

Public Consultation on the scenarios for the 10-year Federal Development Plans Electricity and Hydrogen

Executive Summary

La Belgique doit planifier, à l'échelle des trois Régions, un déploiement ambitieux mais réaliste des réseaux de chaleur (RdC) pour sécuriser la décarbonation de la chaleur, soulager les réseaux électriques et mobiliser les gisements locaux (chaleur fatale industrielle et des data centers, stations d'épuration, géothermie, biomasse durable, solaire thermique). Les meilleures études européennes (Aalborg/sEEnergies) montrent qu'un taux de couverture par RdC de l'ordre de 48 % en 2050 est techniquement et économiquement atteignable au niveau UE si l'on planifie et priorise correctement les zones denses et les sources locales de chaleur.¹

La directive Efficacité énergétique (EED 2023/1791) impose désormais des **plans chaleur locaux** et des évaluations complètes, ce qui fournit le cadre juridique pour y parvenir.²

Résultat final – Part de la demande de chaleur couverte par des réseaux de chaleur en 2050

Nous proposons ci-dessous trois références ou méthodes pour définir le niveau possible d'ambition sur la pénétration de réseau de chaleur dans la demande de chaleur des trois régions. La première et dernière colonnes sont identiques pour les 3 régions et correspondent respectivement à un taux de croissance de la conversion vers les réseaux, et à l'ambition issue des analyses de REPowerEU. La colonne centrale exprime le potentiel dans trois scénarios (minimum, extended et economic) des plans régionaux détaillés dans la section 6.

Région	Pente limitée de conversion	Plans régionaux (Potentiel)	REPowerEU
Wallonie		15% - 25% - 35 %	
Flandre	Low ³ : 12.5 % Mid ⁴ : 22.5 %	15% - 35% - 55 %	Objectif : 37% Potentiel : 48 %
Bruxelles		15% - 25% - 50 %	

¹ https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/603638943/20231114_REPower_District_Heating_HRE5_Final_V2.pdf

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX%3A32023L1791>

³ Taux de conversion de la France sur les 10 dernières années : 0.5%/an x 25 ans

⁴ Taux progressivement plus haut (0.5% pendant 10 ans, 1% pendant 10 ans, 1.5% pendant 5 ans)

Section 1 : Pourquoi les réseaux de chaleur sont indispensables pour une décarbonation compétitive

Décarboner la chaleur en Belgique suppose d'abord d'accéder à des gisements renouvelables et de récupération aujourd'hui peu utilisés : chaleur fatale industrielle (procédés, incinération), chaleur urbaine (data centers, stations d'épuration), géothermie peu profonde et profonde, solaire thermique de grande taille, ainsi que chaleur ambiante valorisée par des pompes à chaleur de forte puissance. Tous ces gisements sont majoritairement bas-température, diffus ou géographiquement concentrés ; sans infrastructure collective, ils restent difficilement mobilisables à l'échelle d'un quartier ou d'une ville. Les réseaux de chaleur (RdC) sont précisément l'outil qui permet de collecter, relever, transporter et mutualiser ces ressources, puis de les délivrer au meilleur coût dans les zones denses où la demande est continue.

Au niveau européen, les feuilles de route les plus robustes convergent : l'optimisation techno-économique du système chaleur-froid passe par une montée en puissance forte des RdC dans les zones à densité élevée, combinée à l'électrification ciblée via des pompes à chaleur centralisées et à l'intégration de stockages thermiques (journaliers et saisonniers) pour lisser les profils de charge. Cette combinaison réduit les coûts système, maximise la valorisation des ressources locales et accélère la sortie des combustibles fossiles, comme le démontrent REPowerEU/Heat Matters et le programme sEEnergies [2][3]. Pour la Belgique, les travaux Heat Roadmap confirment la logique territoriale : prioriser les pôles urbains et industriels où la densité linéique rend les RdC plus compétitifs que des solutions individuelles dispersées, et où les sources bas-température sont proches des usages [4].

Techniquement, les RdC offrent un levier d'efficacité que ne peuvent égaler des milliers d'unités isolées : les pompes à chaleur de grande taille opérant sur des sources stables (géothermie, eaux usées, eaux de surface, chaleur fatale) atteignent des performances saisonnières supérieures aux machines air-eau individuelles, ce qui abaisse à la fois le coût de production et la puissance électrique appelée par kilowatt de chaleur livrée [7]. En parallèle, la mutualisation des besoins (habitat, tertiaire, eau chaude sanitaire, procédés à basse température) et l'adossement à des stockages (BTES/PTES, réservoirs) permettent de lisser les pointes, d'optimiser la conduite et d'améliorer la factorisation d'utilisation des actifs de production [19].

Du point de vue économique, les analyses coût-bénéfice paneuropéennes montrent qu'affecter les zones à forte densité de demande aux RdC et réserver les zones diffuses à des solutions décentralisées maximise le rapport utilité/coût de la transition ; c'est ce partitionnement optimal, déjà documenté à l'échelle de l'UE et transposable au contexte belge, qui explique les parts de marché cibles des RdC à l'horizon 2050 dans les scénarios de référence [4]. Autrement dit, sans réseau, la Belgique laisserait de côté une part substantielle de ressources locales (fatales et renouvelables) non accessibles bâtiment par bâtiment ; avec des RdC modernes (4^e/5^e génération), ces mêmes ressources deviennent mobilisables, compétitives et pilotables, au bénéfice du consommateur final comme du système énergétique dans son ensemble [2][3][19].

Section 2 : Impact des réseaux de chaleur sur les trajectoires d'électrification

Sans ambition claire favorisant les réseaux de chaleur, les pompes à chaleur aérothermique individuelles passerait d'environ 30% à 78% de couverture de la demande.

Il est possible de démontrer l'intérêt pour le réseau électrique d'intégrer des réseaux de chaleur électrifiés plutôt que des pompes à chaleur individuelles avec deux éléments.

1. Rendement à la pointe

Un réseau permet de combiner plusieurs sources (chaleur fatale, géothermie, grandes PAC, solaire thermique) et de faire fonctionner la production de manière optimisée, notamment en régime stable. Résultat : à puissance thermique égale, la consommation électrique au moment des pointes est plus faible qu'avec une multitude de systèmes décentralisés moins performants.

2. Foisonnement + stockage côté chaleur

Lorsque les consommateurs sont interconnectés par un réseau, leurs pointes de demande ne coïncident pas et s'additionnent moins. Ce foisonnement réduit la pointe de chaleur relative. En y ajoutant un stockage thermique (ballons, puits/bassins), on décale facilement une partie de la demande dans le temps. Comme il est bien plus simple et économique de stocker de la chaleur que de l'électricité, cette combinaison abaisse la pointe électrique à couvrir et limite les renforcements du réseau électrique.

Effet du rendement à la pointe et du recours aux ressources non-électriques

En 2050, les trajectoires techno-économiques européennes indiquent qu'un ordre de grandeur réaliste pour la Belgique est une couverture par réseaux de chaleur d'environ 48 % des besoins de chaleur, valeur issue des travaux Aalborg/REPowerEU. À l'intérieur de ces réseaux, la part de chaleur « basse température/excédentaire » (chaleur fatale, géothermie, solaire thermique, grandes pompes à chaleur, etc.) peut atteindre ~60 % du mix de production ; le solde (~40 %) provient de filières comme la biomasse/biogaz, l'incinération et des appoints chaudières. Le reste du parc demeure en chauffage individuel, largement dominé par les pompes à chaleur selon sEEnergies. Ces repères encadrent le scénario illustratif ci-dessous, calibré pour la Belgique.

- Réseaux de chaleur électrifiés (grandes PAC intégrées au mix « basse T/excédentaire ») ≈ 28,8 % de la demande totale (≈ 60 % de 48 %).
- Réseaux de chaleur non électrifiés (biomasse/biogaz, incinération, chaudières d'appoint, chaleur fatale directe) ≈ 19,2 %.
- Pompes à chaleur individuelles aérothermiques ≈ 30 %.
- Pompes à chaleur individuelles géothermie & assimilées ≈ 10 %.
- Autres technologies non électriques (biomasse individuelle, solaire thermique direct/hybride, cas résiduels) ≈ 12 %.

Opposons deux trajectoires extrême :

- Cas A – décentralisé : 78 % de la demande de chaleur est fournie par des PAC aérothermiques individuelles fonctionnant en hiver à COP = 2,5, 10% par des PAC à haut rendement (géothermique, etc.) à COP = 5 et 12% de la chaleur est non-électrifiée (e.g., biomasse décentralisée)
- Cas B – mix réseau : 30 % via PAC aérothermiques individuelles (COP = 2,5), 10% à haut rendement (COP 5), et 28.8% via un réseau de chaleur alimenté principalement par des PAC centralisées sur source stable (géothermie, eaux usées, chaleur fatale) à COP = 5 [7], complété par les autres gisements bas-carbone (chaleur fatale, solaire thermique, etc.) pour 19.2% en réseau et 12% hors réseau.

Soit P_{th_peak} la puissance thermique de pointe à délivrer (référence commune aux deux cas). La puissance électrique requise s'écrit : $P_{el} = P_{th} / COP$.

Cas A :

$$P_{el,A} = P_{th_peak} \times (0,78 / 2,5 + 0,1 / 5) \\ = \mathbf{0,332} \times P_{th_peak}$$

Cas B :

$$P_{el,B} = P_{th_peak} \times (0,30 / 2,5 + 0,1 / 5 + 0,288 / 5) \\ = \mathbf{0,1976} \times P_{th_peak}$$

Résultat

Le mix réseau (Cas B) abaisse la puissance électrique de pointe d'environ 40 % par rapport au tout décentralisé (Cas A). Autrement dit, moins de transformateurs et moins de renforcement HT/MT à financer pour délivrer la même chaleur.

Effet du foisonnement et l'aide du stockage

Plaçons-nous maintenant à électrification égale et à COP équivalent, pour comparer l'architecture plutôt que la machine. Prenons 100 logements identiques, chacun ayant une pointe de chauffage de 5 kWth. La somme des pointes individuelles serait 500 kWth si tout coïncidait, mais les règles de diversité/foisonnement utilisées en conception (CP1, héritées de DS 439) montrent que la pointe agrégée chute vers ~62 % de cette somme à partir d'un certain nombre d'utilisateurs similaires. On retient donc une pointe thermique agrégée de $0,62 \times 500 = 310$ kWth [16].

Comparons deux architectures avec le même COP (par exemple COP = 3 pour tout le monde). Avec 310 kWth à fournir au même instant, l'appel électrique instantané vaut $P_{el} = P_{th} / COP = 310 / 3 \approx 103$ kWe. Ce résultat est identique que la chaleur soit produite par 100 PAC individuelles ou par une PAC centralisée de quartier. Autrement dit, si l'on ne change rien d'autre, la simple centralisation ne réduit pas mécaniquement la pointe électrique, parce que le foisonnement « côté chaleur » existe déjà dans les deux cas [16].

La différence vient du levier supplémentaire qu'offre le réseau de chaleur : le stockage thermique collectif. Avec une PAC centrale, on peut dimensionner et piloter une seule machine en régime quasi-stationnaire et lisser la demande instantanée via un réservoir (ballon, BTES/PTES). Exemple conservateur : on décide de plafonner la PAC centrale à 75

kWe. À COP = 3, elle délivre 225 kWth en continu. Lors de l'heure de pointe à 310 kWth, il manque 85 kWth. Si la pointe dure 2 heures, il faut 170 kWhth de stockage. Cette énergie se loge dans ~5 m³ d'eau avec un ΔT de 30 K (environ 35 kWhth par m³ et par 30 K). Le résultat est que la pointe électrique passe de ~103 kWe à 75 kWe, **soit une baisse d'environ 27 %**, pour la même chaleur utile livrée et le même COP, uniquement grâce au lissage thermique côté réseau.

Tenter d'obtenir le même écrêtage « côté électricité » avec 100 PAC individuelles impose des dispositifs plus complexes et coûteux (agrégation de flexibilité, effacement, stockage électrique), alors que quelques mètres cubes d'eau chaude en chaufferie de quartier suffisent à déplacer l'appel de puissance dans le temps. En pratique, des réservoirs légèrement plus grands permettent d'écarter plusieurs heures de grand froid, et des stockages saisonniers renforcent encore le lissage. C'est pourquoi, à électrification égale et COP identique, il est plus efficace (et moins coûteux) de « foisonner côté chaleur » et de convertir ce foisonnement en réduction de pointe électrique via un stockage thermique collectif.

Dans l'exemple de tout à l'heure, cela permet donc une réduction de 27% supplémentaires

Cas C :

$$\begin{aligned} P_{el,C} &= P_{th_peak} \times (0,30 / 2,5 + 0,1 / 5 + 0,288 / 5 \times [1-27\%]) \\ &= 0,182 \times P_{th_peak} \end{aligned}$$

Soit une réduction de 46% par rapport au Cas A

Conclusion de la section 2 (illustration)

Le potentiel des réseaux de chaleur permettrait de réduire jusqu'à 46% la pointe de consommation électrique nécessaire à l'approvisionnement en chaleur des consommateurs belges dans les cas illustratifs proposés.

Section 3 : Cadre européen (EED) et déclinaison régionale des plans chaleur

La directive européenne sur l'efficacité énergétique encadre désormais explicitement la planification de la chaleur et du froid. L'ancien article 14 de la directive 2012/27/UE (efficacité en chauffage et refroidissement) a été repris et renforcé dans la refonte 2023/1791. L'article 25 de cette refonte impose aux États membres de réaliser des évaluations complètes chaleur/froid, d'organiser une planification locale, d'identifier les zones où des réseaux de chaleur et de froid « efficaces » sont socio-économiquement pertinents, et d'aligner ces plans avec les contributions nationales et régionales. Le texte précise la méthodologie (analyses coûts-bénéfices, mobilisation de chaleur fatale, intégration des énergies renouvelables et du stockage) ainsi que le suivi et la gouvernance. Objectif opérationnel : orienter les nouveaux projets et les rénovations lourdes vers la solution la plus efficiente au moindre coût système (collectif vs individuel) [1].

Les trois Régions ont engagé cette transposition. En Wallonie, l'évaluation complète publiée en 2024 fournit la cartographie des potentiels, la méthodologie d'analyse coûts-bénéfices et les périmètres où un réseau est compétitif, base pour le futur zonage communal et les appels à projets [14]. À Bruxelles, l'évaluation complète 2024 et le cadre réglementaire associé permettent de prioriser les secteurs denses et de préparer des procédures de concession transparentes, en cohérence avec la définition européenne de réseau « efficace » [15]. En Flandre, la Warmtekaart 2024 met à disposition la cartographie et les analyses technico-économiques nécessaires à la planification locale et au phasage des raccordements à l'horizon 2030–2050 [13].

En pratique, cela signifie que la Belgique dispose désormais, au niveau régional, des outils attendus par l'EED : diagnostics complets, critères homogènes de compétitivité, et un cadre décisionnel qui facilite l'arbitrage entre électrification individuelle et réseaux de chaleur efficaces. À mesure que ces plans locaux seront finalisés, ils fixeront les ambitions par zone, préciseront les gisements à mobiliser (chaleur fatale, géothermie, PAC de grande taille, solaire thermique) et donneront de la visibilité aux investisseurs sur les priorités de raccordement et le calendrier de déploiement.

Section 4 : Les marchés de la chaleur dans les régions

Depuis 2023, les trois Régions ont mis à jour leur cadre juridique pour aligner la planification chaleur-froid et le déploiement des réseaux de chaleur avec la directive EED (art. 25) : évaluations complètes, plans locaux, critères de « réseau efficace », et outils pour orienter les nouveaux projets vers les solutions collectives lorsque c'est compétitif [1].

Wallonie

La Wallonie a structuré un véritable « marché de l'énergie thermique » : un décret-cadre (complété par des arrêtés entre 2022 et 2024) introduit licences d'opérateur et de fournisseur, droits des clients, comptage, transparence tarifaire et règles d'accès au réseau. L'« évaluation complète chaleur & froid » (art. 25) publiée en 2024 identifie les zones où un réseau est socio-économiquement pertinent et fournit la base pour le zonage communal et les futurs appels de projets [14].

Bruxelles-Capitale

L'ordonnance du 6 mai 2021 relative à l'organisation des réseaux d'énergie thermique et à la comptabilisation de l'énergie thermique fixe le cadre spécifique des réseaux de chaleur bruxellois (définitions, droits/obligations, comptage) et prévoit les garanties d'origine pour la chaleur renouvelable (art. 14), complétée par ses arrêtés d'exécution.

L'ordonnance du 7 mars 2024 (CoBrACE) rend effectif le principe « tout électrique renouvelable et/ou raccordement à un réseau de chaleur efficace » : dès le 1er janvier 2025 pour les nouveaux projets, et à partir de 2030 pour les rénovations profondes, sous conditions et dérogations prévues par arrêtés. La Région se dote en parallèle d'un cadastre chaleur-froid et d'une méthode de compétitivité (densité/coût) pour prioriser les périmètres à raccorder et préparer des procédures de concession transparentes [15].

Flandre

Le cadre flamand (Energiedecreet/Energiebesluit) a été renforcé entre 2022 et 2025 : définition et reconnaissance des « warmtenetten » efficaces, exigences d'études de faisabilité pour grands projets, prime de raccordement, et instruments de planification (zonage, servitudes, coordination de voirie). La « Warmtekaart 2024 » fournit la cartographie et les analyses coûts-bénéfices qui étayent les décisions locales et les trajectoires de raccordement à l'horizon 2050 [13].

Section 5 : Comparaison avec nos voisins - enseignements du Danemark, de la France, les Pays-bas et l'Allemagne

Le Danemark illustre ce qu'un cadre de planification locale exigeant peut produire : aujourd'hui, environ 66–68 % des ménages sont raccordés à un réseau de chaleur (ordre de grandeur national). Des périodes de conversion rapide ont été observées autour de ~3 %/an (notamment au milieu des années 1990) [9]. Cette performance s'appuie sur une planification municipale détaillée (zonage chaleur/froid), l'interconnexion de réseaux, des températures d'alimentation en baisse progressive, et un mix dominé par des sources locales (chaleur fatale, grandes pompes à chaleur, biomasse durable). Le résultat est un service fiable, compétitif et de plus en plus décarboné [9].

La France montre qu'un financement public stable, lisible et massif entraîne une dynamique d'investissement soutenue. La part de marché des réseaux se situe autour de 5–6 % de la chaleur, avec un rythme moyen de conversion d'environ ~0,5 %/an sur la dernière décennie, soutenu par le Fonds Chaleur. Le Fonds Chaleur finance chaque année des centaines de kilomètres de réseaux et des milliers d'installations, avec une forte montée en puissance récente (ex. bilan 2024). Ce modèle, assorti d'appels à projets et de procédures de concession transparentes, sécurise les flux d'affaires et l'industrialisation des chantiers, tout en exigeant des niveaux élevés d'énergies renouvelables et de récupération dans le mix des réseaux [12].

Les réseaux de chaleur néerlandais comptent un peu plus de 500 000 raccordements en 2023, soit de l'ordre de 6–7 % du parc résidentiel ($\approx$ 8,2 millions de logements au 1^{er} janvier 2024). La croissance récente est modérée : $\approx$ 11 000 nouveaux raccordements en 2023 et $\approx$ 12 500 en 2024, ce qui correspond à un rythme annuel de conversion d'environ 0,15 % du parc (ordre de grandeur). À l'horizon 2030, les trajectoires nationales évoquent un passage vers $\approx$ 750 000 logements raccordés, et la littérature de référence situe la part de marché des réseaux en 2050 entre ~15 % et 45 % selon les scénarios (densité urbaine, chaleur fatale disponible, gouvernance locale). Ces chiffres confirment un potentiel élevé mais dépendant d'une accélération des raccordements et d'un cadre d'investissement plus robuste pour atteindre la trajectoire.

L'Allemagne compte aujourd'hui ~14–15 % des ménages raccordés à un réseau de chaleur (Fernwärme), pour ~8 % du marché de la chaleur en énergie livrée. La part d'énergies renouvelables et chaleur fatale dans la chaleur de réseau est déjà significative (ordre de grandeur ~30 %+ selon BDEW) et doit monter à ~50 % en 2030, avec un objectif de climat neutralité en 2045. Le rythme récent de conversion reste modéré (~25 000–35 000 nouveaux raccordements/an), alors que l'ambition fédérale évoque ~90 000–110 000/an pour changer d'échelle, soit 0.5% des bâtiments par an. Ces ordres de grandeur confirment un potentiel élevé conditionné par la planification locale (Wärmeplanungsgesetz), des soutiens d'investissement et l'industrialisation des chantiers.

Section 6 : Scenario par Région

Pour chaque Région, nous définissons trois scénarios 2050 (“Minimum”, “Extended”, “Economic potential”) en nous basant exclusivement sur les documents régionaux cités, sans importer d’hypothèses européennes ni de taux nationaux. Les pourcentages expriment la part de la demande de chaleur des bâtiments couverte par des réseaux de chaleur en 2050. “Minimum” retient uniquement les zones à forte densité pour lesquelles les analyses coûts-bénéfices concluent clairement en faveur d’un réseau. “Extended” ajoute les périmètres urbains/tertiaires contigus identifiés comme compétitifs ou phasables dans les cartes et registres. “Economic potential” agrège l’ensemble des zones à VAN positive et, le cas échéant, les périmètres très denses signalés par les rapports, en restant pragmatique (phasage, contraintes de voirie et d’exécution).

Wallonie

Source :

<https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/rapport-complet-potentiel-d-efficacite-en-matier-e-de-chaleur-et-de-froid-2023-1791-eu-art25.pdf?ID=84472>

- Minimum : **15 %** – matérialise uniquement les zones à forte densité linéique où les analyses coût-bénéfice montrent un avantage clair pour un réseau (profils « communes denses », « parc d’immeubles »).
- Extended : **25 %** – ajoute les périmètres urbains/tertiaires contigus identifiés dans la cartographie et les profils « nouveaux quartiers », en ligne avec les potentiels nets et la conclusion récurrente du rapport : les solutions intégrant un réseau sont plus performantes dans les zones denses.
- Economic potential : **35 %** – correspond à une mobilisation large des gisements bas-température (PAC centralisées, chaleur fatale, géo/aquathermie) dans toutes les zones à VAN positive, telle que documentée par l’annexe coût-avantage.

Région Bruxelles-Capitale

Source :

https://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/RAP_20240417_Evaluation_complete_chaleur_froid_RBC.pdf

- Minimum : **15 %** – palier minimal compatible avec les premiers périmètres denses prêts à raccorder (axes UVE/STEP/data centers) issus de l’évaluation complète 2024.
- Extended : **25 %** – scénario où le zonage chaleur/froid et les concessions priorisent les quartiers à très forte densité ; cohérent avec les orientations régionales.
- Economic potential : **50%** - la task-force régionale relève qu’**environ 70 %** de la demande d’énergie en 2050 se situera dans des zones à **très haute densité** théoriquement propices à des réseaux basse température ; on retient donc une cible

opérationnelle plus basse ($\approx 50\%$) pour tenir compte des contraintes de phasage et d'espace public.

Flandre

Source :

https://images.ode.be/2021115144929937_ode-wg-groenewarmte-visietekst-31aug-finaal.pdf

- Minimum : **15 %** – borne basse explicitement citée par ODE : les **warmtenetten** couvrent « 15 à 55 % de la demande résidentielle » à 2050 selon le contexte local.
- Extended : **35 %** – point médian de la fourchette ODE, cohérent avec une généralisation dans les pôles urbains/industriels et les nouveaux quartiers basse température.
- Economic potential : **55 %** – borne haute de la vision ODE pour le résidentiel lorsque les réseaux sont massivement déployés et appuyés par PAC centralisées et chaleur fatale.

Conclusion

La planification conjointe des réseaux de chaleur et des réseaux électriques est désormais indispensable. Les analyses présentées montrent qu'un déploiement ambitieux mais ciblé des réseaux de chaleur, alimentés par des pompes à chaleur centralisées et des gisements locaux (chaleur fatale, géothermie, solaire thermique), permet de réduire fortement la pointe électrique et les besoins de renforcement du transport et de la distribution. À scénario de demande identique, le passage d'un "tout PAC individuelles" à un mix intégrant des réseaux de chaleur électrifiés abaisse la puissance de pointe de l'ordre de 40 %, et jusqu'à environ 46 % lorsque l'on valorise le foisonnement et un stockage thermique simple. Les cadres européens et régionaux sont en place pour organiser cette bascule, et les scénarios « Minimum / Extended / Economic potential » par Région offrent une trajectoire crédible à 2050.

Recommandations opérationnelles

1. Intégrer explicitement, dans les plans fédéraux électricité/hydrogène, des trajectoires de pénétration des réseaux de chaleur par Région (Minimum, Extended, Economic) et en déduire les profils de charge électriques associés.
2. Prioriser les réseaux de chaleur basse/moyenne température avec PAC centralisées à haut COP, couplées à du stockage thermique, dans les zones denses identifiées par les évaluations complètes et les cartes de compétitivité.
3. Caler les investissements de réseau électrique sur la séquence de déploiement des réseaux de chaleur, afin d'éviter des renforcements HT/MT inutiles et de maximiser les gains sur la pointe.
4. Sécuriser l'accès aux gisements locaux (chaleur fatale, eaux usées, géothermie) via des cadres contractuels types et des procédures de concession transparentes.
5. Mettre en place des soutiens d'infrastructure ciblés (canalisations, sous-stations, stockage, raccordement) et des indicateurs de performance partagés pour piloter la montée en puissance.
6. Organiser, avec les Régions, un calendrier commun de zonage chaleur et d'appels à projets, pour donner de la visibilité aux investisseurs et industrialiser les chantiers.

Ce positionnement permet à la Belgique de décarboner sa chaleur au moindre coût système, de soulager durablement ses réseaux électriques et d'accélérer la sortie des combustibles fossiles tout en maîtrisant la facture finale pour les consommateurs.

Bibliographie

#	Référence bibliographique (format auteur-année)	Lien (texte)
1	Union européenne (2023). Directive (UE) 2023/1791 relative à l'efficacité énergétique (refonte).	https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2023/1791/oj/eng
2	Mathiesen, B.V. et al. (2023). Heat matters – The Missing Link in REPowerEU: 2030 District Heating (HRE5), Aalborg University.	https://vbn.aau.dk/files/603638943/20231114_REPower_District_Heating_HRE5_Final_V2.pdf
3	sEEnergies Consortium (2022). D6.3 – Energy Efficiency 2050 Roadmap for Europe.	https://www.seenergies.eu/wp-content/uploads/sites/25/2022/07/sEEnergies-D6.3_roadmap.pdf
4	Paardekooper, S. et al. (2018). Heat Roadmap Belgium – Country Roadmap (HRE4), Aalborg University.	https://vbn.aau.dk/files/287929422/Country_Roadmap_Belgium_20181005.pdf
5	Persson, U., Wiechers, E., Möller, B., Werner, S. (2019). "Heat distribution costs", Energy 184:605–619.	https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544219306097
6	IEA – International Energy Agency (2022). The Future of Heat Pumps.	https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps
7	IEA – International Energy Agency (2022). "How a heat pump works".	https://www.iea.org/reports/the-future-of-heat-pumps/how-a-heat-pump-works
8	Laenen, B. et al. (2018). The Balmatt Demonstration Deep Geothermal Project in Belgium.	https://www.researchgate.net/publication/328327233_The_Balmatt_Demonstration_Deep_Geothermal_Project_in_Belgium
9	Danish Energy Agency (2024). "Heat supply in Denmark".	https://ens.dk/en/supply-and-consumption/heat
10	ADEME (2025). Extension et création de réseaux de chaleur ou de froid (fiche dispositif).	https://agirademe.fr/aides-financieres/2025/extension-et-creation-de-reseaux-de-chaleur-ou-de-froid
11	ATEE / FEDENE (2024). Enquête des réseaux de chaleur et de froid – Présentation chiffres 2024.	https://atee.fr/system/files/2024-12/26.11_Pr%C3%A9sentation_R%C3%A9seaux%20de%20chaleur.pdf
12	Ministère de la Transition écologique (2025). CP "Bilan du Fonds Chaleur 2024".	https://www.ecologie.gouv.fr/presse/bilan-du-fonds-chaleur-2024-plus-1-350-nouvelles-installations-produiront-36twhan-chaleur
13	VEKA – Vlaams Energie- en Klimaagentschap (2024). Warmtekaart 2024 / Rapport "Warmte in Vlaanderen 2024".	https://www.vlaanderen.be/bouwen-wonen-energie/groene-energie/warmtekaart
14	SPW Énergie (2024). Potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid – Art. 25, Directive 2023/1791/UE (RW 2024).	https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/synthese-potentiel-d-efficacite-en-matiere-de-chaleur-et-de-froid-2023-1791-eu-art25.pdf?ID=84473
15	Bruxelles Environnement (2024). Évaluation complète en matière de chaleur et de froid – RBC 2024.	https://document.environnement.brussels/opac_css/elecfile/RAP_20240417_Evaluation_complète_chaleur_froid_RBC.pdf

16	CIBSE (2020). CP1: Heat Networks – Code of Practice for the UK (2020).	https://www.cibse.org/knowledge-research/knowledge-portal/cp1-heat-networks-code-of-practice-for-the-uk-2020-pdf/
17	Dansk Standard (2024). DS 439:2024 – Code of Practice for Water Supply Installations.	https://webshop.ds.dk/en/standard/M377847/ds-439-2024
18	Hot Water Association (2018). Stored DHW in Heat Networks – Design Guide (HWA/DG1).	https://www.hotwater.org.uk/uploads/5B053A7597A5F.pdf
19	JASPERS / EIB (2024). Guide to Decarbonisation of District Heating Systems.	https://jaspers.eib.org/files/library/2024/jaspers-guide-to-decarbonisation-of-district-heating-systems.pdf
20	RAP – Regulatory Assistance Project (2023). Principles for Clean, Efficient and Smart District Heating.	https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2023/11/RAP-Oxenaar-District-heat-policy-principles-11.2023.pdf
21	EnergyVille (2025). PATHS2050 – Main edition 2025: Recommendations.	https://perspective2050.energyville.be/results/main-edition-2025/recommendations
22	Aalborg University / HRE (2018–2025). Heat Roadmap Europe & Peta4 – Pan-European Thermal Atlas.	https://heatroadmap.eu/peta4/