

Photovoltaïque dans les zones non interconnectées : pourquoi les appels d'offres publics échouent à mobiliser des projets

Association Énergies Renouvelables Pour Tous

En bref. Les zones non interconnectées (ZNI) (Corse, Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion, Mayotte) produisent leur électricité de façon isolée du réseau métropolitain, à un coût bien supérieur à celui du continent. La loi de transition énergétique pour la croissance verte de 2015 leur a fixé un objectif d'autonomie énergétique à l'horizon 2030 ; les travaux prospectifs de l'ADEME ont confirmé qu'un mix électrique 100 % renouvelable y est techniquement possible et économiquement plus avantageux que la trajectoire tendancielle. Pourtant, les charges de service public de l'énergie liées aux ZNI ont atteint **3,3 milliards d'euros en 2025, en hausse de 34 % en un an**. Cette hausse traduit principalement la transition en cours du parc thermique outre-mer vers la biomasse importée, pellets de bois et biodiesel, dont La Réunion inaugure la généralisation. Sur la base des données prévisionnelles publiées par la CRE pour 2026, **le coût d'achat de l'électricité produite à partir de pellets et de biodiesel atteint près de 500 €/MWh, soit environ cinq fois le prix moyen retenu aux derniers appels d'offres photovoltaïques (92 €/MWh)**. Pendant ce temps, ces appels d'offres sont massivement sous-souscrits : la quatrième période, clôturée en octobre 2025, n'a permis de retenir que 33 % du volume appelé. La présente note expose les causes de ce paradoxe et formule les propositions de l'association.

1. Le contexte particulier des zones non interconnectées

Le terme « **zone non interconnectée** » désigne, en droit français de l'énergie, les territoires dont le réseau électrique n'est pas relié au réseau métropolitain continental et qui bénéficient du dispositif de péréquation tarifaire nationale. Il s'agit principalement de la Corse, de la Guadeloupe, de la Guyane, de la Martinique, de La Réunion et de Mayotte — 2,8 millions d'habitants au total. Dans ces territoires, le système électrique fonctionne de manière autonome : toute l'électricité consommée doit être produite localement.

Une électricité historiquement très coûteuse à produire

Le système énergétique des ZNI est très dépendant des énergies fossiles, à hauteur de 80 à 99 % suivant les territoires. La production d'électricité y repose principalement sur des centrales au fioul, au charbon et au diesel. Les coûts de production y sont structurellement bien plus élevés qu'en France hexagonale avec des coûts moyens supérieurs à 300 €/MWh, à comparer à 50 à 100 €/MWh sur le continent.

Un objectif d'autonomie énergétique inscrit dans la loi depuis 2015

Pour rompre avec cette dépendance aux énergies fossiles importées, la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) a fixé aux ZNI un objectif explicite : atteindre **l'autonomie énergétique à l'horizon 2030 pour les départements et régions d'outre-mer** (Guadeloupe, Guyane, Martinique, La Réunion, Mayotte), et à **l'horizon 2050 pour la Corse et Wallis-et-Futuna**. Une étape intermédiaire avait été fixée pour 2020 à 50 % d'énergies renouvelables dans le mix énergétique des DROM (30 % à Mayotte), à comparer à 23 % dans l'hexagone à la même échéance. Ces objectifs sont aujourd'hui codifiés à l'article L. 100-4 du code de l'énergie. Ils complètent l'objectif national de 100 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique des ZNI en 2030. Aucun de ces objectifs ne sera atteint dans les délais initiaux : **aucune ZNI n'a tenu l'étape des 50 % d'ENR en 2020, et le rythme de déploiement des renouvelables observé depuis 2015 est très en deçà de la trajectoire qu'exigerait l'atteinte de l'autonomie en 2030**.

Le décret n° 2026-76 du 12 février 2026 relatif à la troisième programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE3) porte exclusivement sur la métropole continentale et ne fixe pas de nouveaux objectifs chiffrés pour les ZNI. Le dossier de presse gouvernemental qui l'accompagne réaffirme néanmoins, en page 15, l'engagement en faveur d'une « transition énergétique adaptée aux réalités des zones non interconnectées » et confirme que « la France vise l'autonomie énergétique et la décarbonation des territoires ultra-marins », en privilégiant « la production d'énergies électriques renouvelables locales et d'autres solutions décarbonées ».

Le Gouvernement y annonce la relance, à compter de février 2026, des consultations sur les PPE de la Corse, de la Martinique, de la Guadeloupe, de Mayotte et de Wallis-et-Futuna, La Réunion (PPE adoptée par décret du 20 avril 2022) et Saint-Pierre-et-Miquelon (PPE adoptée par décret du 3 octobre 2023) disposant déjà d'une programmation à jour, et la Guyane faisant l'objet d'un processus distinct. Deux mesures opérationnelles sont par ailleurs annoncées : la publication prochaine d'un arrêté instaurant une garantie revalorisée pour la géothermie électrogène en ZNI, et le rehaussement des objectifs de déploiement du petit photovoltaïque sur bâtiment soutenu par l'arrêté tarifaire du 5 janvier 2024.

Le maintien formel de l'objectif d'autonomie en 2030, plus de dix ans après son inscription dans la loi, contraste **avec l'absence persistante de trajectoire chiffrée actualisée par territoire**, qui reste suspendu à la fois aux votes des collectivités et à un décret d'application ultérieur.

Le mécanisme de la péréquation tarifaire et des CSPE

Pour préserver l'égalité de traitement des consommateurs sur le territoire national, ces surcoûts ne sont pas répercutés sur les factures locales : c'est le principe de **péréquation tarifaire géographique nationale**, inscrit dans la loi du 10 février 2000. Les habitants des ZNI paient leur électricité au même tarif réglementé de vente (TRV) que dans l'hexagone. Le

différentiel est compensé aux opérateurs locaux au titre des charges de service public de l'énergie (CSPE).

Le mécanisme est simple dans son principe. Pour chaque mégawattheure produit en ZNI, la CRE évalue le coût réel de production, en comparant ce coût à un **prix de référence** calé sur le tarif réglementé en vigueur en France hexagonale. La différence, le surcoût compensé, est versée à l'opérateur. Ce mécanisme a une conséquence importante mais souvent méconnue : **toute baisse du tarif réglementé en France hexagonale se traduit, mécaniquement et indépendamment de toute évolution des coûts en ZNI, par une augmentation des CSPE ZNI**. La baisse de 15 % du tarif réglementé intervenue le 1^{er} février 2025 explique ainsi à elle seule une part significative de la hausse des charges 2025, sans qu'aucun coût en outre-mer ou en Corse n'ait pourtant augmenté.

Depuis le 1^{er} août 2025, en application de l'article 7 de la loi de finances pour 2025, ce financement ne pèse plus directement sur le budget de l'État : il est financé par une part dédiée de **l'accise sur l'électricité**, payée par l'ensemble des consommateurs (de l'ordre de 5 cts €/KWh).

Un opérateur unique et une seule voie d'accès au marché

À la différence du continent, où la séparation entre production, transport, distribution et fourniture est imposée, les ZNI bénéficient d'une dérogation au titre des « petits réseaux isolés ». Un opérateur unique exerce simultanément ces fonctions sur chaque territoire : EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) en Corse, en Guadeloupe, en Guyane, en Martinique et à La Réunion ; Électricité de Mayotte (EDM) à Mayotte. Seule la production est ouverte à la concurrence, et des opérateurs comme Albioma, Akuo Energy, Voltalia, Valorem ou TotalEnergies y développent des projets renouvelables.

Conséquence pratique pour les producteurs indépendants : **il n'existe aucun marché de gros local**. Au-delà de 500 kWc, la seule voie de valorisation possible passe par un contrat d'achat conclu avec l'opérateur historique au titre de l'obligation d'achat, accordé après désignation comme lauréat d'un appel d'offres organisé par la CRE. Un projet photovoltaïque de plus de 500 kWc qui n'est pas retenu par l'appel d'offres ne peut **ni vendre son électricité, ni accéder à un dispositif alternatif**.

2. Une charge de service public en forte hausse, principalement portée par la transition vers la biomasse importée

Selon la délibération de la CRE du 10 juillet 2025 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et à la réévaluation des charges à compenser en 2025, les charges liées aux ZNI se sont élevées à **3,3 milliards d'euros en 2025**, en hausse

de 831 millions d'euros (+34 %) par rapport à 2024. Cette progression s'explique par la conjonction de plusieurs facteurs.

La liaison Corse-Italie : un facteur ponctuel

Une part de la hausse 2025 correspond à un versement ponctuel pour le renouvellement et le renforcement de la liaison sous-marine SACOI entre la Corse et l'Italie. Cet investissement d'infrastructure, par nature non récurrent, ne se reproduira pas. La CRE prévoit d'ailleurs une légère baisse des charges ZNI en 2026, à 3,25 milliards d'euros, en lien avec la fin de cette dépense exceptionnelle.

La transition vers la biomasse importée : un facteur structurel et croissant

Le facteur le plus structurant et le plus durable de la hausse des charges ZNI est la conversion en cours du parc thermique outre-mer vers la biomasse importée. Cette transition prend deux formes parallèles, l'une portée par EDF, l'autre par l'opérateur indépendant Albioma.

EDF PEI : conversion au biodiesel fourni par le groupe Avril

EDF Production Électrique Insulaire (EDF PEI) convertit ses centrales au fioul vers le biodiesel importé. Le mouvement, amorcé avec le projet de centrale du Larivot en Guyane, a été généralisé à l'ensemble du parc EDF PEI dans les ZNI, soit environ 1 GW de capacité. La centrale réunionnaise de Port-Est a été convertie fin 2023, faisant de La Réunion le premier territoire où EDF PEI fonctionne entièrement à la biomasse liquide ie du biodiesel. La Guyane (Larivot) et la Corse (Lucciana) doivent suivre en 2026, puis la Martinique (Bellefontaine) et la Guadeloupe (Jarry) en 2027-2028.

L'approvisionnement en biodiesel est assuré par **Saipol, filiale du groupe Avril**, à partir d'huile de colza européen, dans le cadre d'un contrat couvrant la durée de vie des centrales. Or **la France est aujourd'hui structurellement importatrice nette de biodiesel**. Selon les Chiffres clés des énergies renouvelables 2025 du SDES (service statistique du ministère de la Transition écologique), les esters méthyliques d'acides gras (EMAG, c'est-à-dire le biodiesel sous sa forme courante) **représentent 88 % de la consommation française de biodiesel et sont importés à hauteur de 1,6 million de tonnes par an**, principalement de Belgique, des Pays-Bas et d'Espagne, pour un solde commercial déficitaire de 1,9 milliard d'euros en 2024. Et même la part « française » de la production est issue, pour partie, de graines elles-mêmes importées : le groupe Avril doit déjà importer une grande partie de ses graines de colza et de tournesol depuis l'Europe de l'Est.

Le besoin EDF PEI à terme, environ **un million de tonnes de biodiesel par an pour l'ensemble des ZNI**, représente plus que la totalité de la capacité de production de Saipol, principal producteur français de biodiesel. La conversion du parc thermique des ZNI au biodiesel ne fait donc qu'aggraver une dépendance déjà très forte de la France aux importations de biocarburants liquides, dans un contexte où la stratégie nationale énergie-

climat appelle à réserver ces ressources rares à la décarbonation des secteurs difficiles à électrifier (aviation notamment).

Albioma : conversion aux pellets, avec deux usines de production acquises au Canada et en Australie

De son côté, **Albioma** convertit ses centrales bagasse-charbon vers les pellets de bois importés. La centrale Galion 2 en Martinique a basculé en 2018, les centrales Bois-Rouge et Le Gol à La Réunion en 2023, et la conversion de la centrale du Moule en Guadeloupe, dernière centrale charbon d'outre-mer, est programmée. La demande induite est d'environ **un million de tonnes de pellets par an**, à mobiliser sur un marché mondial tendu de 23 millions de tonnes où le principal fournisseur historique d'Albioma, l'américain Enviva, s'est déclaré en faillite en mars 2024.

Pour sécuriser son approvisionnement, Albioma s'est engagé dans une stratégie d'**intégration verticale** en acquérant deux usines de production de pellets. En décembre 2021, le groupe a racheté l'usine La Granaudière (rebaptisée Biomasse du Lac Taureau) à Saint-Michel-des-Saints, au Québec, d'une capacité nominale de 200 000 tonnes par an, alimentée à partir de résidus de bois ou de bois de faible qualité issus de forêts certifiées. La transaction inclut un contrat long terme d'accès à 45 000 tonnes de stockage au port de Québec et des garanties d'approvisionnement octroyées par le ministère des Forêts du Québec. Cette usine est principalement destinée à alimenter les centrales antillaises (Galion 2, et bientôt Le Moule).

En décembre 2023, Albioma a annoncé l'acquisition de l'usine de granulés de bois de Tuan, dans le Queensland australien, opérationnelle depuis 2014, d'une capacité de l'ordre de 60 à 65 000 tonnes par an, avec un projet d'extension de **300 000 tonnes par an** sur un site de 57 hectares en Australie-Méridionale, près de Mount Gambier. La transaction inclut une installation de stockage de 35 000 tonnes au port de Bundaberg. Ces actifs sont destinés à alimenter les centrales réunionnaises de Bois-Rouge et Le Gol, en raison d'une logistique annoncée plus favorable depuis le bassin Indo-Pacifique : il faut 16 jours de mer depuis l'Australie contre 26 jours depuis le Canada.

Selon le directeur général adjoint d'Albioma pour la zone Réunion, l'approvisionnement actuel des centrales réunionnaises se compose, « *pour un gros tiers de pellets venus d'Amérique du Nord, d'un petit tiers d'Europe et un tiers du bassin indo-pacifique* ». L'ambition affichée est de réduire progressivement la part nord-américaine au profit des sources plus proches géographiquement.

Cette stratégie d'intégration verticale, si elle sécurise les volumes, ne résout pas la question de fond : **la production d'électricité dans les ZNI françaises dépend désormais, pour une part majeure, de flux logistiques transcontinentaux**, contraints par la réglementation européenne RED III, par la pression croissante sur les ressources mondiales de pellets, et par les controverses scientifiques croissantes sur le bilan carbone réel de ces filières.

Le coût élevé de cette transition : un calcul à partir des données CRE

La délibération CRE du 10 juillet 2025 présente, dans son annexe, les quantités d'électricité prévisionnelles (en GWh) et les coûts d'achat (en M€) par filière dans l'ensemble des ZNI pour 2026. Le rapport entre ces deux grandeurs donne, pour chaque filière, un coût d'achat moyen exprimé en €/MWh.

Les résultats sont les suivants :

Filière	GWh	M€	€/MWh
Thermique (fioul)	2 271	786,5	346
Bioliquide (biodiesel)	972	459,8	473
Biomasse (pellets)	1 989	927,6	466
Photovoltaïque	1 215	518,6	427
Éolien	427	96,8	227
Hydraulique	99	14,8	150
Géothermie	72	27,4	382
Autres (biogaz, incinération)	75	13,0	174
Total ZNI (hors interconnexion)	7 120	2 845	

Source : CRE, délibération du 10 juillet 2025, annexe — données prévisionnelles 2026.
Calcul du ratio €/MWh par division des coûts d'achat par les quantités produites.

Cette décomposition appelle plusieurs constats. D'abord, l'électricité produite à partir de biomasse importée, qu'il s'agisse de pellets (466 €/MWh) ou de biodiesel (473 €/MWh), coûte **plus cher que l'électricité produite à partir de fioul** (346 €/MWh) qu'elle est censée remplacer. La transition vers la biomasse importée, présentée comme une démarche de décarbonation, n'est donc pas une opération économiquement neutre : elle accroît mécaniquement la charge supportée par la collectivité au titre de la péréquation tarifaire.

Ensuite, le ratio « moyen » photovoltaïque s'établit à 427 €/MWh, mais ce chiffre agrège des contrats anciens conclus à des tarifs élevés (le solaire historique des années 2000 et 2010, lié à des tarifs d'achat alors très généreux) et des projets récents nettement plus compétitifs. Les **nouveaux projets photovoltaïques** sortent en réalité dans une fourchette de **100 à 130 €/MWh**, et le prix moyen pondéré retenu à la quatrième période de l'appel d'offres ZNI 2025 s'établit à 92 €/MWh. Les nouveaux développements sont donc **environ cinq fois moins chers** que la biomasse importée que l'on déploie en parallèle.

Enfin, l'éolien (227 €/MWh) et l'hydraulique (150 €/MWh) sont également bien plus compétitifs que les filières thermiques converties. La transition par les énergies renouvelables variables et locales, associées à du stockage, est donc non seulement faisable techniquement, d'autres îles dans le monde le démontrent, mais aussi nettement plus avantageuse économiquement.

L'augmentation des coûts d'exploitation, particulièrement à La Réunion

La CRE identifie spécifiquement, parmi les facteurs de hausse 2025, « *une augmentation des coûts de production et d'achat, notamment à La Réunion* ». Cette mention vise précisément les surcoûts d'exploitation liés à la mise en service des centrales converties à la biomasse, où La Réunion est devenue en 2024 le premier territoire à s'affranchir en quasi-totalité des imports d'énergie fossile pour la production d'électricité, au prix d'une dépendance accrue aux importations de pellets et de biodiesel. Ce modèle est appelé à être généralisé à l'ensemble des autres ZNI dans les années qui viennent.

3. Un paradoxe : le photovoltaïque, alternative compétitive, est freiné

Dans un contexte où la collectivité finance, via la CSPE, une électricité produite à partir de biomasse importée à 466 ou 473 €/MWh, le photovoltaïque local qui sort à des prix moyens de 92 €/MWh aux derniers appels d'offres devrait constituer la priorité de la transition énergétique des ZNI. Tel n'est pourtant pas le cas. Les appels d'offres publics censés le déployer sont massivement sous-souscrits depuis 2023.

Le constat chiffré

Lors de la deuxième période de l'appel d'offres « 2023 PV ZNI », clôturée le 25 octobre 2024, la CRE a proposé de retenir 11 dossiers représentant 34,78 MWc sur 99 MWc appelés. Lors de la quatrième période, clôturée le 17 octobre 2025, seuls quatre dossiers totalisant 32,57 MWc ont été retenus, à un prix moyen pondéré de 92,04 €/MWh. Sur certains territoires, Martinique et Guadeloupe notamment, **aucun projet de centrale au sol n'a été déposé** lors des dernières périodes.

Les causes structurelles de la sous-souscription

La CRE elle-même identifie, dans sa délibération de novembre 2025, les freins suivants :

Les difficultés d'accès au foncier ou rencontrées au cours de la phase d'autorisation d'urbanisme, les problématiques liées au raccordement ou encore l'articulation avec l'arrêté tarifaire S24 Bâtiment ZNI.

Cette analyse converge avec les constats des acteurs de la filière. Quatre causes structurelles se cumulent :

D'abord, le manque de foncier éligible. Le cahier des charges de l'appel d'offres exclut automatiquement de nombreuses configurations : terrains classés en zone humide, terrains nécessitant une autorisation de défrichement, terrains soumis à un avis défavorable de la CDPENAF, même lorsque cet avis n'est qu'un avis simple et que le préfet a accordé le permis

de construire. Sur des territoires insulaires où la pression foncière est forte et où, par exemple, la quasi-totalité du territoire corse est soumise à autorisation de défrichement, ces critères automatiques rendent inéligibles des projets pourtant validés par les services de l'État au terme d'une instruction stricte (étude d'impact, avis MRAe, enquête publique).

Ensuite, l'absence de cas « 2 bis » dans le cahier des charges ZNI. Le cahier des charges « Continent » comporte depuis novembre 2022 une disposition qui permet, sous conditions, l'implantation de centrales sur certains terrains agricoles dès lors qu'une activité agricole ou pastorale est maintenue. Cette ouverture n'a jamais été dupliquée pour les ZNI : un projet implanté sur une zone agricole d'un PLU est de fait inéligible. La CRE elle-même a recommandé en décembre 2024 cet alignement, sans suite à ce jour.

Troisièmement, le calibrage des prix plafonds. Le mécanisme d'encadrement tarifaire par prix plafond et prix plancher n'a pas été conçu pour les territoires non interconnectés. Il a été construit pour répondre à un enjeu propre au marché continental, où les coûts de production sont relativement homogènes et bien documentés et pour éviter des effets d'aubaine. Les premiers appels d'offres ZNI sans stockage en ont hérité sans révision méthodologique préalable, alors même que les conditions économiques des deux marchés ne sont pas comparables. Le coût moyen de production de l'électricité se situe dans un rapport de 1 à 4 entre la métropole continentale et les ZNI, et au sein même de l'ensemble ZNI, les coûts photovoltaïques sont fortement dispersés selon les territoires en raison des différences de gisement solaire, de coût du foncier, de contraintes de raccordement à des réseaux de petite taille et de surcoûts logistiques d'importation des modules.

Le cahier des charges des appels d'offres PV en ZNI fixe, pour chaque territoire et chaque sous-famille, un prix plafond au-delà duquel toute offre est éliminée d'office, sans possibilité de débat sur sa viabilité économique réelle ni sur la qualité par ailleurs du projet. Ce prix plafond est rendu confidentiel par la CRE, une pratique transposée du marché continental, où elle vise à préserver la compétitivité de l'enchère en empêchant les soumissionnaires d'aligner leurs offres sur un point focal commun. En ZNI, elle revient pour les développeurs à candidater à un seuil dont l'existence est connue mais dont la valeur ne l'est pas, et qui n'est révélée ex post qu'à travers le constat de l'élimination des offres jugées trop élevées. Des projets juridiquement éligibles, techniquement sérieux et économiquement viables au regard des conditions locales s'en trouvent écartés sans recours.

La CRE elle-même a reconnu cette difficulté, trois ans après le lancement de l'appel d'offres ZNI, dans sa délibération du 8 septembre 2022 portant avis sur le projet de modification du cahier des charges. Elle y soulignait la nécessité d'un suivi plus fin des coûts de construction et d'exploitation par territoire, afin de permettre la fixation de prix plafond et de formules d'indexation adaptés à la réalité économique propre à chaque territoire.

Enfin, les difficultés de raccordement. L'incertitude sur les délais et coûts de raccordement, dans des systèmes insulaires aux capacités d'accueil parfois limitées, fragilise la complétude des dossiers de candidature et décourage les développeurs en amont du dépôt.

Une situation économiquement absurde

La conséquence est aisée à formuler. Pendant que la collectivité s'engage à financer pour vingt ans, durée des contrats d'achat, une électricité issue de biomasse importée à 466 ou 473 €/MWh, des projets photovoltaïques compétitifs autour de 100 €/MWh restent en attente, faute de pouvoir déposer une offre conforme à un cahier des charges trop restrictif. **Chaque mégawattheure photovoltaïque non développé en ZNI est un mégawattheure substitué par une production cinq fois plus coûteuse, intégralement à la charge de la collectivité via les CSPE.**

La CRE, dans sa délibération de novembre 2025, en tire elle-même la conclusion :

Compte tenu du très faible niveau de souscription de l'appel d'offres depuis son lancement en 2023, la CRE estime qu'il est nécessaire de poursuivre l'analyse des raisons de cette faible souscription et de prendre toutes les mesures permettant d'accélérer le développement des installations photovoltaïques dans les ZNI.

4. Les travaux de l'ADEME : l'autonomie énergétique des ZNI est techniquement possible, mais avec un mix renouvelable, pas avec de la biomasse importée

Saisie en application de la LTECV de 2015, l'**Agence de la transition écologique (ADEME)** a publié en 2020 et 2021 une série d'études prospectives intitulée « Vers l'autonomie énergétique des ZNI », couvrant successivement les six grandes ZNI : La Réunion, la Guadeloupe, la Martinique, la Guyane, Mayotte et la Corse. Ces études comparent cinq scénarios de mix électrique à l'horizon 2030, depuis une trajectoire tendancielle jusqu'à un scénario « Tous Feux Verts » fondé sur un mix électrique 100 % renouvelable.

Trois conclusions structurantes ressortent de cet exercice prospectif. Premièrement, un mix électrique 100 % renouvelable est techniquement possible dans l'ensemble des ZNI étudiées, à condition d'associer un développement massif des sources renouvelables, solaire, éolien, géothermie, hydraulique selon les territoires à des capacités de stockage suffisantes pour assurer l'équilibre offre-demande à tout instant. Deuxièmement, dans le scénario « Tous Feux Verts », **le coût complet de production de l'électricité est plus bas que dans le scénario tendanciel** dans tous les territoires : à La Réunion par exemple, ce coût atteint 99 €/MWh en 2030 dans le scénario 100 % renouvelable. Troisièmement, dans tous les scénarios étudiés, le rôle des centrales diesel est fortement réduit dès le premier pas de temps de l'optimisation, y compris en intégrant les services système qu'elles assurent.

L'ADEME relevait toutefois en 2020-2021 que l'atteinte de l'autonomie en 2030 était **difficilement réalisable** au regard du rythme de déploiement des filières renouvelables observé depuis 2015. Pour mémoire, La Réunion devrait déployer environ 1 000 MW de photovoltaïque en 15 ans pour tenir l'objectif, alors que la PPE en cours portait un objectif de

120 MW supplémentaires à l'horizon 2023. Le rythme effectivement constaté reste très inférieur à ces objectifs.

Ces études sont aujourd'hui en cours de mise à jour par l'ADEME, avec une extension de l'horizon de prospective à 2050 et une intégration des évolutions intervenues depuis 2020, en particulier les conversions massives à la biomasse importée engagées par EDF PEI et Albioma. La conclusion centrale demeure néanmoins acquise : l'autonomie énergétique des ZNI est atteignable par un mix renouvelable local associé à du stockage, et cette voie est économiquement plus avantageuse pour la collectivité que la conversion du parc thermique à la biomasse importée. C'est précisément cette voie alternative que la sous-souscription chronique de l'appel d'offres photovoltaïque rend impossible à concrétiser.

5. Les propositions de l'association Énergies Renouvelables pour tous

L'association *Énergies renouvelables pour tous* considère que la sous-souscription chronique observée depuis 2023 dans les appels d'offres PV dans les ZNI ne traduit pas un incident technique passager, mais un décalage structurel entre l'ambition des politiques publiques affichées et les conditions concrètes dans lesquelles les projets peuvent émerger en outre-mer et en Corse. Elle formule six propositions pour y remédier.

Proposition 1 — Faire de l'autorisation d'urbanisme accordée le critère d'éligibilité, en alignant le cahier des charges ZNI sur le cahier des charges du Continent

L'association *Énergies renouvelables pour tous* demande que la prochaine révision du cahier des charges ZNI consacre un principe directeur, selon lequel tout projet disposant d'une autorisation d'urbanisme en cours de validité à la date limite de dépôt des offres est éligible à l'appel d'offres. Un permis de construire n'est délivré qu'au terme d'une instruction complète, qui vérifie déjà la conformité du projet aux exigences de protection des espaces naturels et agricoles et des milieux. Faire de cette autorisation le critère d'éligibilité revient à reconnaître la pleine portée de l'instruction préfectorale plutôt qu'à la dédoubler par des conditions distinctes au stade de l'appel d'offres.

Ce principe englobe l'alignement du régime ZNI sur le cas 2 bis aujourd'hui en vigueur sur le continent, qui ouvre l'éligibilité de certains projets photovoltaïques au sol implantés sur terrains agricoles, sous condition de maintien d'une activité agricole ou pastorale et d'association de l'exploitant aux revenus du projet. Cet alignement rejoint la recommandation formulée par la CRE en décembre 2024, restée sans suite à ce jour, et constitue le levier le plus immédiat pour mobiliser un vivier de projets aujourd'hui condamnés à rester en attente. Là où ce cas est transposé, il doit l'être de manière complète, en y incluant l'ensemble des garanties agricoles existantes sur le continent, soit l'engagement de maintien d'une production agricole sur la durée du contrat, le suivi par un organisme scientifique ou technique et rédaction d'un

rapport triennal de production agricole, de façon à éviter que le régime ZNI devienne paradoxalement moins exigeant que le régime hexagonal.

Proposition 2 — Restituer aux services préfectoraux leur pleine compétence d'instruction environnementale

Le cahier des charges actuel comporte plusieurs critères d'exclusion automatique (présence d'une zone humide, nécessité d'une autorisation de défrichement, exigence d'avis favorable de la CDPENAF lorsque cet avis n'est qu'un avis simple) qui interviennent indépendamment de l'instruction préfectorale du permis de construire.

Lorsqu'un projet a obtenu un permis de construire après étude d'impact environnementale, avis de la Mission régionale d'autorité environnementale et enquête publique, c'est qu'il a satisfait aux exigences en matière de protection des zones humides (autorisation au titre de la loi sur l'eau), de compensation forestière (article L. 341-6 du code forestier) et de préservation des espaces agricoles. Ajouter, au stade de l'appel d'offres, des critères automatiques redondants revient à **priver d'effet l'instruction préfectorale** et à condamner des projets pourtant validés par les services de l'État.

L'association *Énergies renouvelables pour tous* demande que les critères d'exclusion liés aux zones humides et au défrichement soient levés pour les projets disposant d'un permis de construire dont la demande a été déposée après le 1^{er} juillet 2022, date d'entrée en vigueur du décret n° 2022-970 qui a renforcé les seuils d'étude d'impact applicables aux installations photovoltaïques. S'agissant de la CDPENAF, l'association *Énergies renouvelables pour tous* considère que l'exigence d'avis favorable doit être supprimée comme condition d'éligibilité dans les situations où cet avis n'a qu'une portée simple, restituant ainsi au préfet la marge d'appréciation que les textes lui reconnaissent.

Proposition 3 — Réévaluer les prix plafonds au regard des coûts réels du système électrique insulaire

L'adaptation des conditions d'éligibilité ne suffira pas si les prix plafonds restent calibrés en deçà des coûts réels de développement des projets en ZNI. L'association demande que la prochaine révision du cahier des charges intègre **une réévaluation transparente des prix plafonds** au regard des coûts évités réels du système électrique de chaque territoire qui, dans le contexte de la transition vers la biomasse importée, sont désormais de l'ordre de 466 à 473 €/MWh.

Proposition 4 — Sécuriser le raccordement et la visibilité industrielle

L'incertitude sur les délais et coûts de raccordement constitue un frein majeur à la complétude des dossiers. L'association demande que les opérateurs historiques publient des schémas de raccordement territoriaux engageants à horizon de cinq à dix ans, identifiant les capacités

d'accueil disponibles et les investissements de réseau associés. Cette visibilité conditionne la capacité des développeurs à investir en amont des appels d'offres.

Proposition 5 — Inscrire la priorité au photovoltaïque dans la stratégie globale des ZNI

Au-delà des ajustements techniques du cahier des charges, l'association considère qu'il est nécessaire de **réorienter la stratégie globale de transition énergétique des ZNI** vers les énergies renouvelables locales, solaire, éolien, géothermie, hydraulique selon les territoires, associées à du stockage. La conversion massive du parc thermique vers la biomasse importée engage la collectivité, à travers les CSPE, sur des coûts élevés et durables, dans un contexte où la directive RED III restreint les aides publiques à la production d'électricité à partir de biomasse forestière, où le bilan carbone de ces filières est de plus en plus contesté, et où la pression sur les ressources mondiales de pellets et de biocarburants liquides s'intensifie.

Proposition 6 — Lever le verrou foncier en autorisant le photovoltaïque au sol par dérogation aux lois Littoral et Montagne

Dans les zones non interconnectées, le foncier constitue une ressource rare et stratégique. Ces territoires sont soumis à une double contrainte. D'une part, ils portent des objectifs de décarbonation et d'autonomie énergétique parmi les plus ambitieux du pays, inscrits dans leurs programmations pluriannuelles de l'énergie. D'autre part, ils subissent la superposition stricte des lois Littoral et Montagne, qui régissent une part majeure de leur surface et y limitent fortement l'urbanisation en dehors des espaces déjà bâtis.

Il en résulte un paradoxe. Il existe dans les ZNI des parcelles à moindre enjeu agricole qui sont identifiées et validées à l'échelle locale par l'État, la chambre d'agriculture et la commission départementale de la préservation des espaces naturels, agricoles et forestiers, au sein du document-cadre départemental institué par la loi APER. Pourtant, lorsque ces mêmes parcelles se situent en discontinuité de l'urbanisation existante, l'implantation d'une centrale photovoltaïque au sol y demeure juridiquement impossible. Seul l'agrivoltaïsme bénéficie alors d'une ouverture, mais imposer une activité agricole artificielle sur des terrains à faible potentiel agronomique n'a de sens ni économique ni agronomique et fragilise l'équilibre même des projets. L'association *Énergies renouvelables pour tous* propose d'introduire dans le code de l'urbanisme une dérogation ciblée et strictement encadrée, réservée aux seules parcelles déjà inscrites au document-cadre départemental et subordonnée à l'accord de l'État après avis de la CDPENAF pour la mise en place de centrale solaire au sol.

6. Une cohérence à reconstruire

Dix ans après la promulgation de la loi de transition énergétique pour la croissance verte, qui fixait aux ZNI un objectif d'autonomie énergétique pour 2030, **aucune des ZNI françaises**

n'est en mesure de tenir cet objectif aux échéances initialement fixées. L'étape intermédiaire des 50 % d'ENR en 2020 n'a été tenue par aucun territoire. Le rythme de déploiement des renouvelables depuis 2015 reste très inférieur aux trajectoires modélisées par l'ADEME. Et la stratégie effectivement mise en œuvre par l'État et les opérateurs historiques, c'est-à-dire la conversion massive du parc thermique à la biomasse importée, éloigne les ZNI de l'autonomie énergétique au sens strict, puisqu'elle substitue une dépendance aux importations fossiles par une dépendance aux importations de biomasse.

Les ZNI portent désormais **près d'un quart des charges de service public de l'énergie** acquittées par les consommateurs français, ie. 3,3 milliards d'euros en 2025 sur 12,9 milliards de charges totales prévisionnelles à compenser en 2026. Cette part progresse rapidement, sous l'effet de la transition vers la biomasse importée. Elle est appelée à se généraliser à l'ensemble des territoires d'outre-mer dans les années à venir, à mesure que les centrales charbon et fioul historiques arrivent en fin de vie et sont converties.

Dans ce contexte, accélérer le déploiement du photovoltaïque local n'est pas une option marginale : c'est, à coût **cinq fois inférieur** aux filières biomasse importée, et conformément aux conclusions des travaux prospectifs de l'ADEME, le levier le plus efficace pour limiter l'augmentation des charges qui pèsent in fine sur l'ensemble des consommateurs nationaux. Lever les freins exposés dans cette note est une condition nécessaire, bien que non suffisante, pour que les ZNI tiennent enfin les engagements de transition énergétique pris par la loi de 2015 et que la collectivité tire le meilleur parti des fonds publics qu'elle y consacre.

7. Sources et références

Publications de l'association Énergies renouvelables pour tous

[ERPT, La transition énergétique dans les zones non-interconnectées de France : l'impasse de l'usage massif de la biomasse importée](#) (juin 2024) — rapport de cadrage sur l'économie et l'écologie de la transition énergétique en ZNI. Tableau 27 utilisé pour la présentation des coûts unitaires par filière.

Délibérations et publications de la CRE

[CRE, délibération du 10 juillet 2025](#) — évaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2026 et réévaluation des charges à compenser en 2025 (charges ZNI : 3,3 Mds€ en 2025 ; données prévisionnelles 2026 par filière utilisées pour le calcul du coût unitaire €/MWh).

[CRE, délibération du 18 novembre 2025](#) — instruction de la 4^e période de l'AO 2023 PV ZNI (32,57 MWc retenus pour 99 MWc appelés ; constats sur la sous-souscription).

[CRE, délibération du 4 décembre 2024](#) — instruction de la 2^e période de l'AO 2023 PV ZNI et recommandation explicite d'alignement ZNI / Continent.

[CRE, page Transition énergétique dans les ZNI](#) — présentation générale du cadre, des dispositifs de soutien et des charges de service public.

[Cahier des charges AO PPE ZNI, version septembre 2023](#) — DGEC, 84 pages.

Statistiques officielles

[SDES, Chiffres clés des énergies renouvelables — édition 2025, fiche biocarburants](#) — service statistique du ministère de la Transition écologique : taux d'importation du biodiesel français (88 % de la consommation), volumes et soldes commerciaux 2024.

Sources sur les opérateurs et la filière biomasse

[Albioma — fiche site Biomasse du Lac Taureau \(Québec\)](#) — capacité 200 000 t/an, alimentation hydraulique.

[Albioma — fiche site Tuan biomass \(Australie\)](#) — 60-65 000 t/an + projet d'extension 300 000 t/an à Mount Gambier.

[Saipol \(groupe Avril\) — Énergies renouvelables](#) — fournisseur de biodiesel à EDF PEI pour les centrales ZNI.

Textes réglementaires

[Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte \(LTECV\)](#) — fixe l'objectif d'autonomie énergétique des ZNI à l'horizon 2030 (DROM) et 2050 (Corse, Wallis-et-Futuna).

[Décret n° 2022-970 du 1^{er} juillet 2022](#) portant diverses dispositions relatives à l'évaluation environnementale des projets, plans et programmes.

[Loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 \(loi APER\)](#) relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables. Elle a créé, à son article 54, l'article L. 111-29 du code de l'urbanisme, fondement du document-cadre départemental visé par la Proposition 6.

[Article L. 111-29 du code de l'urbanisme](#) — institue le document-cadre départemental arrêté par le préfet, après avis de la CDPENAF, identifiant les surfaces ouvertes aux installations photovoltaïques au sol. Référence centrale de la Proposition 6.

Travaux de l'ADEME

[ADEME, communiqué « Vers l'autonomie énergétique des ZNI » \(décembre 2020-2021\)](#) — synthèse et analyse comparative des cinq scénarios prospectifs sur les six grandes ZNI à l'horizon 2030. Études en cours de mise à jour avec un horizon étendu à 2050.