économies d'électricité réalisées sur facture augmentent, compte tenu de la hausse du coût de l'électricité réseau.

Les coûts d'exploitation eux, augmentent également légèrement chaque année, mais la croissance des revenus représentés par les économies réalisées sur facture reste supérieure.

La VAN projet correspond au cumul des excédent bruts d'exploitation (EBE) actualisés engendrés grâce au projet sur 25 ans :



*Evolution de la VAN projet*

On voit bien d'après l'évolution de la VAN que **l'investissement initial est entièrement remboursé en année 13**, et ce en prenant en compte toutes les charges associées au projet, et le taux d'actualisation de 2,5%/an.

➤ **Le business plan détaillé est donné en annexe.**

### 8.3 Bilan économique Scénario 2

BILAN ECONOMIQUE SUR 25 ANS		RESULTATS SUR L'INVESTISSEMENT	
Energie produite	10 153 614 kWh	Taux d'actualisation	<b>2,5 % / an</b>
Durée d'amortissement	20 ans	CA actualisé sur 25 ans	2 041 128 €
<b>CAPEX net de subvention</b>	<b>1 046 624 €</b>	Résultat avant impôt sur 25 ans	915 231 €
PEX - produits moyens	112 377 € / an	TRB (Temps de Retour Brut)	10,8 ans
CEX - charges moyennes	15 244 €	TRI (Taux de Rentabilité Interne)	6,50%
LCOE PV sans aide financière	17,45 c€/ kWh	<b>VAN (Valeur Actuelle Nette)</b>	549 067 €
LCOE PV avec aide financière	17,45 c€/ kWh	<b>TRA (Temps de Retour Actualisé)</b>	<b>15,9 ans</b>
LCOE électricité réseau	40,03 c€/ kWh	<b>TEC (Tx d'enrichissement du capital)</b>	<b>0,52</b>

*Synthèse des résultats financiers – scénario 2*

Ce scénario présente une rentabilité intéressante également. L'économie annuelle composée des économies sur factures et de la vente du surplus à EDF OA est de **112 377 €/an en moyenne sur les 25 années**, ce qui permet un temps de retour a de **10.8** ans.

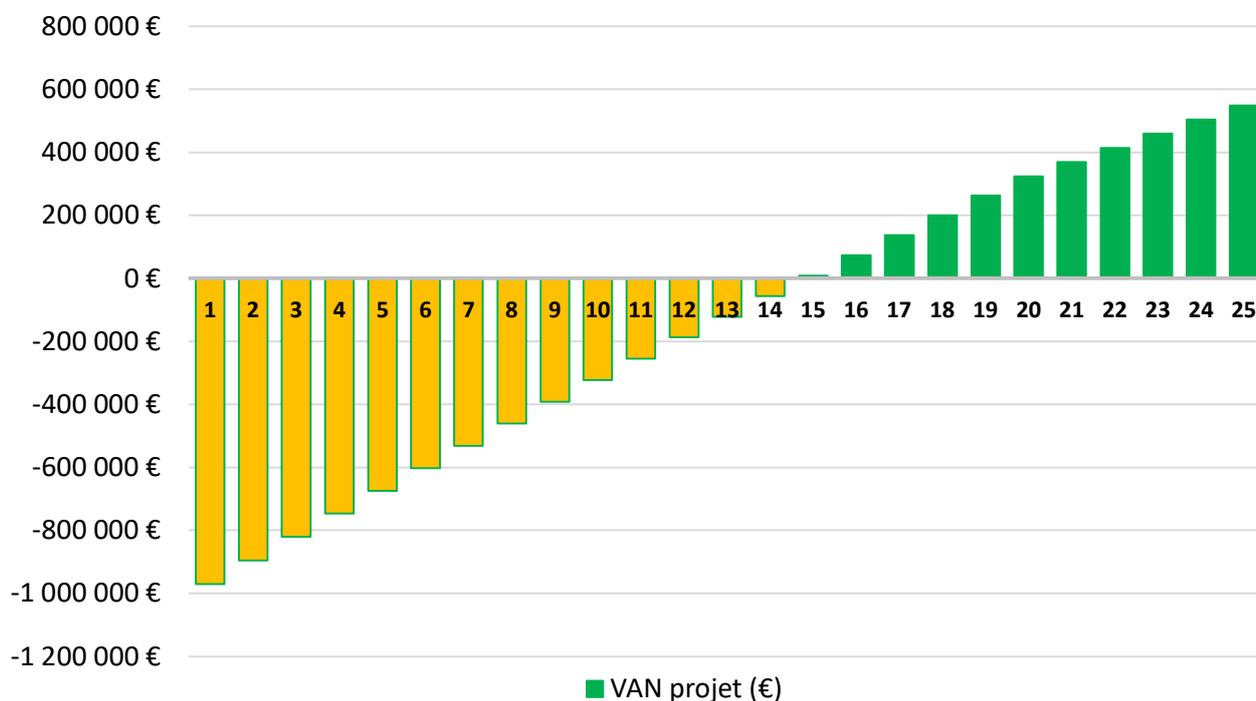
Le temps de retour actualisé est de **15.9** ans (temps pour que la VAN devienne positive).

Au fil des années, la production d'électricité issue des modules photovoltaïques décroît légèrement, du fait de la dégradation de performance du module.

Cependant les économies d'électricité réalisées sur facture augmentent, compte tenu de la hausse du coût de l'électricité réseau.

Les coûts d'exploitation eux, augmentent également légèrement chaque année, mais la croissance des revenus représentés par les économies réalisées sur facture reste supérieure.

La VAN projet correspond au cumul des excédent bruts d'exploitation (EBE) actualisés engendrés grâce au projet sur 25 ans :



*Evolution de la VAN projet*

On voit bien d'après l'évolution de la VAN que **l'investissement initial est entièrement remboursé en année 15**, et ce en prenant en compte toutes les charges associées au projet, et le taux d'actualisation de 2,5%/an.

- **Le business plan détaillé est donné en annexe.**

## 9. SYNTHÈSE DE L'ÉTUDE

		Scénario 1	Scénario 2
<b>Consommation annuelle</b>	<i>kWh/an</i>	371 262	371 262
Consommation moyenne	<i>kWh/mois</i>	30 939	30 939
Puissance soutirée maximale	<i>kW</i>	114	114
<b>Puissance PV installée</b>	<i>kWc</i>	137,8	378,8
Surface de l'installation	<i>m<sup>2</sup></i>	655	1802
Productible	<i>kWh/kWc.an</i>	1 245	1 206
<b>Energie produite</b>	<i>kWh/an</i>	171 479	457 002
Energie autoconsommée	<i>kWh/an</i>	133 069	180 318
Energie excédentaire	<i>kWh/an</i>	38 410	276 684
Energie produite en injection totale	<i>kWh/an</i>	0	0
<b>Taux d'autoconsommation</b>	<i>%</i>	77,6	39,5
Taux d'autoproduction	<i>%</i>	35,8	48,6
Taux d'excédent	<i>%</i>	22,4	60,5
<b>Facture d'électricité annuelle avec PV</b>	<i>€ HTVA</i>	107 970	90 979
Coût moyen électricité	<i>c€ HTVA / kWh</i>	40,03	40,03
Coût moyen effacé	<i>c€ HTVA / kWh</i>	35,85	35,88
<b>Investissement total</b>	<i>€ HT</i>	512 346	1 046 624
Charges d'exploitations - année 0	<i>€ HT</i>	4 666	12 677
Revenus - année 0	<i>€ HT</i>	51 958	95 326
<b>Temps de Retour Brut</b>	<i>ans</i>	8,2	10,8
TRI projet	<i>%</i>	8,90%	6,50%
VAN projet	<i>€</i>	488 934	549 067
TRA projet	<i>ans</i>	13,18	15,86
<b>Subvention demandée</b>	<i>€/Wc</i>	0,00	0,00
Subvention demandée	<i>€</i>	0	0
Subvention demandée	<i>%</i>	0,0	0,0

*Principaux résultats de l'étude*

## 10. Scénario 3 : Ombrières en vente totale

Ce scénario est donné pour information à la maîtrise d'ouvrage. Il permet de couvrir 50% de la surface du parking avec des ombrières d'une puissance totale de 476 kWc. Cette puissance inférieure à 500 kWc permet d'obtenir les tarifs d'achat à EDF OA.

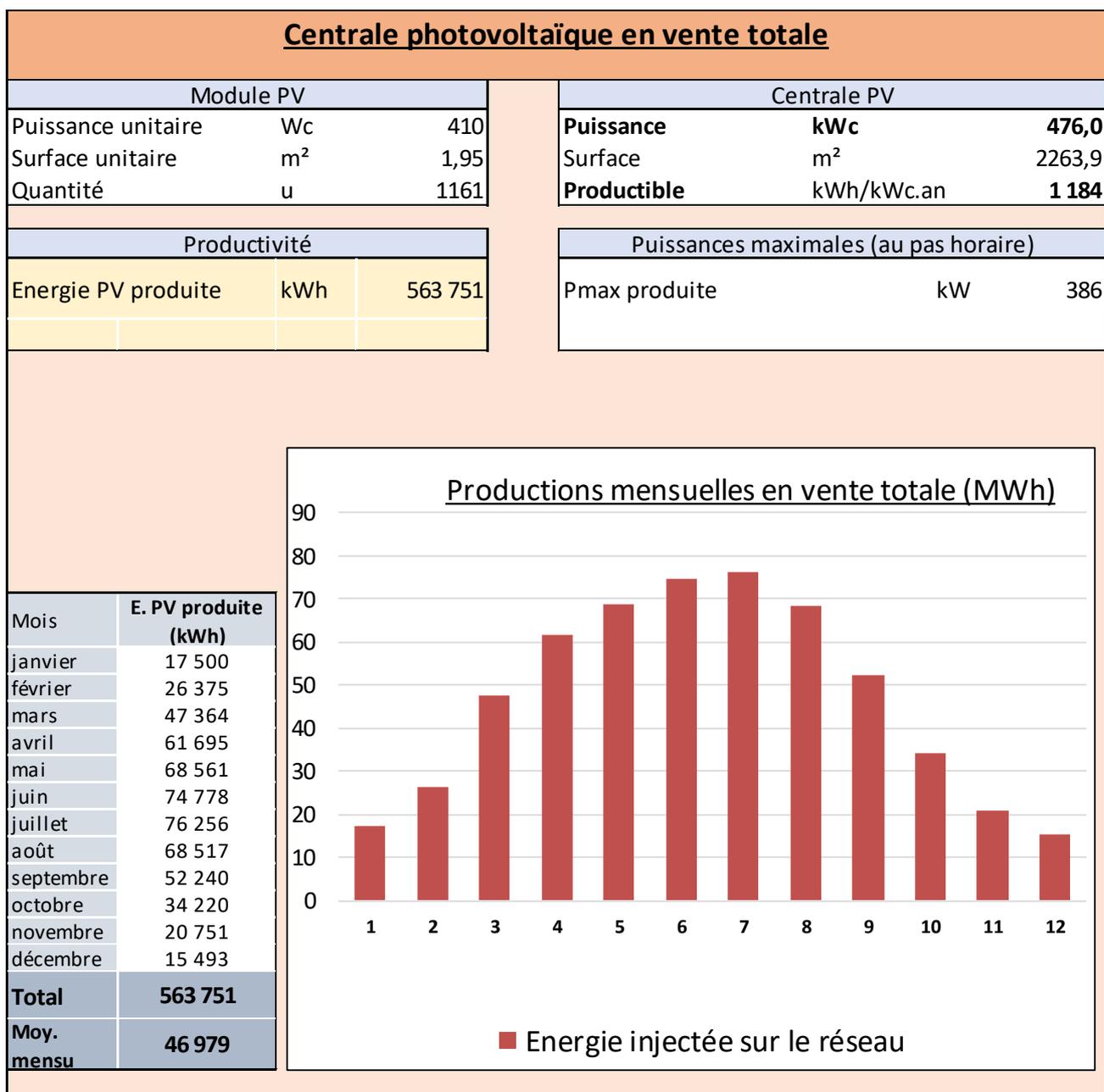
La mise en place d'ombrières de cette puissance nécessitera un raccordement en haute tension ou 2 PDL de 220 kVA chacun en basse tension pour éviter la mise en place d'un local transformateur HTA/BT. C'est cette optimisation qui a été chiffrée dans la présente étude.

### 10.1 Chiffrage

CAPEX	€
Fourniture et pose système d'intégration	71 400
Fourniture et pose modules photovoltaïques	238 000
Câblage et équipements électriques (DC/AC/TDGS)	119 000
Onduleurs	66 640
Mise en place du chantier	20 000
Fondation Ombrière / VRD / remise en état du parking	142 800
Structure Primaire Ombrière	190 400
Etudes géotechnique + Permis construire	15 000
Coût de raccordement	150 000
Tranchées	12 000
Armoires électriques	3 000
<b>Investissement total (€HT)</b>	<b>1 028 240</b>
Subvention (€)	0
<b>Investissement net de subvention (€HT)</b>	<b>1 028 240</b>
Prix au Wc (€HT/Wc)	2,16

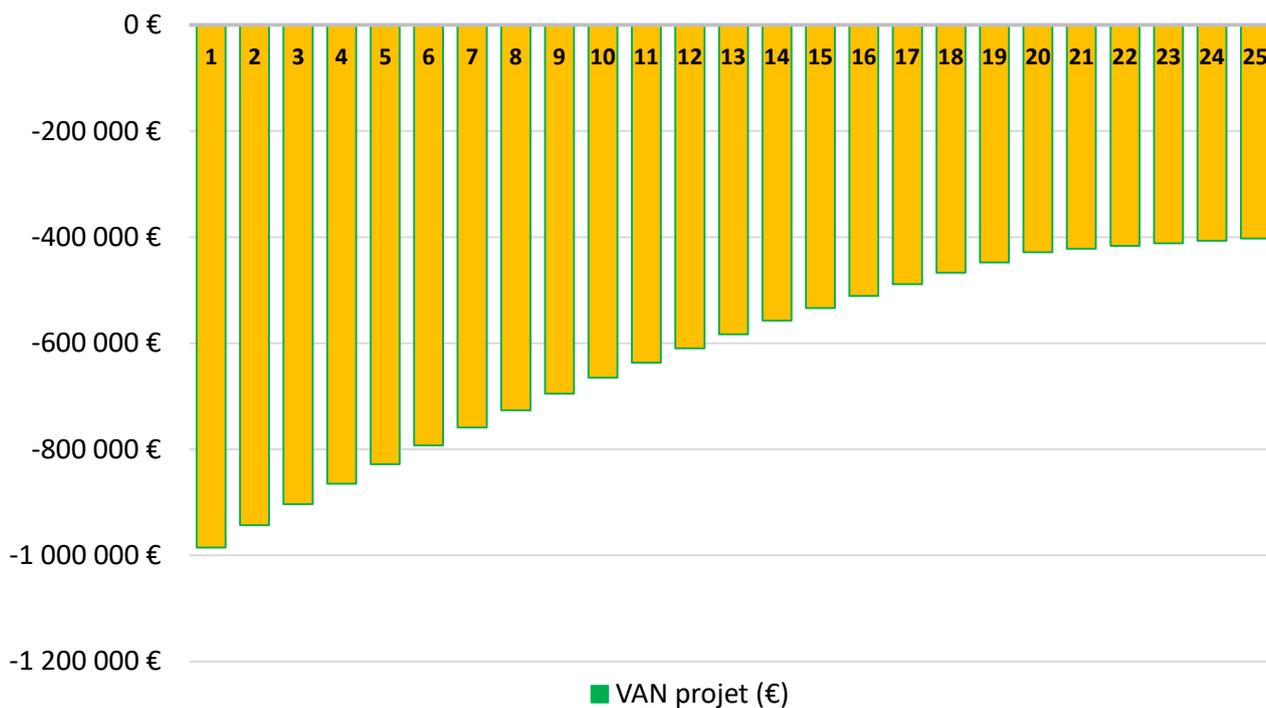
OPEX	€HT/an
Taxe IFR	1 432
Maintenance et entretien	8 568
Assurances RC	4 760
Compteur de production	448
<b>Charges d'exploitation totales (€HT/an)</b>	<b>15 208</b>

## 10.2 Bilan énergétique



## 10.3 Bilan financier

BILAN ECONOMIQUE SUR 25 ANS		RESULTATS SUR L'INVESTISSEMENT	
Energie produite	12 525 354 kWh	Taux d'actualisation	<b>2,5 % / an</b>
Durée d'amortissement	20 ans	CA actualisé sur 25 ans	961 186 €
<b>CAPEX net de subvention</b>	<b>1 028 240 €</b>	Résultat avant impôt sur 25 ans	-674 038 €
PEX - produits moyens	50 787 € / an	TRB (Temps de Retour Brut)	31,6 ans
CEX - charges moyennes	18 288 €	TRI (Taux de Rentabilité Interne)	-2,19%
LCOE PV sans aide financière	14,53 c€/ kWh	<b>VAN (Valeur Actuelle Nette)</b>	-402 222 €
LCOE PV avec aide financière	14,53 c€/ kWh	<b>TRA (Temps de Retour Actualisé)</b>	<b>&gt;25 ans</b>
LCOE électricité réseau	0,00 c€/ kWh	<b>TEC (Tx d'enrichissement du capital)</b>	<b>-0,39</b>



On remarque que la rentabilité du projet n'est pas bonne : le projet ne se rentabilise pas sur la durée de vie de l'installation à cause de plusieurs facteurs :

- Les projets sur ombrières ont des coûts d'investissement plus importants (VRD et partie structure).
- Présence d'ombrières simples engendrant des coûts de structure et fondations encore plus importants
- Contrat d'achat en vente totale d'une période de 20 ans uniquement, vente au tarif agrégateur estimé à 7c€/kWh à partir de l'année 21.

## 11. Conclusions

---

On remarque que la rentabilité du projet est bonne (inférieure à la durée de vie du projet) pour les scénarii 1 et 2.

Les rentabilités économiques ne sont pas si longues bien que les coûts de rénovation des toitures ont été pris en compte dans l'étude (estimés à 300 000€ HT).

Le scénario 2 permet de mettre en place plus de puissance solaire donc des économies plus importantes sur les factures d'énergie. Cependant, ce scénario ne permet pas de répondre aux contraintes des futurs parkings à savoir couvrir 50% de leur surface par des modules solaires. Nous conseillons donc à la maîtrise d'ouvrage de ne pas équiper dans un premier temps le parking et de réfléchir à une stratégie de solarisation plus long terme de celui-ci, peut être avec un tiers investisseur.

La mise en place d'une installation solaire uniquement sur le CTM (scénario 1) paraît être la meilleure solution court terme pour la ville de St Pourçain sur Sioule. Cette installation permettrait d'accélérer la rénovation du bâtiment actuel et de réduire ses factures d'électricité de manière importante (36% de taux d'autoproduction sur l'année).

Les étapes suivantes du projet sont :

- Faire une étude structure sur les bâtiments CTM et faire chiffrer précisément : désamiantage, renfort structure et reprise couverture avec l'un des bacs aciers présentés au [1.4.1](#))
- Déposer les demandes d'autorisation d'urbanisme pour les projets solaires
- Réaliser les études PRO et la consultation DCE des entreprises travaux pour la partie photovoltaïque
- Réaliser les demandes de raccordement auprès d'Enedis (raccordement solaire + demande d'opération d'autoconsommation collective)