RÉPONSE DU CONSEIL COMMUNAL À L'INTERPELLATION N°26-607 DU GROUPE PLR INTITULÉE « AJUSTEMENT DE L'INJECTION DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES : LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE DE NEUCHÂTEL EST-IL À LA HAUTEUR DES OBJECTIFS CLIMATIQUES ? »

(Du 26 août 2026)

Monsieur le président,
Mesdames, Messieurs,

En date du 21 avril 2026, le groupe PLR, par Monsieur Camille Gonseth et consorts, a déposé l'interpellation intitulée « Ajustement de l'injection des installations photovoltaïques : le réseau électrique de Neuchâtel est-il à la hauteur des objectifs climatiques », inscrite pour la première fois à l'ordre du jour de la séance du Conseil général le 27 avril 2026 et dont le contenu est le suivant :

> *La Ville de Neuchâtel s'est dotée d'objectifs ambitieux en matière de politique énergétique et climatique, visant la neutralité carbone à l'horizon 2040. Dans ce cadre, elle encourage activement le développement du photovoltaïque, tant auprès des particuliers que des entreprises, notamment via le fonds communal pour l'énergie, tout en se voulant exemplaire dans la gestion de son propre patrimoine bâti.*
>
> *Cette stratégie repose en particulier sur l'objectif d'exploiter jusqu'à 70% du potentiel solaire à l'horizon 2040. Cet objectif suppose toutefois une adéquation entre le développement des capacités de production décentralisée et les infrastructures de réseau permettant d'absorber cette production.*

Or, plusieurs signaux récents mettent en évidence un décalage préoccupant entre ces ambitions et les capacités du réseau électrique. Après les débats sur les tarifs de reprise de l'électricité photovoltaïque, et dans un contexte de baisse de ces tarifs au niveau fédéral, une nouvelle évolution suscite des interrogations : la volonté de limiter l'injection d'électricité photovoltaïque à 70% de la puissance nominale des panneaux solaires. Cette mesure de limitation de l'injection s'applique depuis le 01.01.2026 aux nouvelles installations, mais elle est également effective lors de l'extension d'une installation photovoltaïque existante ou encore lors du remplacement d'un onduleur arrivant en fin de vie.

Si les impératifs de stabilité du réseau sont bien entendu légitimes, cette mesure revient de facto à demander aux producteurs privés – ménages, comme entreprises - de restreindre leur production ou d'investir dans des solutions complémentaires, telles que l'autoconsommation ou le stockage.

Dans ce contexte, plusieurs questions se posent quant à la cohérence globale de la politique énergétique et à la répartition des efforts entre acteurs publics et privés.

Au vu de ce qui précède, le groupe soussigné prie le Conseil communal de répondre aux questions suivantes :

1. *Investissements dans le réseau électrique*

   Alors que des limitations sont imposées aux producteurs photovoltaïques, quels ont été les investissements réalisés dans le réseau au cours des cinq dernières années par le Groupe E et Viteos et quels investissements ces entreprises prévoient-elles de réaliser ces cinq prochaines années à Neuchâtel et dans sa région pour renforcer et moderniser le réseau électrique ?
   Le Conseil communal dispose-t-il d'une vision claire et chiffrée de ces investissements futurs et de leur calendrier ?

2. *Risque de mesures plus contraignantes*

   En l'absence d'investissements suffisants dans le réseau, existe-t-il un risque que des mesures plus drastiques soient imposées à l'avenir aux producteurs privés, telles que :

- *l'extension de ces limitations à l'ensemble des installations existantes*
- *l'introduction d'un tarif de reprise négatif pour l'injection d'électricité dans le réseau*

Quelle est l'évaluation du Conseil communal à ce sujet ?

3. *Principe d'équité*

   Les nouvelles règles concernant la limitation d'injection dans le réseau électrique s'appliquent-elles également aux installations photovoltaïques de la Ville et des gestionnaires de réseau de distribution, notamment dans le cadre de projets de contracting solaire ?
   Le Conseil communal peut-il garantir une égalité de traitement entre acteurs publics et privés ?

4. *Orientation du fonds communal pour l'énergie*

   Dans le contexte actuel où la stabilité du réseau devient un enjeu central, le Conseil communal envisage-t-il une adaptation des critères de soutien du fonds communal pour l'énergie ?
   En particulier, une réorientation partielle des aides destinées aux projets photovoltaïques vers des dispositifs d'autoconsommation et de stockage (batteries, pilotage intelligent) ou d'optimisation des installations (onduleurs, gestion de la production) est-elle à l'étude ?
   Si c'est le cas, comment le Conseil communal entend-il éviter que ces soutiens ne se substituent aux investissements nécessaires dans le réseau, et ne deviennent un « oreiller de paresse » pour les gestionnaires de réseau de distribution ?

5. *Vision globale du réseau face à la transition énergétique*

   La problématique soulevée par le photovoltaïque s'inscrit dans un contexte plus large d'électrification croissante, en particulier de la mobilité et du chauffage.
   Le Conseil communal considère-t-il que des défis similaires existent ou existeront concernant les pics de consommation électrique engendrés par ces nouvelles demandes ?

Quelle est sa stratégie, en collaboration avec le Groupe E et Viteos, pour garantir l'adéquation du réseau tant du point de vue de la production que de la consommation d'électricité ?

La présente réponse est apportée en application de l'article 57 du Règlement général de la Commune de Neuchâtel.

Contexte

Notre société moderne est de plus en plus dépendante de l'approvisionnement en électricité, tendance qui devrait continuer à croître dans les années à venir. Dans le cadre des efforts pour atteindre la neutralité carbone en 2040, la limitation des émissions de gaz à effet de serre issues de la production de l'électricité est un objectif que s'est donné la Ville de Neuchâtel, ceci dans un cadre légal cantonal visant les mêmes buts. Le virage photovoltaïque est un levier important de cette révolution énergétique et sa mise en œuvre nécessite un système robuste.

L'évolution ne se limite pas à la simple pose de panneaux photovoltaïques. En effet, toute la chaine de distribution, les infrastructures liées à l'échelle locale, régionale et nationale participent activement à cette transition. C'est dès lors une démarche extrêmement complexe et au carrefour de nombreuses contraintes, telles que l'aménagement du territoire, la densité d'occupation des zones urbaines, les procédures d'autorisation, les délais de livraison des équipements ou les résistances au changement.

En effet, la production photovoltaïque a ceci de particulier qu'elle génère un pic de production vers midi et qu'elle ne permet pas de répondre à la demande exprimée en soirée. Ce décalage temporel peut générer des surproductions locales suivies de pénuries, problématique à laquelle le stockage apporte une solution efficace. De plus, le réseau électrique est traditionnellement orienté d'une production centralisée vers une consommation décentralisée. La production photovoltaïque est décentralisée, ce qui modifie les flux de puissance et rend indispensable l'adaptation de l'infrastructure. Enfin, les pics de puissance photovoltaïque constituent un risque majeur pour les réseaux électriques, en particulier à l'échelle locale, lesquels peuvent être atténués grâce à différentes solutions.

Au-delà des enjeux matériels, le cadre légal doit également s'adapter à ces nouvelles technologies, aux besoins de régulations des réseaux et à

l'impact financier. En l'espèce, la loi sur l'approvisionnement en électricité (ci-après LApEl) établit au niveau fédéral le cadre qui fixe les règles dans lesquelles les gestionnaires des réseaux de distribution (ci-après GRD) fournissent leurs prestations. La Ville de Neuchâtel n'intervient pas directement dans le processus de planification et de contrôle des GRD actifs sur le territoire communal dans la mesure où la loi ne lui prévoit aucune compétence particulière.

Néanmoins, notre Conseil conserve certains leviers d'actions qui permettent d'inscrire de manière réaliste la neutralité carbone dans la vision stratégique de la Ville, atteignable, entre autres, par la voie du photovoltaïque. À titre d'exemple, la représentation de la Commune au sein du conseil d'administration de Viteos permet, entre autres, de veiller à ce que le GRD poursuive effectivement ses buts, tels qu'ils sont prévus par la LApEl. En outre, la Ville demeure pleinement active en faveur de la transition énergétique dans les domaines où elle dispose d'une marge de manœuvre plus importante. En l'occurrence, la communauté électrique locale (CEL) du projet Aurore[1] peut être mentionnée comme exemple de son engagement, notamment à travers son patrimoine immobilier.

En effet, des instruments sont à la disposition des Services de la Ville pour planifier et réaliser des projets qui permettent de limiter la sollicitation du réseau de distribution, réduisant de ce fait la pression exercée sur celui-ci. Les regroupements pour la consommation propre (RCP) et les communautés électriques locales (CEL) sont des modes de production et de consommation d'énergie qui sont intégrés à la pratique des Services de la Ville et qui sont implémentés dans la mesure du possible. La Ville de Neuchâtel agit ainsi, dans son domaine de compétences, par la mise en œuvre de solutions efficientes et innovantes pour soulager le réseau et réduire le volume des opérations de renforcement nécessaires.

Dès lors, considérant l'importance des questions soulevées par l'interpellation, notre Conseil y propose les réponses ci-après, tout en établissant clairement que les compétences de la Ville de Neuchâtel en matière de gestion du réseau électrique demeurent limitées.

[1] Future CEL autour de la STEP, de l'Université et de la Maladière.

Réponses aux questions

1. Investissement dans le réseau électrique

La LApEl fixe un cadre clair pour les GRD en disposant, à son article 8, alinéa 1, lettre a, que les GRD « pourvoi[ent] à un réseau sûr, performant et efficace »[2]. En outre, cette même loi prévoit, aux articles 9a^{ter} à 9d, que les GRD effectuent une planification pluriannuelle qui tienne compte des besoins supplémentaires pour la zone de desserte, ce plan étant ensuite soumis à l'examen de la commission de l'électricité (ci-après ElCom). Il en découle que l'objectif d'adaptation du réseau électrique, notamment aux nouvelles contraintes générées par l'augmentation de la production photovoltaïque, est inscrit par la loi au cœur des prestations que les GRD sont tenus de fournir.

En effet, l'investissement et l'entretien des réseaux électriques est du ressort de leur propriétaire, à savoir Swissgrid pour le réseau national, et les GRD pour le réseau local. Sur la commune de Neuchâtel, Viteos et Groupe E occupent cette fonction. Il est d'emblée à relever que les réseaux sont interconnectés et que les enjeux d'investissement et d'entretien intéressent d'abord les GRD précités, mais également l'ensemble des GRD à l'échelle nationale, ainsi que Swissgrid.

En vigueur depuis le 1er janvier 2025, l'article 15b de la LApEl prévoit un mécanisme d'indemnisation des GRD pour le renforcement du réseau rendu nécessaire en raison des installations produisant de l'électricité à partir d'énergies renouvelables. Ces aides fédérales, ciblées précisément sur les infrastructures relevant de la compétence des GRD, visent à soutenir l'adaptation du réseau face aux contraintes générées par la production d'électricité photovoltaïque.

Les GRD investissent ainsi dans la modernisation du réseau car la production photovoltaïque augmente rapidement sur le territoire communal, notamment grâce à un programme de subventions attractif. Il s'agit d'un élément stratégique clé qui a été identifié dans le cadre de la Stratégie énergétique de la Ville de Neuchâtel 2024-2040[3] et dont les détails sont traités dans le Plan directeur communal des énergies (PDCEn) qui a été approuvé par le Conseil communal et par le Canton. Il sera rendu public durant l'automne 2026.

---

[2] www.fedlex.admin.ch, RS 734.7

[3] Stratégie énergétique de la Ville de Neuchâtel 2024-2040

En revanche, au-delà de ces aspects stratégiques, notre Conseil n'est pas en mesure de rendre compte du volume des investissements sur le réseau des GRD réalisés les cinq dernières années ou planifiés durant les cinq prochaines, ceci dans la mesure où l'entretien et le développement du réseau électrique tombe uniquement sous leur champ de compétence en qualité de propriétaires. Ainsi, c'est auprès de ceux-ci que la demande devrait être formulée, la Ville n'étant pas en possession des données en question.

Toutefois, il est à relever que ces derniers sont soumis aux dispositions fédérales contraignantes de la LApEl, qui régule également la rentabilité des investissements, ceci pour éviter toute forme d'abus. En particulier, le taux de rentabilité interne est plafonné par la Confédération, excluant de fait une rentabilité disproportionnée des investissements réalisés sur le réseau.

2. Risques de mesures plus contraignantes

Notre Conseil, satisfait de l'évolution rapide du photovoltaïque, facteur fondamental pour le succès de la transition énergétique, regrette que le tarif négatif soit devenu une réalité. En effet, le cadre légal ayant passablement évolué lors des dernières années, notamment au niveau des conditions de reprise de l'électricité injectée dans le réseau, les installations disposant d'une capacité d'autoconsommation limitée risquent de voir leur rentabilité diminuer.

D'une part, une mesure a été introduite à l'article 19c de l'ordonnance sur l'approvisionnement en électricité (ci-après OApEl) qui permet aux GRD d'optimiser l'efficacité de leur réseau. En effet, une limitation à 70% de la production photovoltaïque peut conduire à une réduction de la puissance du réseau de 30%, ce qui représente ainsi des économies substantielles pour une perte d'énergie injectée de moins de 3%. L'impact sur les producteurs reste limité dans la mesure où cette limitation n'a qu'une influence de 3%, selon plusieurs études, sur le volume d'énergie annuellement produit, ceci car la puissance maximale d'une installation est rarement atteinte. À titre d'exemple, la restriction de la production à 70% sur une maison familiale ne conduirait au maximum qu'à une perte de production de 210 kWh par rapport à une production annuelle de 7'000 kWh. De plus, les 210 kWh perdus auraient généré un gain financier presque nul, car produits à un moment où les prix sont très bas.

D'autre part, le Parlement a notamment adopté, à la session d'automne 2025, une nouvelle disposition dans l'objectif d'adapter la rétribution de

l'électricité injectée. Avec cette modification, les GRD ont la possibilité de rémunérer l'énergie injectée directement avec le tarif du marché au moment de l'injection, ouvrant la porte aux tarifs négatifs de reprise. Cette modification entrera en vigueur début 2027, avec une phase transitoire jusqu'au début de l'année 2028. En revanche, il est à préciser que cette disposition laisse aux GRD la possibilité de rémunérer l'énergie injectée sur son réseau au-dessus du prix du marché. C'est en l'espèce la voie suivie par Viteos, qui rachètera, en 2027, avec un tarif fixe annuel de 8 cts par kWh l'énergie injectée par des petites installations.

Cependant, notre Conseil constate que l'objectif prévu dans la loi fédérale sur l'énergie d'atteindre 35 TWh de nouvelles énergies renouvelables en 2035 ne pourra pas être atteint que par un renforcement proportionnel du réseau, ceci en raison du temps et du volume d'investissements requis, mais plutôt par la complémentarité avec l'implémentation de solutions telles que l'autoconsommation, favorisée notamment par la création de regroupements pour la consommation propre (RCP) en basse et moyenne tension et de communautés d'énergie locales (CEL), les microgrids, le stockage de l'énergie dans les batteries pour absorber les pics de production, notamment grâce aux solutions Vehicle-to-Grid, le pompage-turbinage ou encore le Power-to-Gas[4]. Dès que ces nouveaux modèles d'affaires seront rentables, le prix de rachat du courant photovoltaïque variera selon la loi de l'offre et de la demande[5,6,7,8,9].

Ainsi, notre Conseil est conscient de la nécessité de disposer de mécanismes de stockage d'énergie pour éviter une injection à prix de rachat négatif et, plus généralement, pour garantir la capacité de rentabilité de ces installations. En ce sens, il est heureux de constater que le prix des batteries de stockage continue de baisser et que leur acquisition est désormais soutenue par une subvention du Canton, ce qui devrait soutenir significativement l'installation de ces infrastructures qui participent à réduire les risques associés à une surcharge du réseau. En outre, les RCP et les CEL font l'objet d'une attention soutenue de la Ville,

---

[4] Le power-to-gas consiste à convertir de l'électricité en gaz combustible afin de stocker l'énergie sur de longues périodes.
[5] https://www.bfh.ch/de/themen/schweizerkarte-uebersicht-verteilnetzbetreiber/
[6] https://www.irena.org/Publications/2024/Nov/World-Energy-Transitions-Outlook-2024
[7] https://iea.blob.core.windows.net/assets/77522eb7-49c8-4611-851e-59bd5b93454c/Electricity2025.pdf
[8] https://energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=CH
[9] https://market-design.eurelectric.org/

ceci dans la mesure où elle peut jouer un rôle moteur, notamment à travers son patrimoine immobilier, en faveur de l'implémentation de ces solutions, lesquelles réduisent la pression exercée sur le réseau.

3. Principes d'équité

Les nouvelles règles concernant la limitation de l'injection s'appliquent également aux installations photovoltaïques de la Ville et des GRD. Le cadre légal applicable est principalement régi par la loi fédérale sur l'énergie, la loi fédérale sur l'aménagement du territoire, la loi fédérale sur l'approvisionnement en électricité et par les objectifs en matière de protection du climat. Il est en outre à relever que ces différents textes de loi prévoient que les Cantons et les Communes fassent preuve d'exemplarité. Notre Conseil estime ainsi que la norme légale, particulièrement la LApEl, garantit en l'état le principe d'équité, dans la mesure où les GRD sont tenus à un traitement non discriminatoire entre leurs clients.

4. Orientation du fonds communal pour l'énergie

La Ville subventionne les installations photovoltaïques depuis 2012. Le montant a été adapté en fonction du coût d'une installation typique sur une maison familiale, soit environ 50'000 CHF en 2012 et 25'000 en 2026. Le Canton ne subventionne pas les panneaux solaires photovoltaïques, mais il subventionne les batteries depuis le 1er mars 2026. C'est donc une logique de complémentarité des programmes de soutien qui prévaut, et notre Conseil estime que le subventionnement de la Ville doit se poursuivre sur cette voie.

En effet, l'objectif est de conserver un programme de subvention qui soit simple, rapide et stable. Aussi, il n'apparait pas pertinent d'introduire un mécanisme de subvention supplémentaire qui fasse doublon avec celui du Canton, alors même que le prix des batteries est en baisse constante.

Il est important de relever que la subvention solaire soutient indirectement la mise en place des batteries dans la mesure où plus une installation est grande – en termes de panneaux et de kWc – plus elle donne droit à des subventions, portées à 500 CHF par kWc. Or, pour atteindre un optimum de rentabilité et un haut niveau d'autoconsommation, les avantages des batteries sont corrélés à la taille de l'installation photovoltaïque. Dès lors, notre Conseil estime que le modèle de subventionnement de la Ville incite

indirectement à la pose de batteries, lesquelles sont financièrement soutenues par le Canton.

Il demeure toutefois manifeste que les investissements à consentir sur le réseau pour accompagner la transition énergétique sont conséquents. Cette réalité rappelle la nécessité d'atteindre un état d'équilibre entre économies d'énergie, renforcement du réseau, installation de panneaux solaires en toiture et en façade[10], création de parcs éoliens, dont la production est plus grande en hiver qu'en été, avec l'installation de batteries pour favoriser l'autoconsommation. Tous ces leviers nécessitent une attention particulière et la transition énergétique ne se fera que si chacun d'entre eux fait l'objet d'un travail fourni. Le Conseil communal considère ainsi que les solutions de stockage et d'autoconsommation sont complémentaires au renforcement du réseau et ne sauraient s'y substituer[11].

Ensuite, il est à préciser que les investissements sur le réseau sont encadrés par l'ElCom, ce qui implique que les GRD sont considérées comme un monopole régularisé. Les différentes règles et contrôles effectués par l'ElCom permettent de fixer un cadre dans lequel les GRD évoluent, réduisant ainsi le risque d'éventuels excès. À titre d'exemple, lorsque les GRD réalisent un investissement, le taux de rentabilité interne est limité à 3.4%[12], ce qui implique qu'ils ne peuvent pas réaliser des gains disproportionnés.

Enfin, le renforcement du réseau est un élément stratégique important qui implique l'achat de stations électriques et de transformateurs. Ce type de composants a actuellement un délai de livraison très long, typiquement six mois ou plus, car la demande mondiale est en augmentation. Il est nécessaire de faire preuve d'anticipation, tout en considérant l'amortissement de ces équipements, qui, pour finir, est à la charge des consommateurs. De plus, ces sous-stations et ces armoires électriques occupent un espace de quelques mètres cubes, entre 1 et 10 m³, place qu'il est nécessaire de consacrer, tout en considérant que les enterrer génère des coûts supplémentaires. Sur cette base, la stabilité de la subvention de la Ville de Neuchâtel permet aux investissements de

[10] Les panneaux solaires en façade ont l'avantage d'avoir une très bonne production en hiver quand le soleil se trouve bas par rapport à l'horizon.
[11] https://www.bulletin.ch/fr/comment-integrer-50-gw-au-reseau
https://vert-e-s-vd.ch/blog/articles/lenergie-photovoltaique-et-les-reseaux-electriques
[12] L'ElCom a fixé le WACC à 3,43 % en 2026, et il sera de 3,28 % en 2027.

compter sur cette base stable, contrairement aux facteurs externes, qui évoluent rapidement et réduisent la fiabilité des projections de rentabilité.

En conclusion, notre Conseil peut confirmer qu'une réorientation partielle des aides destinées aux projets photovoltaïques vers des dispositifs d'autoconsommation et de stockage ou d'optimisation des installations n'est pas à l'étude. De plus, les dispositions légales et réglementaires applicables ainsi que les contraintes techniques ne permettent pas aux GRD de se soustraire à la nécessité d'investir dans le réseau. En revanche, notre Conseil suit avec attention l'évolution du cadre légal fédéral et cantonal dans l'objectif de pouvoir intégrer rapidement les solutions émergeantes à son modèle de subventionnement, dans le respect du principe de subsidiarité.

5. Vision globale du réseau face à la transition énergétique

Les considérations portant sur la vision globale du réseau face à la transition énergétique sont traitées dans la Stratégie énergétique de la Ville de Neuchâtel 2024-2040[13], qui se traduit concrètement dans le plan directeur communal des énergies (ci-après PDCEn).

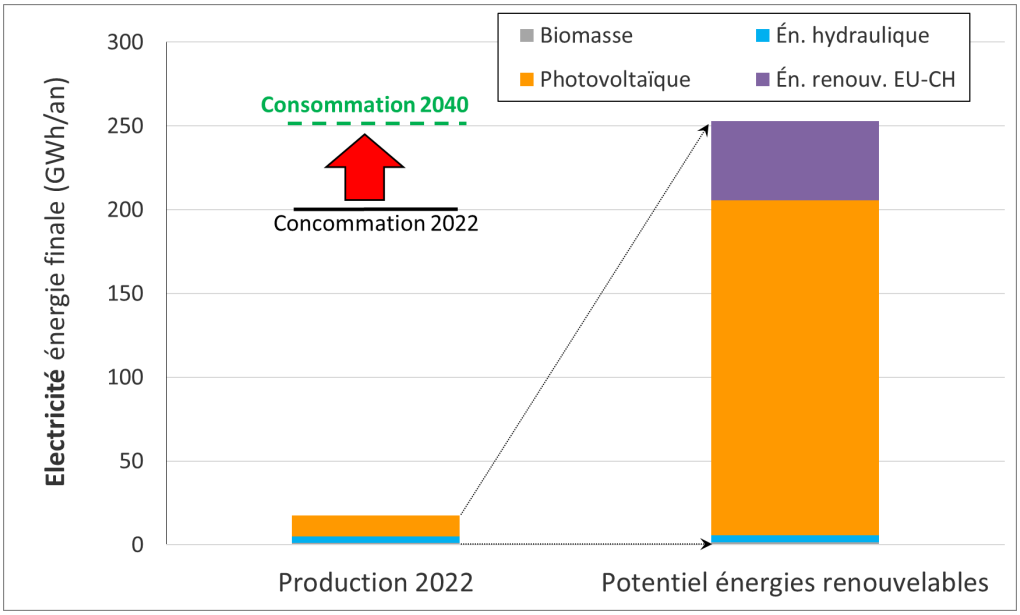
Élaboré en partenariat avec Viteos, le Groupe E, le Service cantonal de l'énergie (SENE), les différents Services de la Ville, en particulier les Infrastructures, l'Urbanisme et le Patrimoine bâti, et les Communes de la Région Neuchâtel littoral, ce plan s'intègre dans une vision stratégique générale dans la mesure où il est envisagé en cohérence avec le PAL.

Dans le cadre du PDCEn, une étude a été réalisée afin de déterminer les volumes de productions nécessaires afin de garantir un approvisionnement 100% renouvelable, tout en tenant compte de l'évolution de l'intensité des mesures d'économie d'énergie ainsi que de la décarbonation du secteur de la chaleur et de la mobilité. En effet, l'utilisation des pompes à chaleur et l'évolution de la mobilité électrique va entrainer une augmentation de la consommation d'électricité, conduisant à une augmentation totale de 25% des besoins en production par rapport à 2022. Il est en outre à relever que l'objectif d'utilisation du potentiel solaire en toiture est fixé à 70% en 2040. En 2022, cette valeur se portait à 10% et, en 2025, à 14%.

---

[13] Rapport nº24-005 du Conseil communal au Conseil général sur la Stratégie énergétique de la Ville de Neuchâtel 2024-2040

La représentation ci-dessous synthétise les aspects précités. Elle prend en outre comme base une utilisation du potentiel solaire en toiture à 95%, ceci pour tenir compte de l'évolution de la technologie, du potentiel des infrastructure ainsi que du potentiel des façades.



Cela dit, il est à relever que les pressions sur le réseau s'exercent de manière différente pour la mobilité électrique et pour la production de chaleur. En effet, les voitures électriques provoquent avant tout un pic de consommation le soir. Cependant, dans la mesure où ces véhicules sont déjà équipés de batteries, ce pic peut facilement être ramené à un niveau acceptable pour le réseau grâce à des mesures, incitatives ou tarifaires, qui peuvent être mises en place dans le cadre légal actuel.

En revanche, la problématique liée à la consommation électrique des pompes à chaleur est différente en ceci que le pic de consommation généré se situe durant la période hivernale, là où la production photovoltaïque et hydraulique est plus faible. La réponse à apporter dépend ainsi notamment des importations, levier sur lequel la Ville de Neuchâtel n'a aucune prise.

En définitive, le réseau électrique devra poursuivre son évolution vers une structure qui soit adaptée à la réalité de la production et de la consommation électrique de demain. Ceci s'effectuera grâce à des investissements conséquents de la part des GRD pour le renforcement du

réseau, mais également par l'implémentation de solutions complémentaires permettant le stockage de l'énergie et la gestion dynamique de la charge du réseau. La Ville continuera d'intégrer les problématiques liées au réseau dans l'ensemble de ses projets et poursuivra sa volonté d'agir de manière exemplaire en implémentant les solutions là où elles sont possibles et efficientes.

Conclusion

Les années à venir seront le cadre d'une évolution importante des pratiques de consommation, de production et de rétribution. En effet, dans la mesure où les propriétaires d'installations photovoltaïques seront moins rétribués pour le courant injecté dans le réseau, une partie croissante de la production sera autoconsommée.

Cette pratique se renforcera à mesure que le stockage et les différents modèles de consommation à l'échelle d'un quartier seront de plus en plus accessibles et financièrement intéressants. La rentabilité d'une installation dépendra plus fortement de la capacité d'un propriétaire d'installation photovoltaïque à trouver des solutions maximisant l'autoconsommation dans le quartier de production.

Le cadre légal fédéral prévoit en outre que les petits producteurs continueront de bénéficier d'un tarif minimal de rachat du courant électrique, ce qui devrait leur permettre de rentabiliser les investissements après une durée moyenne de 8 à 15 années. Cette disposition vise à protéger la nature incitative du système qui permet aux propriétaires de petites installations de pouvoir réaliser les investissements tout en jouissant d'une garantie minimale de rentabilité. Cette condition de rentabilité pour les propriétaires est nécessaire pour que le photovoltaïque reste l'un des piliers de la transition énergétique en Suisse.

En définitive, la rémunération de l'injection photovoltaïque devra être ajustée pour équilibrer la production et la consommation, ce qui implique la capacité du gestionnaire du réseau à pouvoir moduler une petite partie de l'injection photovoltaïque, faute de quoi les tarifs réseau pourraient augmenter considérablement.

Au sujet du renforcement du réseau lui-même, le droit fédéral ne prévoit pas de compétence particulière pour la Ville de Neuchâtel, réduisant ainsi sa capacité d'action en la matière. Néanmoins, notre Conseil reste déterminé à poursuivre le travail avec les GRD, notamment via la

représentation au conseil d'administration de Viteos, pour que les principes édictés dans la LApEI continuent d'être implémentés.

La voie suivie jusqu'ici, à savoir le subventionnement d'installations photovoltaïques, reste une solution efficiente pour atteindre les objectifs climatiques, dans la mesure où elle réduit le coût des investissements, permettant ainsi la réaffectation de l'économie réalisée dans l'installation de batteries. Par ailleurs, les solutions à disposition des services de la Ville continueront à être implémentées là où elles permettent de soulager le réseau de distribution de manière significative, ceci pour poursuivre la concrétisation des ambitions d'exemplarité et d'efficacité portées par notre Conseil.

C'est dans cet esprit que nous vous prions, Monsieur le Président, Mesdames, Messieurs, de prendre acte de la réponse à l'interpellation 26-607.

Neuchâtel, le 26 octobre 2026

AU NOM DU CONSEIL COMMUNAL :

Le président,	Le chancelier,
Jonathan Gretillat	Daniel Veuve