

SYNTHÈSE

Conférence Autoconsommation collective et boucles énergétiques locales en Drôme

23 Juin 2022
INEED, Valence Rovaltain



9h30 - 9h45 : Introduction

- **Anne Perrin, Vice-Présidente Expérimentations, énergie et chaleur renouvelables, Territoire d'énergie Drôme**
- **Didier Chateau, Directeur, AURA-EE**

9h45 - 11h15 : L'autoconsommation collective sur le terrain

- **Principe, modèles contractuels, études de sites pilotes (Noémie POIZE, AURA-EE)**
 - Voir diapo joint
- **Témoignage de la Chapelle-en-Vercors (Jean-Michel TARIN, maire et Jean-Éric de Rango, Président VercorSoleil)**
 - La mairie de La Chapelle-en-Vercors a répondu à l'AMI d'ALPGRIDS en 2020 car elle était intéressée par un achat et une consommation locale d'énergie renouvelable. L'étude d'ALPGRIDS était l'occasion d'avoir une approche chiffrée et fiable sur un projet défini.
 - La Chapelle-en-Vercors compte 800 habitants, c'est une commune à 800m d'altitude, en zone rurale et de montagne. Les 11 bâtiments publics identifiés consomment de l'ordre de 130 MWh/an et la facture en 2022 est passée à 40 000€. Avec ALPGRIDS, les courbes de charge des bâtiments ont été acquises grâce aux compteurs Linky mais ça a été assez long et compliqué.
 - La SAS Centrales Villageoises VercorSoleil est une société à gouvernance citoyenne créée il y a quelques années, qui exploite 28 installations photovoltaïques en vente totale. Son capital est de 130 k€. La société souhaite pouvoir proposer une électricité locale à un prix qui soit décorrélé des variations du prix de l'énergie. Elle jouerait le rôle de la Personne Morale Organisatrice (PMO) dans le cadre de l'opération d'autoconsommation collective. Dans le cadre de l'étude ALPGRIDS ; 2 installations PV ont été identifiées pour une puissance totale de 30 kWc avec un taux d'autoproduction de 25% environ et un taux d'autoconsommation de 85%. Le tarif proposé par VercorSoleil serait légèrement supérieur au tarif réglementé de l'électricité (TRV) auquel la commune a l'intention de revenir car elle respecte les seuils qui lui permettent de le faire. Ce serait dans tous les cas un tarif bien moins élevé que celui en cours (proche de 30 c€/kWh) et son indexation annuelle serait encadrée.
 - Accessoirement l'étude ALPGRIDS a permis de détecter quelques anomalies telle que la consommation excessive de l'église.
 - A termes, l'idée serait de convaincre d'autres consommateurs privés (commerçants, habitants...) de rejoindre cette boucle locale.

- **L'innovation dans le Val de Quint, résultats de simulations (Guillaume BONTRON, CNR)**
 - Voir diapo joint

- **Témoignage ACOPREV (Alain Vincent et Hubert Remillieux)**
 - Voir diapo joint

 - Alain Vincent, vice-président d'Acoprev et ancien maire de Saint-Julien-en-Quint rappelle l'historique de la démarche avec notamment la première étude du projet d'autoconsommation collective portée par le projet Pegasus en 2017. La SAS ACOPREV Centrales Villageoises du Val de Quint a été créée en 2018 et exploite aujourd'hui plusieurs installations PV dont une en autoconsommation collective, mise en service fin 2020, qui alimente 38 clients.

 - Hubert Remillieux a accompagné le projet depuis son origine. L'opération d'autoconsommation collective, initialement réduite au poste HTA/BT du village, a été étendue progressivement. Avec l'obtention de la dérogation à un rayon de 10km, les 5 autres mairies de la vallée ont rejoint le projet (prise de capital au sein de la SAS). Parmi les consommateurs de la boucle locale on compte des particuliers mais aussi un restaurant, des agriculteurs, etc. Sur la première année le taux d'autoconsommation est de 98,7% et le taux d'autoproduction est de 17,5%. La facturation est semestrielle et propose un tarif inférieur ou égal au TRVE (rendu possible grâce aux aides perçues) qui est pour l'instant fixe depuis le début. Les factures sont aujourd'hui distribuées de porte à porte mais ce sera amené à évoluer avec l'augmentation des consommateurs. Ces derniers témoignent visiblement de l'adaptation de leur comportement (consommations décalées en milieu de journée). La SAS travaille sur de nouveaux projets : 60 à 100 kWc photovoltaïques pour alimenter 50 à 80 autoconsommateurs à court terme.

 - Hubert Remillieux a pu accompagner aussi, à travers le projet ALPGRIDS, le collectif voisin des Centrales Villageoises de Gervanne Raye qui s'apprête à mettre en service une opération ACC en 2023.

- **Jean-Christophe Niemiec, Territoire d'énergie Drôme : L'expérimentation d'un stockage sur le réseau**
 - Voir diapo joint

 - Dans le cadre du programme Innovation Plan de relance CAS- FACE, TE26 souhaite expérimenter un stockage en bout de réseau avec plusieurs fonctionnalités :
 - sur la sécurité d'approvisionnement : la batterie intervient en secours avec le PV et prend le relais du réseau sur le segment îloté
 - lissage des courbes de charges et passage de la pointe
 - maximisation de l'autoconsommation pour gérer l'excédent PV
 - tampon des pics de production solaire

 - Le dimensionnement serait de 200kWh de stockage pour le périmètre actuel de Saint-Julien-en-Quint.

Séquence Questions / Réponses sur la première partie

- **Q1/ Quel est le type de contrat entre VercorSoleil et La Chapelle-en-Vercors ?**
 - Le contrat n'a pas encore été signé : il y aura le choix entre une concession de travaux (emportant l'occupation du toit public pour la nouvelle installation PV et l'achat d'énergie) ou une Convention d'Occupation Temporaire (pour l'occupation du toit) et un Marché Public de Fourniture (pour l'achat d'énergie) avec la difficulté que ce marché public doit en général être renouvelé tous les 4 ans.
- **Q2/ A-t-on intérêt à faire de l'ACC plutôt que de la vente totale ? Le prix de l'énergie est haut mais ne va pas nécessairement le rester...**
 - L'intérêt économique de l'ACC est en effet relatif et dépend étroitement de l'évolution du prix de l'électricité. Dans les sites pilotes étudiés, les rentabilités étaient faibles avec les tarifs de 2021 et sont devenues importantes avec la hausse de 2022. Par ailleurs, pour les installations PV de moins de 500 kWc, l'arrêté tarifaire d'octobre 2021 permet de vendre le surplus à un tarif d'achat, ce qui réduit le risque de l'opération. Lorsque l'électricité est vendue en totalité aux consommateurs (sans autoconsommation individuelle intermédiaire), ce tarif du surplus est celui de la vente totale.
- **Q3/ Comment va évoluer le périmètre de l'autoconsommation collective ? Quid du TURPE spécifique ?**
 - Il a déjà beaucoup évolué en passant de la maille du poste HTA / BT à la maille du réseau de distribution avec une distance max de 2km pouvant être étendue à 20 km.
 - Il existe en effet un TURPE spécifique qui propose une composante de soutirage minorée pendant les heures pleine été et majorée pendant les heures pleines hiver. L'intérêt d'y recourir dépend beaucoup de la configuration étudiée (taux d'autoconsommation, chauffage électrique, etc.).
- **Q4/ : Sur le site d'ACOPREV, la flexibilité avec la climatisation a-t-elle été étudiée ?**
 - Non l'étude a essentiellement porté sur les chauffe-eaux (pas d'effet rebond, ça reste à compléter).
- **Q5/ : Avez-vous pu mesurer l'impact de l'ACC sur les profils de consommation ?**
 - Non il n'y a pas de mesures mais plutôt des témoignages sur le fait que les autoconsommateurs modifient leur comportement pour profiter au mieux des périodes de production solaire.
- **Q6/ : Une flexibilité est-elle envisageable avec les véhicules électriques qui pourraient soutirer mais aussi restituer leur charge sur le réseau ?**
 - Pour l'instant les véhicules utilisés sur le territoire n'ont pas cette option mais pourquoi pas à terme.

- **Q7/ : Quels critères permettent d'obtenir la dérogation à 20 km pour l'autoconsommation collective ?**
 - Il faut justifier du caractère peu dense de la population, et envoyer un courrier à la DGEC (Direction Générale Energie Climat).
- **Q8/ Du stockage par volant d'inertie ou station de pompage (STEP) a-t-il été envisagé ?**
 - Le stockage par volant d'inertie fait partie des solutions du marché mais est peu répandu en France. Sur le Val de Quint, un projet de STEP couplé à la production solaire est aussi à l'étude.



11h15 – 12h30 : Les autres modèles de boucle locale (table ronde)

- **Nicolas Postic, Enercoop : Retour d'expérience sur un Power Purchase Agreement**
 - Les Power Purchase Agreements permettent à un producteur de contractualiser directement avec un consommateur final ou avec un fournisseur, pour un prix de vente de l'électricité convenu de gré à gré. Il s'agit d'un montage contractuel, les consommateurs et producteurs concernés pouvant être très éloignés les uns des autres... Les PPA directs qui existent aujourd'hui concernent de gros consommateurs tels que les aéroports, la SNCF, etc. Il n'y a pas de TURPE spécifique dans le cas des PPA, contrairement à l'ACC.
 - ENERCOOP a signé un contrat de PPA de 30 ans avec une société de projet incluant Valorem et la SEM locale, en lien avec un projet PV de 5 MW (la tour blanche en Dordogne). Il n'a pas été simple de trouver un financement bancaire pour ce montage, la présence d'acteurs publics dans le montage a été un vrai atout.

- L'idée est de proposer un prix spécifique aux consommateurs locaux, qui se rapproche le plus possible de l'équilibre économique du projet ENR fléché, avec une stabilité proposée sur 30 ans
- **Antony Parsons, My Energy Manager : La boucle locale de Faverges – Seythenex**
 - MyEnergyManager est une société lyonnaise qui se place comme tiers de confiance entre producteurs et consommateurs, en lien avec les collectivités locales. Ainsi, à partir d'un projet de production locale, un contrat de fourniture est proposé (comme à Faverges – Seythenex) par un fournisseur qui peut être remis en concurrence tous les 2 ans. MyEM, par l'intermédiaire de boîtiers greffés aux compteurs Linky, offre à chaque consommateur un affichage déporté qui lui permet de visualiser la part de sa consommation qui est synchrone avec la production locale. Un partenariat de 6 ans est signé avec la collectivité locale pour encadrer le fonctionnement et promouvoir le dispositif. Le fait que la collectivité et MyEm amènent un grand nombre de clients au fournisseur permet à ce dernier de proposer des prix compétitifs.
 - A Faverges la boucle VoltFase est proposée (librement) aux habitants, à partir d'une partie de la production d'un parc au sol de 2,5 MWc. La plateforme informatique permet d'envoyer aux consommateurs des conseils sur des éco-gestes. Un projet similaire est en discussion avec la CC Saône Beaujolais en lien avec une production solaire locale d'envergure (50 MW) qui va être déployée progressivement.
- **Cécile Fontaine, FNCCR : L'accès des collectivités aux nouvelles formes de commercialisation d'énergie**
 - La FNCCR représente les AODE qui organisent souvent des achats groupés d'énergie pour le compte de leurs communes membres. Il y a un enjeu fort à maîtriser ces prix, qui font l'objet de marchés de fourniture renouvelés tous les 4 ans environ.
 - Dès lors qu'on envisage un PPA ou un projet d'ACC avec un acheteur public, les règles de la commande publique se posent. Le producteur a besoin d'une durée longue pour amortir son investissement (plutôt 15 à 20 ans) et peut donc difficilement proposer des contrats de vente d'énergie de moins de 4 ans.
 - La FNCCR discute avec Bercy sur l'adaptation des marchés publics à ces cas de figure, l'idée étant de défendre un régime d'exception au titre des avantages complémentaires apportés (achat local, vert...).
 - Concernant les PPA en particulier, ils sont actuellement très peu encadrés. Le Code de l'énergie devrait intégrer la notion de « contrats directs » en transposition d'une directive européenne. Les PPA semblent offrir plus de liberté (pas de périmètre géographique...) mais le fait qu'ils soient peu encadrés ne facilite cependant pas leur développement, ça apporte de l'instabilité, contrairement à l'ACC qui dispose maintenant d'un cadre bien établi.

- Un décret sur les communautés d'énergie est également attendu. A ce stade (tant que les contrats directs ne sont pas en place) elles ne devraient avoir accès qu'à l'ACC puisqu'aucun autre dispositif d'échange d'énergie n'est encadré.
- Pour en savoir plus : <https://www.fnccr.asso.fr/article/les-contrats-dachat-deelectricite-renouvelable>

Séquence Questions / Réponses sur la seconde partie

- **Q1/ Est-ce qu'il faut comprendre qu'il y a bien 2 réglementations parallèles sur les PPA d'une part et l'autoconsommation collective d'autre part ?**
 - Oui, même si en l'état les PPA ne font pas vraiment l'objet d'une réglementation propre. Dans tous les cas il est difficile pour les collectivités d'accéder à l'un ou l'autre de ces 2 schémas en tant qu'acheteur d'énergie.
- **Q2/ : Dans le cas des PPA, quelle adéquation y a-t-il entre production et consommation ? Faut-il aussi prendre en compte les courbes de charge ?**
 - Pour Enercoop, tout est actuellement mutualisé dans l'ensemble des flux gérés par Enercoop. Mais sinon il faut en effet analyser les courbes de charge et contractualiser en conséquence pour assurer l'équilibrage global, le fournisseur devant acheter le complément sur le marché.
 - Pour MyEM, la plateforme de visualisation permet de suivre les changements de comportements et d'aller à terme vers un pilotage de la demande.
- **Q3/ : Est-ce que le TURPE ne devrait pas être diminué pour ces modèles de boucle locale ? Pourquoi payer aussi cher le réseau quand on l'utilise moins ?**
 - Il existe un TURPE spécifique à l'autoconsommation collective qui minore déjà une partie des composantes. Mais attention à ne pas mettre en péril le modèle de péréquation français. Le TURPE dérogatoire doit correspondre à un vrai service rendu au réseau.
 - Pour rappel il n'y a qu'une centaine d'opérations ACC en France, l'impact sur le réseau n'est pour l'heure pas significatif.

Conclusion : Nathalie Niesson, présidente de TE 26.