

# FOIRE AUX QUESTIONS

**Centrales PV+stockage avec  
prévision : solutions vectrices  
de transition énergétique dans  
les Zones Non Interconnectées**



## LES AO CRE ZNI<sup>1</sup>

**Q. Les prévisions et systèmes de pilotage sont-ils applicables pour toutes les familles des appels d'offres de la Commission de Régulation de l'Énergie dans les Zones Non Interconnectées (AO CRE ZNI) ?**

**R. Naldeo Technologies & Industries (NTI) :** Pour toutes les familles de CRE ZNI avec stockage, oui. Un certain nombre de familles sont classées par leur implantation : au sol ou sur le bâti, mais également en fonction de la taille de la centrale. Pourtant, la gestion de l'énergie fonctionne de la même manière pour ces différents systèmes : les contraintes et les flexibilités sont modélisées à l'identique. En dehors de l'appel d'offres, la gestion de l'énergie va s'appliquer dans des cas où nous trouvons également des leviers de flexibilité, des contraintes qui s'appliquent et donc des arbitrages à faire pour décider parmi plusieurs possibilités pour piloter la centrale.

---

**Q. Pour combien de centrales fournissez-vous vos solutions dans les ZNI ?**

**R. Reuniwatt :** Pour ce qui est des ZNI, nous fournissons nos solutions de prévision à une vingtaine de centrales en opération, avec une couverture géographique sur tous les territoires.

---

**Q. [Par rapport à la diapositive 16 de NTI] Nous voyons en début et en fin de journée un soutirage au niveau du réseau : pourquoi ce choix qui va à l'encontre d'aider le réseau ?**

**R. NTI :** Ce soutirage est permis et même prévu au niveau du cahier des charges de l'appel d'offres. En effet, toute centrale qui assure la fourniture à la pointe a également la possibilité d'annoncer du soutirage sur le réseau, jusqu'à 5% de la puissance crête en soutirage. Avec le bandeau de tolérance autour de l'annonce, cela peut permettre de soutirer éventuellement un peu plus. Ce fonctionnement est là pour pallier aux journées où l'ensoleillement est très faible. Afin de remplir complètement sa batterie pour la décharger pendant deux heures, il va falloir la charger au cours de la journée. Si le soleil n'est pas au rendez-vous, il faut dans ce cas se rabattre sur du soutirage auprès du réseau. Si le réseau compte de nombreuses centrales PV, ce soutirage peut correspondre à une production faite dans une autre partie du territoire où les installations ne sont pas assombries par des nuages. Dans d'autres cas, utiliser le soutirage permis par le gestionnaire de réseau est la seule option disponible pour s'assurer que la pointe du soir, qui est éligible à une prime sur l'énergie injectée, va être bien réussie. Par exemple, il peut arriver qu'en cours de journée nous n'ayons pas assez d'ensoleillement pour tenir

---

<sup>1</sup> Appels d'Offres de la Commission de Régulation de l'Énergie dans les Zones Non-Interconnectées

l'annonce faite dans son ensemble. Dans ces cas-là, il faut mettre en place un fonctionnement qui est économiquement préférable et s'écarter en journée où le tarif est « de base » et donc moins intéressant que celui de la pointe du soir.

## ENJEUX DE L'EMS

**Q. Vos solutions permettent-elles une communication en temps réel ? Quel est le protocole utilisé ? Permet-il d'être aussi réactif que les changements d'injection PV ?**

**R. NTI :** Le protocole que nous utilisons est robuste, standardisé et unique pour de multiples raisons. Il s'agit d'une communication en MODBUS TCP, c'est-à-dire un protocole qui va passer par un réseau Ethernet pour communiquer entre tous les équipements qui sont présents sur site. Les informations sont ainsi échangées de manière digitale avec des tables d'échange très structurées qui permettent une communication facilitée entre équipements. L'avantage de ce protocole est que la plupart des équipements du type onduleurs le proposent également, tout comme de nombreux automates. En termes de réactivité, les temps de boucle sont de l'ordre de 200 à 300 millisecondes, soit le même type de dynamique que l'on peut observer au niveau d'un champ PV. Il est admis qu'une centrale solaire peut perdre une majeure partie de sa production en 1 seconde à peu près. Nous mettons en place un système de contrôle-commande temps réel capable d'aller donner plusieurs consignes par seconde, donc qui réussit à s'adapter assez vite à un passage nuageux subit.

**Q. Concernant les onduleurs PV et onduleurs batteries, quelles caractéristiques précises de communication doivent-ils avoir pour s'assurer que la com sera suffisamment rapide ?**

**R. NTI :** Ce qui importe pour l'onduleur est de savoir à quelle fréquence il va venir lire de nouvelles consignes qu'Enerbird a pu lui émettre. Idéalement, il faut qu'il aille aussi vite que l'organe de pilotage en face qui émet des consignes. Les caractéristiques de communication n'ont pas tellement d'impact contrairement aux caractéristiques de régulation : un équipement est-il capable de rejoindre rapidement la consigne qu'on lui a donnée ? Le temps de réponse des convertisseurs des batteries peut être très rapide (100 millisecondes voire moins pour passer de pleine charge à pleine décharge) dès que l'ordre est reçu. Par contre, celui des onduleurs PV pour effectuer de l'écêtage (brider volontairement la production) est un petit peu lent (1 à 2 secondes) car plusieurs couches sont impliquées. Dans ces cas-là, plus l'onduleur est capable de répondre rapidement, plus on a de précision puisque les consignes émises sont respectées. Au contraire, plus l'équipement met du temps à répondre, plus il est délicat de régler l'architecture de contrôle-commande et les boucles de régulation en amont (bien que ce soit

fait dans tous les cas), et plus il y a de chances que ce retard génère des pénalités en faisant sortir du bandeau de tolérance par exemple.

---

### **Q. Sur quels modèles se base la prédiction de production du générateur solaire ?**

**R. NTI :** Il s'agit de modèles éprouvés, issus de travaux de recherche de laboratoires (notamment américains) qui sont mis à disposition via des publications scientifiques ou à travers des librairies informatiques qui proposent des types de modélisation que l'on retrouve dans des grands logiciels d'estimation de potentiel (PVSYST, HOMER, SAM). Chez Naldeo Technologies et Industries nous avons nos propres modèles qui s'appuient sur ces ressources existantes et éprouvées et que nous calibrons pour retrouver les performances que l'on obtient avec PVSYST, le logiciel de référence dans le domaine du solaire.

---

### **Q. Qui sont les clients et les concurrents d'ENERBIRD ?**

**R. NTI :** Nos clients sont principalement des développeurs de projets PV avec ou sans stockage, de projets éoliens et, de façon plus large, de projets qui font intervenir des énergies renouvelables (combustion de chaudières biomasse par exemple). Ces-derniers nous sollicitent à deux titres : d'une part, pour des prestations d'études afin de les aider à estimer les performances pour valider la faisabilité d'un projet plutôt innovant en termes d'énergies renouvelables ; d'autre part, lorsqu'il s'agit d'équiper leurs centrales de logiciels de gestion de l'énergie (AO CRE ZNI ou similaires) ou pour effectuer uniquement le contrôle temps réel quand la partie gestion de l'énergie ne s'applique pas (pilotage de micro-réseaux par exemple).

Nos concurrents peuvent être classés en trois catégories : les fournisseurs d'équipements (onduleurs ou batteries avec solution de pilotage à l'échelle de la centrale mais qui n'offrent pas forcément de solutions adaptées car le pilotage est très spécifique au projet alors que leurs équipements sont produits en série), les « *EMS pure players* » comme nous (qui se focalisent vraiment sur la partie gestion de l'énergie pour plusieurs types d'application comme les ZNI ou les micro-réseaux) et enfin les développeurs de projets eux-mêmes (qui souhaitent conserver en interne la partie EMS puisqu'elle permet de piloter les revenus dégagés et la rentabilité de la centrale – même si ce choix ne permet pas de bénéficier de retours d'expérience d'experts tels que NTI).

---

### **Q. Concernant la régulation en P et Q, quel est le pas de temps optimal de mesure du module d'acquisition de données au PDL pour que la prise en compte des consignes soit réalisée au bon moment ?**

**R. NTI :** Nous recommandons un pas de temps seconde ou inférieur. Cet ordre de grandeur doit être qualifié par rapport aux attentes contractuelles : la mesure de puissance active des centrales AO CRE ZNI est effectuée à la minute, le pas seconde est donc amplement suffisant. Mais les exigences de régulation de tension via la puissance réactive imposent des temps de réponse de quelques secondes ; il faut dans un tel cas pouvoir boucler 2 voire 3 fois par seconde. Il faut également s'assurer que la couche de contrôle présente un temps de cycle équivalent.

## ENJEUX DES PREVISIONS

### Q. De quelles données de la centrale avez-vous besoin pour fournir des prévisions ?

**R. Reuniwatt :** Il est très important de comprendre en amont quelles variables météorologiques sont demandées en discutant avec l'exploitant de la centrale et l'opérateur d'EMS. La variable météorologique la plus couramment demandée est l'irradiance globale horizontale (GHI – « *Global Horizontal Irradiance* ») : il est primordial pour nous d'avoir *a minima* accès aux données issu du capteur de GHI. S'il nous est également demandé de fournir des prévisions du rayonnement solaire dans le plan des panneaux, à savoir le GTI (« *Global Tilted Irradiance* »), nous demandons dans ce cas de récolter aussi les données des pyranomètres dans le plan des panneaux afin de recalibrer chaque variable météorologique sur la sonde de mesure de référence.

---

### Q. Quelles sont les performances de votre système de prévision ?

**R. Reuniwatt :** Il s'agit d'une véritable question scientifique, encore beaucoup débattue dans les communautés. Ce qu'il faut retenir, c'est que la performance se décrit selon trois axes :

- la **météo-sensibilité** du site : pour les AO CRE ZNI, il s'agit principalement du climat tropical, auquel il faut ajouter la notion extrêmement importante de microclimat. A titre d'exemple, sur les 2500 km<sup>2</sup> que compte La Réunion, on recense pas moins de 200 microclimats ! A cela, il faut également ajouter la notion de saisonnalité. Sur les climats tropicaux, on relève généralement un été très chaud. Avec la mer à proximité, cela va créer un terrain favorable à l'évaporation et donc à la formation de nuages. En hiver, l'évaporation étant plus faible, nous allons surtout assister à des phénomènes de déplacements de nuages. Ainsi, les phénomènes météorologiques à prendre en compte varient et influent directement sur la performance.

- la **qualité des données d'entrée** : Reuniwatt agrège beaucoup de données issues de sources différentes, ainsi que des données qui proviennent de la centrale (notamment les mesures issues de pyranomètres qui sont récupérées en temps réel et auxquelles Reuniwatt applique un

« *quality check* »). Ces données d'entrée servent à calibrer nos prévisions, ce qui signifie qu'il y a un véritable enjeu d'O&M (« *Operations & Maintenance* ») à travailler sur la durée afin que le système de monitoring reste performant sur toute la durée de vie de la centrale.

- la **métrique** : comment évalue-t-on une prévision ? La métrique scientifique la plus couramment exploitée est la nMAE (« *normalized Mean Absolute Error* »). Elle est intéressante et importante mais savoir si gagner 1 point de nMAE se traduit par une amélioration de la rentabilité de la centrale est un sujet encore en étude actuellement. En effet, la rentabilité s'exprime à plusieurs niveaux : via l'EMS et le système de prévisions mais aussi en fonction de l'O&M de la centrale.

Certaines opportunités permettent de mieux qualifier la performance avant même de lancer la phase d'exploitation de la centrale : des analyses climatologiques pour identifier les phénomènes météorologiques auxquels sera soumise la centrale ou encore des « *backtests* » (prévisions réalisées dans des conditions réelles mais sur des jeux de données passés) qui peuvent être transmis au fournisseur d'EMS – NTI par exemple – afin d'anticiper le pilotage et l'exploitation de la centrale avec des résultats proches de la réalité.

Il faut aussi noter que la performance va évoluer au cours de la vie de la centrale.

---

### Q. Quel est le niveau d'incertitude acceptable de la prévision ?

**R. Reuniwatt** : Cela dépend du type d'application. Si l'on parle de la prévision pour tout un territoire, il y a une compensation statistique des erreurs qui sont faites sur une ou deux centrales, ce qui fait que l'on peut atteindre un niveau de performance de l'ordre de 2 à 4% de nMAE. Lorsque l'on s'intéresse aux climats tropicaux insulaires pour une application de type AO CRE ZNI, la performance peut varier de 4% de nMAE en hiver sur les premiers pas de temps (15 à 30 minutes à l'avance) à 6,5% de nMAE en été. Les valeurs d'erreur évoquées ne prennent en compte que les données de jour. Prendre en compte les données de nuit permet de diviser par deux les erreurs.

## ENJEUX FINANCIERS

### Q. Quel est le coût moyen de vos solutions ? Quelle est la durée moyenne du retour sur investissement ?

**R. NTI** : Pour la partie gestion de l'énergie, cela va tout d'abord dépendre de la puissance crête de la centrale car le gain de revenus apporté par la solution dépend de la quantité d'énergie qui sera produite. En ordre de grandeur, une solution EMS se situe à quelques dizaines de



milliers d'euros. La durée du retour sur investissement est difficile à quantifier à plusieurs titres car elle n'est pas uniquement proportionnelle à la taille de la centrale. Elle dépend d'une part de la taille des batteries puisqu'elles permettent de valoriser de plusieurs manières la pointe du soir mais aussi éviter des pénalités ou encore de l'écrêtage. Elle dépend aussi du prix de vente annoncé par le développeur de projets lui-même et sur lequel nous n'avons pas d'impact. De plus, NTI a développé de nouvelles fonctionnalités depuis la mise en service d'Enerbird sur les premières centrales accompagnées : il est donc très difficile de chiffrer aujourd'hui le gain réalisé. Pour chaque centrale, la réponse est unique et plus la centrale est grosse, plus le retour sur investissement est important et rapide. Sachez que nous travaillons en interne et avec Reuniwatt pour mieux chiffrer cela.

**R. Reuniwatt :** Côté Reuniwatt, nous fonctionnons avec des Frais d'Accès au Service, facturés à la mise en service de la centrale, puis avec un système d'abonnement au service de prévision. Nous sommes actuellement en train de restructurer nos offres commerciales pour bien comprendre comment ils se décomposent. Il y a tout d'abord le cœur du système de prévision dans lequel nous devons sécuriser nos abonnements aux sources de données météorologiques (par exemple : les abonnements aux flux satellites pour récupérer les données en temps réel) mais aussi payer les serveurs qui assurent les calculs. D'autres coûts dépendent du temps de travail de l'établissement de l'ICD (« *Interface Control Document* »), de la compréhension des variables météorologiques à manipuler (plus il y a de données, plus il y a d'algorithmes à exécuter et plus il y a de coûts côté Reuniwatt), de l'interfaçage en fonction du protocole utilisé (standard ou à façon), des enjeux de rentabilité du côté de l'exploitant (plus forte mobilisation au niveau du suivi des performances et de la réactivité en cas de problème par exemple). Sur les premières installations accompagnées, nous avons pu tester quelques modèles qui montraient que notre système de prévision faisait gagner entre 8 et 10% de performance par rapport à une prévision peu intelligente (de type persistance). Comme précisé par NTI, il s'agit ici de nos premiers modèles de prévision que nous avons faits évoluer depuis.

---

## Q. Y a-t-il des garanties financières pour la performance des prévisions ?

**R. Reuniwatt :** Comme expliqué, il y a un enjeu partenarial sur l'évaluation des performances puisqu'il faut que les données d'entrée soient de qualité pour garantir en retour la qualité des prévisions. Il y a un travail assez complexe à mettre en œuvre pour pouvoir prendre un engagement puisqu'il faut tout d'abord constater un premier niveau de performance. C'est quelque chose que nous faisons déjà sur certaines centrales pour lesquelles nous avons pris des engagements de performance – que nous avons systématiquement tenus. De plus, nous améliorons notre système de prévision très régulièrement. Le premier critère de non-performance tiendrait plutôt au fait que la prévision n'ait pas pu être transmise à temps ou alors que nous avons eu une indisponibilité d'une donnée source (par exemple un satellite qui est en maintenance pendant quelques heures).

---

**Q. Quelle est la répartition de responsabilité lors de l'application de pénalités, entre NTI et la MOA ?**

**R. NTI :** La MOA est chargée de s'assurer que le logiciel Enerbird mis en service remplit les fonctionnalités attendues. Une fois la recette définitive prononcée (qui peut inclure une période de marche probatoire), les pénalités sont à la charge de la MOA. Nous assurons un suivi d'exploitation pour éliminer les pénalités anormales. Nous proposons aussi en option et au cas par cas une garantie de performance, où nous nous engageons sur les performances économiques de la centrale et versons une pénalité en cas de sous-performance – à hauteur du prix de vente de l'EMS.

---

**Q. Quel est le gain en performance de vos algorithmes, sur la revente ? Y a-t-il un véritable intérêt à investir dans des algorithmes et équipements associés pour la production à l'échelle d'une île ?**

**R. NTI :** Les prix de vente typiques des AO CRE ZNI vont de 50 à 150 €/MWh, alors que la prime appliquée lors de la pointe du soir est fixée à 200 €/MWh. Selon la taille de la batterie, 15 à 30 % de l'énergie injectée peut être déplacée vers la pointe du soir. C'est donc entre 20 et 100 % de revenus supplémentaires par rapport à une centrale PV au fil du soleil. Ce gain justifie la mise en place d'un système stockage + prévisions + EMS prédictif. De plus, ces systèmes limitent l'intermittence de la production et permettent d'intégrer davantage de capacité renouvelable à l'échelle de toute une île. Les gains liés à la partie EMS + prévisions sont difficiles à isoler, mais l'adoption de ces systèmes à grande échelle par les développeurs de projet confirme que le retour sur investissement est au rendez-vous.

---

**ATTEINDRE LES 100% d'ENR dans les ZNI****Q. Quelles sont les innovations à venir dans vos métiers pour aider les ZNI à atteindre l'objectif des 100% d'énergies renouvelables ?**

**R. Reuniwatt :** Notre expérience des AO CRE ZNI nous a permis de nous rendre compte qu'il s'agissait d'un système qui fonctionne bien, avec des retours intéressants pour le gestionnaire du réseau et pour l'exploitant. Nous offrons également d'autres types de services qui s'adressent davantage à certains acteurs. Pour donner deux exemples concrets destinés aux gestionnaires de réseaux, nous utilisons notre expertise satellite pour reconstruire la production en temps réel sur tout le parc photovoltaïque d'un territoire ou fournir des prévisions agrégées sur l'ensemble d'un territoire donné. Ce qui est certain, c'est que nous mettons tout en œuvre pour



accompagner nos clients et nos partenaires dans ce que nous savons faire en mettant les technologies de l'information au service de l'énergie.

**NTI :** Nous avons démontré que sur une centrale (toutes capacités confondues) il est possible de combiner une prévision de ce qui va réellement se produire et un arbitrage entre plusieurs leviers de flexibilités pour atteindre un pilotage qui fait sens et qui dégage de bonnes performances économiques. Ainsi, la prochaine étape qui peut passer par nous, par les développeurs et par les gestionnaires de réseaux, c'est essayer d'augmenter l'échelle. L'idée serait de réussir à coordonner plusieurs centrales PV chacune équipées d'un système de prévision de leur production afin de prendre les engagements adéquats et de piloter des organes de stockage centraux ou disséminés pour se diriger vers du « *Smart Grid* », où il y a de la communication à un maximum de niveaux possibles avec un flux de données qui améliore le fonctionnement sur l'ensemble du réseau. La variabilité des énergies renouvelables ne nous ennuie que parce qu'elle n'est pas sous contrôle, ce qui nous force à compenser par des moyens pilotables. Avec suffisamment d'informations, cette variabilité cesse d'être un handicap puisqu'elle a été anticipée.

---

**Q. Quelles sont les perspectives CT (2025) procurées par ces développements (prévisions et pilotage) pour que le gestionnaire de réseau et la CRE réhaussent le seuil de déconnexion de 30-35 % des EnR variables dans les ZNI ?**

**R. NTI :** Nous espérons que les retours d'expérience des AO CRE ZNI pourront suffire, ou en tout cas amorcer cette remontée du seuil. Toute autre initiative qui combine production intermittente, production pilotable, stockage et/ou maîtrise de la demande nous paraît également porteuse, sous forme de centrale productrice d'électricité ou de micro-réseau autonome.

---

**Q. Ces développements exposés (EMS solaire + stockage + prévisions de productibles) sont de nature à augmenter la part de 30 % des EnR variables sur les réseaux des ZNI. Au-delà des grosses installations équipées (soumises aux AO CRE), ces technologies peuvent donc être profitables indirectement à toute la filière solaire PV, notamment en Guadeloupe et à La Réunion où les seuils des 30 % sont d'ores et déjà dépassés. Pour le segment des installations en injection réseau (3 à 100 kWc), régi par l'arrêté de mai 2017, la déconnexion est en partie compensée. Qu'en est-il pour le segment de 100 - 250 kWc qui représente un potentiel important en toiture, avec l'hypothèse d'un tarif d'injection à venir sur cette gamme de puissance ? Quelles sont les tendances observées auprès des pouvoirs publics (CRE, Ministères) sur ce sujet ?**

**R. :** Les installations à partir de 100 kWc sont éligibles à l'appel d'offres CRE ZNI lancé en 2019, avec des conditions semblables à celles décrites dans le webinaire.

De plus, d'autres appels d'offres de la CRE existent pour des centrales photovoltaïques entre 100 kWc et 1 MWc, sans stockage, qui fonctionnent en autoconsommation à 50 % ou plus. L'autoconsommation directe de la puissance produite permet de réduire l'impact global sur la stabilité du réseau : l'équilibre offre-demande est en partie à la charge de l'exploitant. En termes de pilotage, ces centrales présentent peu de flexibilité : pas d'annonce, pas de décalage de charge, peu de raison d'écrêter la production. Toutefois, pour des installations avec de multiples flexibilités côté consommation, un pilotage prédictif peut se révéler intéressant.

## AU-DELA DES ZNI

### **Q. Allez-vous développer des solutions sur d'autres sources d'énergie comme l'éolien ?**

**R. Reuniwatt :** Oui. Historiquement, nous avons plus d'intérêt à nous positionner sur le PV puisque c'était un marché avec très peu de solutions existantes. Après beaucoup d'investissements, nous sommes aujourd'hui leader dans l'innovation dans ce domaine-là. Nous avons fait plusieurs tests pour voir dans quelle mesure certains de nos algorithmes peuvent se traduire sur les centrales éoliennes. Pour l'instant nous fournissons quelques services de prévisions éoliennes en partenariat. Nous avons également plusieurs travaux de R&D qui visent à comprendre les spécificités de ce domaine-là. Au cas par cas, nous pouvons donc déjà répondre à des demandes entrantes pour des prévisions éoliennes.

---

### **Q. L'EMS Enerbird est-il capable de gérer des systèmes en off-grid ?**

**R. NTI :** Oui. Le pilotage d'un micro-réseau isolé, qui doit s'assurer à tout moment que les caractéristiques de tension et fréquence du réseau sont correctes, passe principalement par les équipements que l'on installe. Aujourd'hui, les onduleurs batteries, les onduleurs PV, les groupes électrogènes avec des petits contrôleurs électroniques ont presque la capacité de maintenir à flot, en autonomie, un réseau électrique isolé (de taille proportionnée aux dimensions de l'équipement bien entendu). Pourtant, si une batterie est laissée seule pour alimenter un micro-réseau isolé, fatalement, elle finira déchargée. En la couplant avec des solutions de production renouvelable, il y aura probablement plus de production que de consommation, donc des opportunités de recharger la batterie. Mais sans couche de pilotage, nous n'avons aucun moyen de savoir quand la batterie est complètement chargée ou déchargée et si elle doit passer la main. Encore une fois, l'EMS est une sorte de chef d'orchestre qui vient

piloter les différents éléments de la centrale pour bien gérer le pilotage des batteries. Lorsqu'elles sont presque chargées il faut délester les énergies renouvelables, et lorsqu'elles sont presque complètement déchargées, il faut démarrer des groupes pilotables ou réduire la consommation de manière à les préserver. Plus généralement, Enerbird fait sens dès qu'il est possible d'appliquer une certaine logique et un certain arbitrage entre plusieurs équipements ou flexibilités qui existent dans le système : plus il y a de flexibilités et plus il a d'intérêt à disposer d'un « cerveau » qui réalise ces arbitrages dans la centrale.

---

**Q. Travaillez-vous sur des systèmes incluant un stockage autre que des batteries ? Votre outil peut-il répondre à un système PV couplé avec un électrolyseur pour une production d'hydrogène ?**

**R. NTI :** Oui. Nous avons déjà travaillé sur du stockage thermique, du stockage hydrogène et différents types de batteries. Une étude poussée pour un projet PV + électrolyseur est en cours.

## RELATIONS INTER-ENTREPRISES

**Q. Vous avez évoqué Bertin Technologies en début de présentation, pouvez-vous rappeler les liens entre NTI et Bertin ?**

**R. NTI :** Naldeo est un groupe français basé à Lyon. Naldeo Technologies et Industries (NTI) est le petit nouveau dans ce groupe industriel. Nous étions auparavant du département Bertin Energie et Environnement de Bertin Technologies. Ce département a été cédé le 1<sup>er</sup> octobre 2020 au groupe Naldeo. Même si notre nom a changé, nos missions, nos équipes, nos savoir-faires et nos clients restent les mêmes. Ce rapprochement est stratégique car le reste du groupe Naldeo a des clients et des expertises qui sont complémentaires aux nôtres (territoires et collectivités pour Naldeo vs industriels pour NTI ; eau et déchets pour Naldeo vs process et énergie pour NTI).

---

**Q. Quelles sont les relations entre Reuniwatt et l'INES/CEAtech ?**

**R. Reuniwatt :** L'INES est un laboratoire de recherche. Reuniwatt investit énormément dans la R&D et de ce fait, nous avons établi beaucoup de partenariats avec des laboratoires de recherche même si nous n'avons pas encore eu l'opportunité d'en mettre un au point avec l'INES/CEAtech.