



CAHIER DES CLAUSES TECHNIQUES PARTICULIÈRES

MARCHÉ PUBLIC D'ÉTUDES

**Étude de faisabilité pour l'installation de panneaux
solaires sur les toitures des bâtiments publics
communaux et intercommunaux**

Communauté de Communes Pays d'Apt Luberon
Secrétariat ouvert du lundi au vendredi de 8h30 à 12h & 13h30 à 17h30
Chemin de la Boucheyronne
84400 APT

1- Contexte de l'étude

a. Contexte régional

i. SRADDET et SRCAE

Le SRADDET (Schéma régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires) est le document stratégique de planification à l'échelle de la Région SUD PACA. Depuis 2016, les Régions ont l'obligation de se doter d'un SRADDET, qui doit réunir et intégrer les 4 schémas sectoriels que sont :

- Le plan régional de prévention et de gestion des déchets (PRPGD)
- Le schéma régional Climat Air Energie (SRCAE)
- Le schéma régional de Cohérence écologique (SRCE)
- Le schéma régional d'infrastructures et de transports (SRIT), ainsi que le schéma régional de l'intermodalité (SRI)

Après 3 années d'élaboration, le schéma aujourd'hui est sur le point d'être adopté par le Conseil régional.

En parallèle, la Région Sud a fait de l'urgence climatique sa priorité ! En 2017, elle a lancé un grand Plan Climat composé de 100 actions concrètes. Objectif : encourager de nouvelles formes de mobilité, développer massivement les énergies renouvelables, accompagner les entreprises qui souhaitent agir pour la planète, préserver notre patrimoine naturel tout en améliorant le bien-être des habitants.

La Région Sud se veut être une région exemplaire en matière d'environnement, le moteur des accords sur le climat ? Elle souhaite préserver l'ensemble de son territoire et garantir la santé et le bien-être des habitants, en impulsant un nouveau modèle de développement durable, créateur de croissance et d'emplois.

Pour cela, elle a créé un label : Une « Cop d'avance » qui a pour but de placer l'environnement et l'urgence climatique au cœur des priorités régionales. Transport, développement économique, emploi, formation, énergie, déchets, eau... le Plan Climat couvre l'intégralité des compétences régionales. Tous les habitants de la région sont concernés par sa mise en œuvre et chacun, peut, à son échelle, contribuer à agir pour la planète.

Les fiches territoriales de déclinaison du plan climat une COP d'avance

Dans le cadre de la trajectoire neutralité carbone déclinant le Plan climat « une COP d'avance », les objectifs de la Région SUD PACA pour le solaire photovoltaïque ont fortement augmenté, passant à 11 000 MW en 2030 et 45 000 MW en 2050.

Consciente de ces enjeux la Communauté de Communes Pays d'Apt Luberon s'est déjà engagée dans des actions en matière de transition énergétique et pour le développement des énergies renouvelables sur son territoire, comme la réalisation d'une station GNV ou la production d'énergie photovoltaïque sur certains de ses bâtiments.

Territoire d'expérimentation pour le déploiement du futur cadastre énergétique régional

Ayant identifié certaines nouvelles opportunités qui pourraient se développer via du « nouveau » foncier, tels que les parkings (ombrières), etc. Les toitures des bâtiments publics représentent également un fort potentiel à exploiter, c'est d'ailleurs sur ce potentiel que la CCPAL souhaite se concentrer.

Aussi, forts de tous ces éléments et actions, la Communauté de communes Pays d'Apt Luberon a fait part de sa candidature pour l'étude de faisabilité technique pour l'installation de toitures PV et ainsi participer à la préparation du futur cadastre énergétique de la Région SUD PACA :

L'appui du Parc naturel régional du Luberon avec lequel la CCPAL est déjà engagée sur certains projets est un atout, afin que cette expérimentation puisse être reproductible à l'échelle du territoire du Parc.

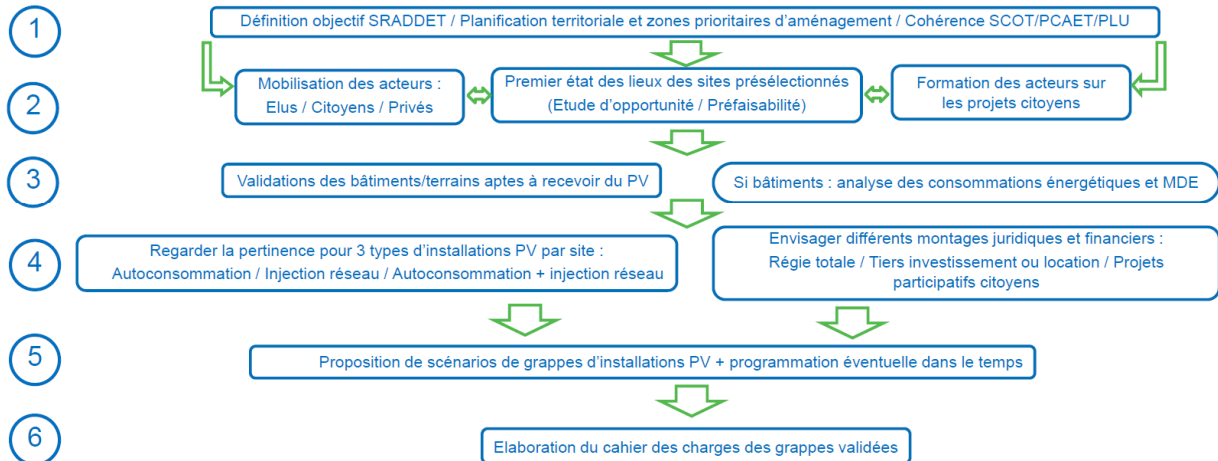
ii. Cadre d'intervention régional photovoltaïque – Phase test AMI « Foncier dérisqué»

Origines de l'AMI « Foncier dérisqué »

- 1) Le cadre régional photovoltaïque et les objectifs du plan climat régional « Une COP d'avance » décliné dans le SRADDET :
 - Lancer une mobilisation quasi-totale du potentiel photovoltaïque
 - Afficher l'importance et la priorisation du gisement sur toiture
 - Atteindre l'objectif des 47 GW PV du plan climat à l'horizon 2050 :
 - o Grandes toitures (>3kW) = 31 140 MW
 - o Parcs au sol = 12 778 MW
 - o Particuliers (<3kW) = 2 934 MW
 - Quel levier pour la Région ? Encourager une planification du développement du photovoltaïque pour optimiser les potentiel et éviter le lancement de projets au coup par coup.
- 2) En parallèle du lancement du cadastre ENR régional :
 - Armer les territoires face à la montée de futures demandes de commerciaux et développeurs PV
 - Encourager une vision globale du photovoltaïque sur le territoire (planification territoriale)
 - Ne pas tuer le gisement et tendre vers une massification saine et durable
 - Amener une optimisation du potentiel territorial par la mise en place de scénarios de grappes d'installation PV construites de manières à être techniquement et économiquement viables.

Contenu et méthodologie de l'AMI

➤ Méthodologie indicative en 6 étapes :



Source : Région Sud

b. La dynamique de transition énergétique et climatique sur la Communauté de Communes du Pays d'Apt Luberon

i. SCOT

Les élus de la Communauté de communes ont engagé l'élaboration du Schéma de Cohérence Territoriale (SCOT) en 2015.

Le document aujourd'hui sur le point d'être approuvé s'établit autour du Projet d'Aménagement et de Développement Durable (PADD), la stratégie d'aménagement partagée, fixe le cap pour les 15 prochaines années :

Élaboré sur le périmètre de l'intercommunalité, ce document de planification stratégique présente également une portée plus opérationnelle et offre l'opportunité de mettre en cohérence les champs de compétences de la CCPAL, grâce à son caractère transversal. Il vise également une meilleure priorisation des projets permettant d'optimiser les investissements publics.

Le PADD exprime le projet politique. Il définit les objectifs en termes d'urbanisme et d'aménagement du territoire qu'entendent mettre en œuvre les élus de la Communauté de Communes Pays d'Apt Luberon. Il a été élaboré autour de 4 défis, à savoir :

Défi 1 : Rassembler les 25 communes autour d'un projet révélateur des richesses du Pays d'Apt Luberon pour s'afficher à l'échelle régionale

Défi 2 : Promouvoir un développement, vecteur de solidarité territoriale, au service de ses habitants et de ses entreprises.

Défi 3 : Garantir un mode de développement plus durable pour faire perdurer l'attractivité du Pays d'Apt Luberon

Défi 4 : Faire du Pays d'Apt Luberon un territoire de référence en matière de transition environnementale et énergétique

Les élus de la Communauté de Communes, conscients des richesses de leur bassin de vie mais également des risques et pressions qui s'y exercent, ont voulu se donner les moyens d'encadrer et d'anticiper le devenir de leur territoire. Ils ont souhaité, que le SCOT, contribue à la construction d'un bassin de vie actif, solidaire et accueillant, en synergie avec ses sensibilités paysagères et environnementales.

ii. PCAET

Par ailleurs, fin 2017, la Communauté de communes Pays d'Apt Luberon et la Communauté Territoriale Sud Luberon ont choisi de s'engager plus activement en faveur de la transition énergétique. Territoires voisins et obligés vis-à-vis de la loi, situés aux portes de grandes agglomérations et ils partagent des logiques de territoires et des enjeux ruraux similaires.

Souhaitant mettre en place un partenariat innovant et une coopération entre leur territoire, la CCPAL et COTELUB se sont associés dans l'élaboration de leur Plan Climat Energie territorial respectif.

Considéré commun un projet territorial de développement durable, à la fois stratégique et opérationnel, le PCAET prend en compte l'ensemble des problématiques climat-air-énergie autour de plusieurs axes d'actions :

- La réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES)
- L'adaptation au changement climatique,
- La sobriété et l'efficacité énergétique,
- La qualité de l'air,
- La séquestration carbone,
- Le développement des énergies renouvelables et de récupération.

Les 2 PCAET sont en cours d'élaboration actuellement et les premiers enjeux en matière de transition énergétique, sont d'ores et déjà identifiés dans les collectivités :

- La maîtrise des dépenses et la réduction de la facture énergétique,
- Les nouvelles ressources financières, le soutien local à l'économie et à l'emploi,
- L'amélioration de la qualité de vie, de la santé et du pouvoir d'achat des habitants, en luttant contre la précarité énergétique.
- La production d'énergie renouvelable

La stratégie et le plan d'action pour chacun des territoires seront formalisés dans le courant de l'année 2019.

2- Les objectifs de la mission

La Communauté de communes Pays d'Apt Luberon souhaite étudier la faisabilité d'installer des panneaux photovoltaïques en autoconsommation ou/et en injection partielle ou totale sur les bâtiments communautaires et communaux (communes intéressées).

L'étude doit permettre de :

- sélectionner les bâtiments les plus adaptés à l'installation de panneaux solaires photovoltaïques en autoconsommation ou en injection partielle ou totale et thermique pour les gros consommateurs d'eau chaude ;
- démontrer la faisabilité d'installer des panneaux solaires sur les bâtiments sélectionnés ;
- établir des « grappes de bâtiments » visant à entraîner les installations les moins performantes tout en préservant la rentabilité globale des grappes constituées,
- rédiger un cahier des charges pour la sélection des installateurs et du matériel pour le système photovoltaïque d'une part et pour les installations solaires thermiques d'autre part.

a. Périmètre de l'étude

Pour le compte de la Communauté de communes Pays d'Apt Luberon , le Parc Naturel Régional du Luberon (PNRL) et l'association Hespul ont effectué un travail préalable d'analyse des bâtiments en deux temps.

- 1- Sur la base du croisement des bases de données suivantes :
 - les bâtiments de la communauté de communes et des communes adhérentes, réalisé par la CCPAL
 - la BD topo V3 comprenant la couche du bâti avec les infos sur la surface, hauteur du bâtiment, altitude, réalisé par la PNRL
 - la couches des sites classés, inscrits et monuments historiques, réalisée par la PNRL
- 2- Sur un travail de simulation effectué par Hespul basé sur les éléments transmis, une première simulation du potentiel de production en intégrant les distances par rapport au poste de distribution le plus proche a été consolidée. La note méthodologique en annexe présente le processus.

Cette présélection (cf liste sur fichier Excel joint) a permis de retenir une centaine de bâtiments qui semblent être appropriés pour l'installation de panneaux photovoltaïques disposant d'un potentiel de production solaire suffisant.

b. Les étapes de l'étude

i. Phase 1 : sélection des bâtiments

À partir de cette première liste de 100 bâtiments, il s'agit d'affiner l'analyse de manière à mettre en évidence les bâtiments les plus appropriés (entre 30 et 40) pour une installation solaire photovoltaïque en injection totale ou en autoconsommation ou pour une installation solaire thermique.

Cette phase d'analyse rapide vise à repérer pour chaque bâtiment les contraintes techniques et architecturales portant sur :

- la présence d'équipements sur toiture nécessaires à l'activité de l'occupant (CTA, cheminées, verrières, lanterneau, système d'aération.....
- l'orientation
- les pans de toiture

La méthode utilisée pour faire cette sélection sera présentée par le prestataire.

A l'issue de cette phase 1, la communauté de communes du Pays d'Apt fournira au bureau d'étude les informations suivantes sur les bâtiments sélectionnés (entre 30 et 40) :

- Commune
- Contact
- Adresse postale
- Type de bâtiment
- Surface du bâtiment
- Caractéristiques du bâti
- Energie de chauffage
- Energie d'ECS
- Régime d'utilisation du bâtiment (fréquence d'utilisation jours/mois)
- Tarif d'électricité
- Consommation électrique annuelle pour les 3 dernières années (chauffage et ECS)

ii. Phase 2 : étude de faisabilité technico-économique

L'étude de faisabilité doit répondre à plusieurs objectifs :

- Objectif 1 : Dimensionner les générateurs photovoltaïque et élaborer les scénarios de production photovoltaïque.
- Objectif 2: Spécificités pour les quelques sites en autoconsommation,
- Objectif 3 : Analyser la faisabilité économique des installations.
- Objectif 4 : Proposer des scénarios de grappes de bâtiments.

Objectif 1 : Dimensionner les générateurs photovoltaïques et élaborer les scénarios de production photovoltaïque

Sur les sites sélectionnés, la stratégie sera la suivante :

1/ utiliser la toiture au maximum dans une logique de valoriser tout le potentiel tout en veillant à l'intégration esthétique

2/ sur cette base, étudier les sites pour lesquels l'auto consommation paraît pertinente a priori.

Ainsi pour :

- les surfaces importantes avec faible consommation, sera privilégiée la vente totale
- les surfaces utiles modestes au regard d'une consommation assez élevée, sera privilégiée l'auto consommation

il s'agira de dimensionner le système photovoltaïque et des enjeux liés à la connexion au réseau (coûts de raccordement, impacts potentiels sur le réseau).

Le recours à des modules PV souples n'est pas exclu pour les bâtiments ne disposant pas d'une résistance mécanique suffisante.

Sur la base de cette analyse, un ou plusieurs **scénarios de production** seront présentés.

Il sera détaillé de la façon suivante:

- Implantation des capteurs sur le bâtiment et relevé des masques potentiels
- Productivité (en détaillant les hypothèses concernant la baisse de rendement des panneaux)
- Puissance de raccordement
- Présence (ou pas) et caractéristiques des solutions de réduction des pointes d'injections
- l'état de la couverture : étanchéité, PST fragiles, présence d'amiante ;
- la résistance mécanique de la charpente inadaptée à la charge supplémentaire apportée par l'installation PV, de l'ordre de 15 à 20 kg/m²

Fournir le principe de calepinage de l'installation.

Objectif 2 : Uniquement pour les quelques sites en autoconsommation

Sur la base des scénarios de consommation et de production étudiés, fournir une représentation croisée des courbes journalières, hebdomadaires et annuelles (cf. Figure 1). Plusieurs courbes doivent être prises en compte selon les caractéristiques et l'usage du bâtiment (i.e.: jour ouvrable été & hiver, jour férié été & hiver, semaine été, semaine hiver, période de vacance, etc.).

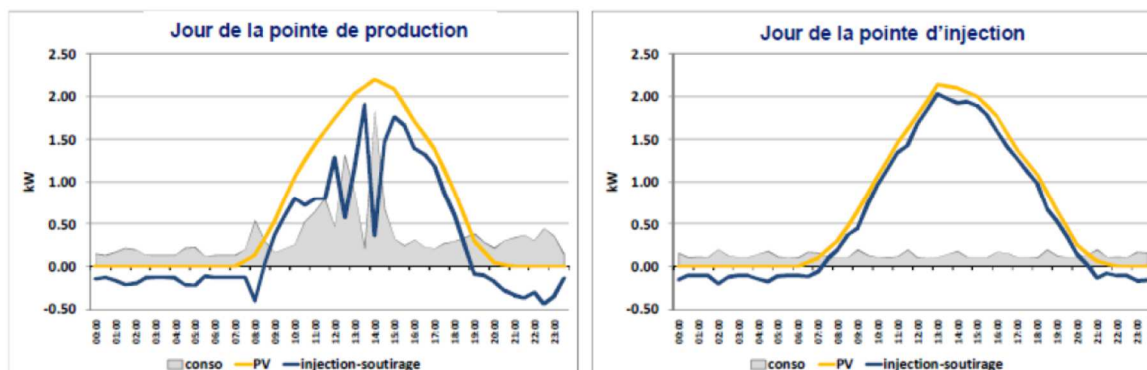


Figure 1. Profil de consommation (gris), courbe de production PV (jaune) et courbe d'injection dans le réseau (bleu) pour deux jours particuliers de l'année (source : EDF)

Fournir ainsi :

- ☐ La productivité annuelle en kWh/an
- ☐ Le taux d'autoconsommation annuel, en mettant en évidence des éventuelles variations marquantes dans l'année
- ☐ le taux d'autoproduction annuel, en mettant en évidence des éventuelles variations marquantes dans l'année
- ☐ le cas échéant, décrire l'envergure et la fréquence des pointes d'injection dans le réseau et de soutirage

Objectif 3 : faisabilité économique des installations

Le prestataire devra accompagner le maître d'ouvrage dans la recherche de subventions d'investissement auprès des différents partenaires et organismes publics.

Le prestataire devra produire un rapport présentant ses préconisations sur les éléments suivants :

3-1 Pour les installations en injection totale

❖ Coûts d'investissement et d'exploitation

Estimer les coûts suivant :

- Études /ingénierie
- Équipements :
 - o Investissement initial équipements (modules, onduleur, batterie, système intégration : tôle, rail, câblage et cheminements, protection foudre, système de suivi, équipements de pilotage, autres...)
 - o Éventuelles extensions de garantie
 - o Remplacement onduleur
 - o Remplacement (autres)
 - o Investissement total
 - o Investissement total unitaire (€/W)
- Frais liés aux travaux
 - o Main d'œuvre travaux
 - o CONSUEL
 - o SPS et bureau de contrôle
 - o Assurances durant la phase chantier (DO, RC)

- **Raccordement au réseau**

Chaque projet fera l'objet d'un test de raccordement en ligne sur le site d'Enedis.

Sans se prévaloir des résultats d'une **pré-étude de raccordement** effectuée ERDF, il conviendra d'estimer le coût lié au raccordement.

- **Frais d'exploitation et maintenance**

- o Assurance
- o Maintenance (hors remplacements)
- o Autres (e.g. location compteurs)

❖ **Revenus**

Indiquer les montants annuels :

- ☐ Revenu lié à l'injection totale (éventuelle prime aux kWh injectés)

❖ **Résultats de l'analyse économique**

En fonction des différentes hypothèses, l'analyse économique doit aboutir au calcul de :

- ☐ **taux de rentabilité interne (TRI)**: ceci doit être calculé à minima pour une durée égale à la durée de vie de l'installation. Par exemple, dans l'hypothèse de durée de vie de 30 ans et d'aide publique limitée à une durée de seulement 20 ans (e.g. contrat d'obligation d'achat du surplus injecté), il pourrait être intéressant de calculer à la fois le TRI30ans (obligatoire) et le TRI20ans (facultatif) (le premier prenant en compte l'investissement supplémentaire lié à l'éventuel remplacement de matériels)
- ☐ **temps de retour brut et actualisé** au taux (« coût moyen pondéré du capital ») accessible par le maître d'ouvrage
- ☐ **coût de revient du kWh brut et actualisé** au taux (« coût moyen pondéré du capital ») accessible par le maître d'ouvrage.

3-2 Cas particulier pour les installations en autoconsommation

En plus des éléments ci-dessus :

❖ **Abonnement**

Précisez le type d'abonnement

❖ **kWh économisés**

L'augmentation du prix de l'électricité est un élément clé dans le calcul de la rentabilité d'un projet d'autoconsommation. Au moins trois scénarios doivent être considérés.

- ☐ Un **scénario de hausse nominale** qui repose sur les hypothèses suivantes, appliquées à la partie variable du prix du kWh :
 - o Hausse de 5%/an entre 2016 et 2020
 - o Hausse de 1,2%/an à partir du 2021
- ☐ Un **scénario de "hausse soutenue"**, caractérisé par une hausse plus marquée par rapport au scénario nominal (hypothèses non fournies dans ce cahier de charge : à formuler et justifier)
- ☐ Un **scénario de "hausse modérée"**, caractérisé par une hausse moins marquée par rapport au scénario nominal (hypothèses non fournies dans ce cahier de charge : à formuler et justifier)

Les calculs des économies sur la facture (grâce à l'autoconsommation) doivent prendre en compte seulement la **partie variable** du prix du kWh **dans les tranches horaires de consommation évitée** (attention par exemple aux « heures creuses méridiennes »). Les économies sur la facture concernent seulement les coûts variables du kWh et non par exemple les frais fixes d'abonnement.

❖ Revenus

- ☐ Économie de facture
- ☐ Revenu supplémentaire lié à l'autoconsommation (éventuelle prime aux kWh autoconsommés)
- ☐ Revenu lié à la vente du surplus injecté dans le réseau
- ☐ Pénalité (éventuelle, selon le cadre de soutien à l'autoconsommation) liée aux pointes de puissance injectées (sur la base des courbes de production & consommation, indiquer les hypothèses sur la fréquence et l'entité des pointes d'injection)

❖ Conclusions de l'analyse économique

Résumer l'analyse technico économique et apporter vos recommandations.

Indiquer clairement la configuration recommandée au maître d'ouvrage, à partir des différents scénarios présentés dans le tableau et le graphique de l'analyse de sensibilité.

Si nécessaire, indiquer des configurations alternatives favorables, afin de permettre au maître d'ouvrage de faire le choix des travaux.

Objectif 4 : Proposer des scénarios de grappes de bâtiments

Les étapes précédentes ont permis de caractériser et retenir une série de bâtiments disposant d'un potentiel de production fort à satisfaisant avec des niveaux de rentabilité économique différents.

L'objectif de cette étape est de regrouper dans des grappes :

- Soit des bâtiments disposant d'une forte rentabilité économique avec des bâtiments disposant d'une rentabilité économique plus faible tout en conservant une rentabilité correcte pour l'ensemble de la grappe
- Soit des bâtiments disposant d'un bon potentiel de production mais non rentables économiquement (coût de raccordement) et dont le regroupement permettrait d'absorber les coûts liés au renforcement des lignes électriques.

D'autres scénarios pourront être proposés par le candidat retenu.

Les hypothèses prises pour la réalisation des grappes seront à concerter avec les services techniques et les élus.

Les structures juridiques permettant de créer ces grappes seront également présentées.

iii. Phase 3 : rédaction des cahiers des charges

Le prestataire proposera un cahier des charges type pour les installations photovoltaïques. Ce cahier des charges comprendra les exigences relatives à la fourniture d'une part et à la pose d'autre part.

Les modalités de suivi définies dans l'étude de faisabilité devront être intégrées aux exigences du cahier des charges.

Pour les installations thermiques, le prestataire rappellera les éléments de la « **mise en Service Dynamique** » d'une installation qui engagent le concepteur, l'installateur et le fabricant dans une Garantie de Bon Fonctionnement de l'installation avant livraison définitive.

c. Les modalités de suivi de l'étude

La mission sera suivie par la Communauté de communes Pays d'Apt Luberon, assistée par le Parc Naturel Régional du Luberon (PNRL), l'Agence Locale de Transition énergétique (ALTE), la Région Sud, l'association Hespul, et le CEREMA et l'ADEME.

Les rôles seront répartis de la manière suivante :

1. **Pilotage et suivi administratif** : Communauté de communes Pays d'Apt Luberon.
2. **Suivi technique** : Communauté de communes Pays d'Apt Luberon, assistée par le Parc Naturel Régional du Luberon (PNRL), l'Agence Locale de Transition énergétique (ALTE), la Région Sud, l'association Hespul, et le CEREMA et l'ADEME.

Des comités techniques seront régulièrement réunis.

Deux comités de pilotage seront à minima organisés : un comité de lancement de l'étude afin de présenter la méthode et la manière dont les maires vont être sollicités et un comité de rendu, où les résultats de l'étude seront présentés. Lors du comité de pilotage final, les personnes présentes pourront demander au prestataire de modifier ou de compléter son étude, s'il le juge nécessaire et dans les limites du cahier des charges.

Les comités de pilotage seront composés de membres issus de la Communauté de communes Pays d'Apt Luberon, assistée par le Parc Naturel Régional du Luberon (PNRL), l'Agence Locale de Transition énergétique (ALTE), la Région Sud, l'association Hespul, et le CEREMA et l'ADEME.

Le maître d'ouvrage se réserve la possibilité de faire appel à toutes autres personnes dont la présence au comité de pilotage pourrait s'avérer utile.

Le prestataire assistera à toutes les réunions organisées à l'initiative du maître d'ouvrage relatives à cette mission. Le titulaire de l'étude sera chargé de l'organisation, de la préparation et de l'animation des réunions.

Chaque réunion fera l'objet d'un compte-rendu par le titulaire soumis pour validation au maître d'ouvrage dans un délai d'une semaine. La diffusion des compte-rendu sera assurée par le maître d'ouvrage.

d. Les livrables

Phase 1 :

Le prestataire fournira un rapport intermédiaire à l'issue de la phase 1, étayant le choix des bâtiments pour l'installation d'équipement solaire photovoltaïque en autoconsommation, en 2 exemplaires papiers en couleurs ainsi qu'un exemplaire reproductible sous format numérique.

Phase 2 : Le prestataire remettra un rapport en 2 exemplaires papiers en couleurs ainsi qu'un exemplaire reproductible sous format numérique.

Pour chaque bâtiment, une fiche sera établie conformément à l'annexe 1 et précisera les réponses apportées à chacun des 4 premiers objectifs. Les éléments de présentation de l'analyse économique fournis dans le paragraphe « objectifs 4 » ci-dessus devront être respectés, à moins que des livrables alternatifs ne soient proposés par le prestataire dans son mémoire et validé par le maître d'ouvrage au démarrage de la mission. S'agissant de l'objectif 5, il s'agira pour le prestataire de présenter plusieurs scénarios de grappe en explicitant les hypothèses de travail retenues et présentant les résultats énergétiques et économiques.

Phase 3 :

Le prestataire fournira un cahier des charges type « fourniture et pose » pour les installations solaires photovoltaïques en autoconsommation en 2 exemplaires papiers en couleurs ainsi qu'un exemplaire reproductible sous format numérique.

e. LES MODALITES DE CANDIDATURES

Compétences du prestataire

Le prestataire devra posséder les compétences techniques nécessaires à l'analyse des consommations d'un bâtiment, au dimensionnement d'une installation photovoltaïque, à l'analyse économique d'une installation

photovoltaïque en autoconsommation. Le prestataire devra justifier d'une connaissance du réseau d'électricité, de ses contraintes techniques et du marché de l'électricité.

Le choix du prestataire s'effectuera sur la base du profil de l'équipe, des prestations similaires effectuées, de la note méthodologique, du prix et de la complétude du dossier administratif.

Calendrier

Le contenu de l'étude servira dans le cadre de la Phase test AMI «Foncier dérisqué» de la Région Sud, dont le lancement doit avoir lieu en décembre 2019.

Les conclusions de l'étude devront être remises au plus avant la deuxième quinzaine de Décembre 2019.

L'étude devra répondre à l'ensemble des objectifs pour chacun des bâtiments analysés et des grappes proposées.

Le prestataire détaillera la méthodologie de l'étude et précisera la durée de travail estimée et le calendrier associé pour :

- un bâtiment type chauffé à l'électricité,
- un bâtiment type chauffé à une autre énergie.

Le calendrier proposé devra optimiser les périodes de mesure des consommations énergétiques de manière à prendre en considération les variations saisonnières dans le déroulement de l'étude.

ANNEXES

N°1 - Exemple de fiche

N° 2 - Note méthodologique d'Hespul sur le processus de sélection des bâtiments

N°3 - Liste des bâtiments potentiellement intéressants

N°1 : Exemple de fiche Bâtiment/Centrale de production solaire

Maître d'ouvrage						
Bâtiment concerné						
Adresse de l'installation						
État des contraintes du réseau local						
			Solution proposée	Alternative 1 (facultative)	Alternative2 (facultative)	...
Consommations	Consommation électrique annuelle	kWh				
	Type d'abonnement	-				
Données principales équipements	Puissance du générateur	kWc				
	Puissance de raccordement	kVA				
	Surface du générateur	m²				
	Orientation	-				
	Production PV annuelle	kWh/an				
	Productivité	kWh/kWc				
Caractéristiques autoconso	Taux d'autoconsommation	%				
	Taux d'autoproduction	%				
	Puissance max injectée	kW				

	Fréquence injection puissance maximale	Indiquer (e.g. faible/moyenne/élevée)				
	Puissance max soutirée	kW				
	Fréquence soutirage puissance maximale	Indiquer (e.g. faible/moyenne/élevée)				
Investissement	Équipements de base (panneaux, onduleur, etc)	€				
	Equip. pilotage, réduction pointes injection, MDE	€				
	Etudes/ingénierie	€				
	Travaux	€				
	Raccordement	€				
	Total investissement (hors subv.)	€ et €/kW				
	Subvention sur l'investissement	€				
	Investissement final net	€ et €/kW				
Prêt	Durée du prêt	ans				
	Taux	%				
Revenus	Prime (éventuelle) autoconsommation	€/kWh				
	Revenu direct autoconsommation	€/an				
	Prix (moyen) du kWh non acheté	€/kWh				

	Économie liée à l'autoconso	€/an				
	Revenu unitaire injection (tarif d'achat ou prix de marché + prime éventuelle)	€/kWh				
	Revenu total injection	€/an				
	Pénalité (éventuelle) injection	€/an				
	Revenu annuel net	€/an				
Frais annuels	Frais maintenance & exploitation (y compris remplacements et abonnement)	€/an				
	Assurance	€/an				
	Impôt sur le revenu	€/an				
	Taxes	€/an				
	Autres (spécifier)	€/an				
	Total frais annuels	€/an				
Résultats	Temps de retour	ans				
	Coût de revient du kWh	€/kWh				
	TRI sur 30 ans (éventuellement fournir aussi le TRI sur 20 ans)	%				



NOTE MÉTHODOLOGIQUE

Sélection des projets PV en fonction du niveau des contraintes réseaux

12/07/2019

Objet de l'étude

L'objet de ce travail de sélection est de **limiter les risques de coûts de raccordement élevés**, tout en conservant une puissance PV significative. Cette étude n'a donc ni pour objet d'évaluer les coûts de raccordement, ni pour objet d'éliminer **tous** les projets présentant des coûts de raccordement élevé.

Phase 1 : outil cadastre réseau / PV

1. Extraction de l'ensemble des bâtiments ciblés à partir de la BD TOPO (carte IGN).
2. Estimation du potentiel PV des bâtiments ciblés à partir d'une mesure de la surface des entités de la BD TOPO.
3. Estimation de la distance au poste HTA/BT suivant le linéaire réseau pour chaque bâtiment étudié dont la puissance permet un raccordement BT. La distance au réseau HTA est également mesurée pour les bâtiment dont la puissance permet un raccordement en HTA.

Remarques :

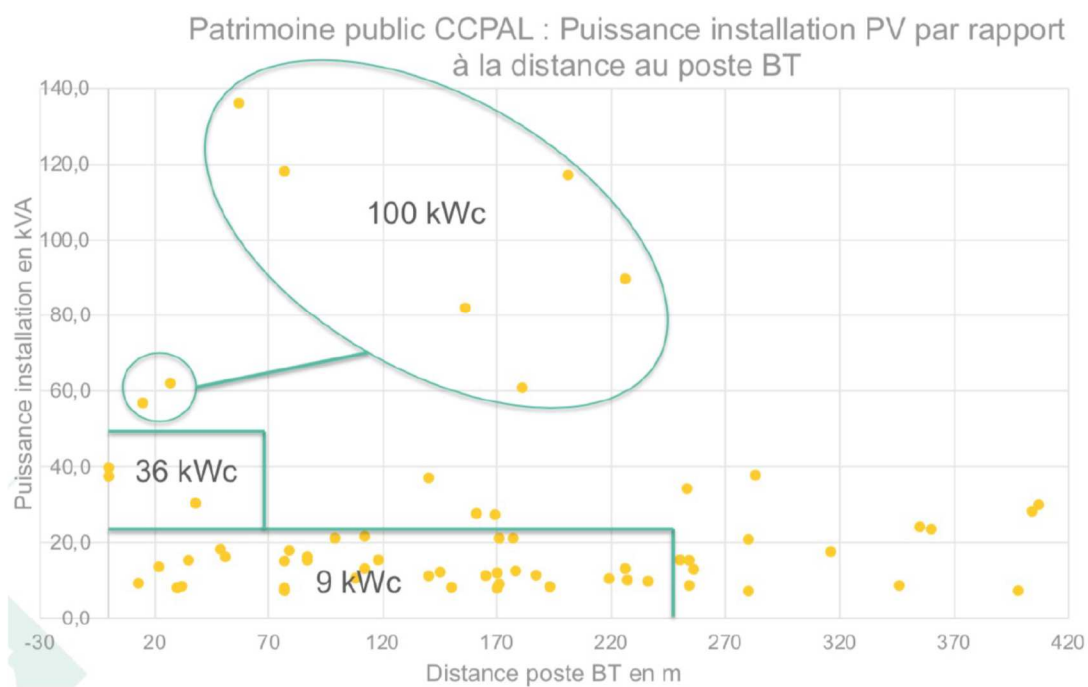
- L'estimation du potentiel PV est soumise à une forte incertitude du fait de l'utilisation de la seule BD TOPO en donnée d'entrée. Le potentiel réel du bâtiment pourra ainsi fortement différer de celui issu de notre outil.
- Le nombre d'entités bâtiments est bien supérieur à leur nombre réel. Par exemple, dans la BD TOPO, un école peut être identifiée par 5 bâtiments. Dans la phase de développement du projet PV, cette même école sera probablement considérée comme un unique projet.

Phase 2 : évaluation des contraintes sélection

1. Du fait des effets de seuils créés par le tarif d'achat, un projet estimé à 10 kWc dans notre outil correspondra probablement à un 9 kWc dans la réalité. Nous prenons en compte ce phénomène en écrêtant les puissances proches des catégories de tarif d'achat (9 – 36 et 100 kWc).
2. Les projets inférieurs à 18 kWc et distants de plus de 250 m du poste HTA/BT sont éliminés du fait des contraintes réseaux et du barème d'Enedis.
3. Les projets compris entre 18 et 36 kWc dont la distance au poste HTA/BT est supérieure à 100 m sont éliminés. Ce critère plus restrictif s'explique par le fait que les contraintes réseaux augmente également avec la puissance.
4. Pour les projets de 36 à 100 kWc, nous estimons que le financement d'un départ dédié au poste HTA/BT est possible du fait de la mutualisation des installations. Nous acceptons donc les bâtiments distants de plus de 100 m au poste HTA/BT.



Synthèse de l'évaluation des contraintes et du processus de sélection



Pour résumer, les contraintes réseaux ont été évaluées à partir des critères de distance au poste HTA-BT et de puissance de l'installation. Les parties encadrées ou entourées en vert correspondent aux projets dont le risque de coût de raccordement élevé a été estimé comme acceptable. Les projets hors de ces zones ont quant à eux été éliminés de notre liste.

N°3 : Liste des bâtiments potentiellement intéressants

Voir fichier Excel joint