

Étude d'alternatives à la chaufferie Biomasse de Saint Genis Laval

1. État initial actuel

À l'exemple des pays nordiques qui alimentent leurs réseaux de chaleur urbains avec la chaleur récupérée des eaux usées, des rivières et des lacs, nous recherchons une solution pour alimenter le RCU Lyon Sud-Ouest.

À Saint Genis Laval : Une chaufferie est prévue pour fournir 25 KW fournis par la Biomasse et 8 KW par une chaudière gaz.

À la Station d'épuration d'Oullins-Pierre-Bénite (STEP) : la chaleur fatale est valorisée.

La valorisation de la chaleur des **eaux usées** dans la centrale liée à la STEP comprend des **pompes à chaleur à compression d'une puissance totale de 5 MW** dédiées à la valorisation des chaleurs des eaux usées. Par ailleurs, la centrale comprendra aussi **une pompe à chaleur à absorption de 4 MW** (pour valoriser la chaleur de l'incinérateur des boues) et des pompes à compression supplémentaires (≈3 MW) associées elles aussi à l'incinération. Document consultable ou à télécharger depuis ce lien : <https://chauffageurbain.sudouestlyonnais.grandlyon.com/qui-sommes-nous/le-fonctionnement-du-rcu/>

1.1. Contexte

- Nous souhaitons remplacer les 25 KW de chaleur produite par la chaufferie Biomasse de Saint Genis Laval polluante et mal située par une solution alternative basée sur une **meilleure récupération de la chaleur fatale et le méthaniseur des boues prévus à la STEP.**
- Un projet similaire à la ZAC de La Saulaie à Oullins Pierre Bénite permet de **Valoriser l'énergie des eaux usées** du quartier via la *cloacothermie* comme source principale. **Production couplée chaleur + froid** via des pompes à chaleur réversibles. Une **Boucle souterraine d'eau** (~2,5 km) alimente la ZAC . Ce réseau prévoit pour l'instant **~8,5 GWh de chaleur et ~2,5 GWh de froid annuels**, soit une échelle **très locale** (ZAC). Ces valeurs, même si elles sont pertinentes pour un quartier, **restent modestes comparées aux grands réseaux de chaleur urbains (100+ GWh/an).**

1.2. Etude du fonctionnement actuel

- Puissance thermique installée (PAC) : 5 MWth
- La pompe à chaleur valorise la chaleur des eaux usées traitées de la STEP d'Oullins–Pierre-Bénite et permet une production thermique annuelle estimée à 22,5 GWh/an, pour un COP saisonnier estimé à 2,9, correspondant à une consommation électrique annuelle d'environ 7 GWhé.

2. Utilisation d'une PAC de 25 MWth pour remplacer la chaufferie de 2 x 12 KWth de biomasse de Saint Genis Laval

- Remplacement de la PAC actuelle de 5 MWth par une PAC industrielle de puissance thermique équivalente à celle de la Chaufferie Biomasse de St Genis Laval : 25 MWth
-

2.1. Hypothèses de la STEP / eaux usées

- Température eau claire source : 12 à 18 °C (≈ 15 °C moyen)
- Température départ réseau de chaleur : 80 °C départ / 45 °C retour
- Technologie : PAC industrielle NH₃ moderne 25 MWth, 4 500 h/an : compresseurs vis ou centrifuges, échangeurs haute performance.



Pour une

- Efficacité exergetique (η) : 0,58 à 0,65
(valeurs observées sur projets récents 70–90 °C, pas du marketing)
- COP nominal : 3,1 à 3,5 COP médian : 3,37
- SCOP saisonnier : 3,05 à 3,20 ⇒ retenu 3,1
- Puissance électrique absorbée médiane : 7,4 MWe

2.2. Production thermique annuelle

Formule : $E_{th} = P_{th} \times t$

Cas médian 4 500 h, production thermique : 112 500 MWh/an = 112,5 GWh/an

2.3. Consommation électrique associée

Formule : $E_{elec} = COP \times E_{th}$

Cas médian avec 112,5 GWh = 36 GWhé/an

2.4. Résumé PAC 25 MW

Puissance	Prod Thermique	Conso élec	Chaleur récupérée
25 MW	112,5 GWh/an	36 GWh/an	78 GWh/an

2.5. Conclusion

Le remplacement d'une pompe à chaleur de 5 MWth par une **PAC industrielle de 25 MWth** permettrait une **production thermique annuelle de 112,5 GWh/an**, pour un **COP saisonnier estimé à 3,1** correspondant à une consommation électrique d'environ 36 GWhé/an.

3. Utilisation du méthaniseur de la STEP

Récupération de l'ensemble des boues des Stations de Saint Fons et Pierre Bénite qui seront « digérées » par le méthaniseur

Le Biogaz produit alimentera une cogénération produisant à la fois de la chaleur et de l'électricité :

- La chaleur sera injectée dans le RCU,
- L'électricité alimentera la PAC.

1 Données de départ

♦ **Biogaz produit par le méthaniseur de boues**

- **Énergie primaire** : 77 GWh PCI/an selon les prévisions de la Métropole de Lyon - Conseil du 11 décembre 2023 - Délibération n° 2023-2027
- **PCI biogaz** : ~6 kWh/Nm³
- Fonctionnement cogénération : **8 000 h/an**

♦ **Rendements réalistes moteurs biogaz**

(valeurs industrielles éprouvées)

- **Rendement électrique (η_e)** : 40 %
- **Rendement thermique récupérable (η_t)** : 45 %
- Rendement global utile $\approx$ 85 %

2 Quelle cogénération pour consommer 100 % du biogaz ?

On dimensionne à partir de l'énergie primaire du Biogaz.

Électricité produite

$$77 \times 0,40 = 30,8 \text{ GWh}_{\text{elec}}/\text{an}$$

 **Puissance électrique équivalente** : 3,85 MWe

Chaleur récupérée

$$77 \times 0,45 = 34,7 \text{ GWh}_{\text{th}}/\text{an}$$

 **Puissance thermique équivalente** :

$$P_{\text{th}} = 34,7 / 8\,000 = 4,34 \text{ MW}_{\text{th}}$$

Cogénération cohérente

Cogénération $\approx$ 3,8–4,0 MWe + 4,3–4,5 MWth

 **Elle consomme 100 % du biogaz produit.**

3 Est-ce suffisant pour alimenter la PAC de 25 MW ?

♦ Besoins électriques de la PAC 25 MW

Hypothèses déjà validées :

- Production thermique PAC : 112,5 GWh/an
- SCOP NH₃ : $\approx 3,1$

♦ Comparaison directe

Poste	GWh/an
Électricité produite par cogénération	30,8
Besoin PAC 25 MW	36,3

→ Déficit électrique : 5,5 GWh/an

4 Quelle électricité prendre sur le réseau ?

♦ Quantité : 5,5 GWh/an

♦ En proportion

- Couverture PAC par biogaz : 85 %
- Dépendance réseau résiduelle : 15 %

5 Bilan énergétique global



Chaleur

Source	GWh/an
PAC (eaux usées)	112,5
Cogénération biogaz	34,7
Total chaleur	147,2



Électricité

Source	GWh/an
Cogénération biogaz	30,8
Réseau électrique	5,5
Total PAC	≈ 36

Technique

Un gisement de biogaz de **77 GWh PCI/an** permet d'alimenter une cogénération d'environ **4 MWe et 4,4 MWth**, consommant la totalité du biogaz produit.

Énergétique

Cette cogénération couvre **85 % des besoins électriques** d'une pompe à chaleur industrielle de **25 MWth**.

Dépenses opérationnelles (OPEX)

Le complément d'électricité à prélever sur le réseau reste limité à **5,5 GWh/an**, soit environ **15 %** des besoins de la PAC.

6 Conclusion nette

✓ Cogénération optimale : ~4 MWe / 4,5 MWth

✓ Biogaz intégralement valorisé

⚠ Autonomie électrique non totale, mais appoint réseau faible, maîtrisé et économiquement acceptable

4. Adéquation technique avec la STEP d'Oullins-Pierre-Bénite

4.1. Hypothèses thermiques (cohérentes STEP)

- Puissance PAC : 25 MWth
- COP saisonnier : 3,1
- 👉 Puissance thermique prélevée sur l'eau :

$$P_{\text{prélevée}} = 768 / 4500 \approx 17,3 \text{ MW}$$

4.2. Hypothèses hydrauliques

Valeurs usuelles en récupération sur eau claire :

- Chaleur massique de l'eau :
 $c_p = 4,18 \text{ kJ/kg} \cdot \text{°C}$
- Densité : $\approx 1\,000 \text{ kg/m}^3$
- Abaissement de température admissible ($\Delta T = 3 \text{ à } 5 \text{ °C}$) :
 - prudent : 3 °C, courant : 4 °C ou optimisé (encore réaliste) : 5 °C

Débits nécessaires pour 25 MWth

$$\dot{V} = \rho \cdot c_p \cdot \Delta T \cdot P_{\text{source}} \text{ pour un } \Delta T = 4 \text{ °C}$$

$$\dot{V} \approx 1,07 \text{ m}^3/\text{s}, \text{ soit } \approx 3\,640 \text{ m}^3/\text{h}$$

Ordre de grandeur des débits disponibles à la STEP

Pour la STEP d'Oullins–Pierre-Bénite :

- Charge nominale : ~1,2 million EH
- Débit moyen :
 - 10 800 à 18 000 m³/h, soit $\approx 3 \text{ à } 5 \text{ m}^3/\text{s}$

👉 La PAC n'utilise qu'une fraction du débit traité par la STEP (30%).

4.3. Points de vigilance techniques

👉 Le goulot d'étranglement n'est pas hydraulique. Les points clés du projet sont plutôt :

- l'implantation des échangeurs,
 - la redondance hydraulique,
 - la gestion des pointes hivernales,
 - l'optimisation du ΔT pour maximiser le COP.
-

4.3. Conclusion

👉 Conclusion hydraulique claire :

- Pour une production annuelle de **112,5 GWh de chaleur**, la pompe à chaleur industrielle prélève environ **16 à 17 MW thermiques** dans les eaux usées traitées. Avec un abaissement de température limité à **3 à 5 °C**, le débit nécessaire est compris entre **0,8 et 1,3 m³/s**, soit **moins de 30 % du débit moyen traité par la station**, confirmant la **pleine compatibilité hydraulique** de la récupération de chaleur avec le fonctionnement de la STEP.

👉 La STEP permettrait facilement d'utiliser une PAC plus puissante disponible sur le marché

5. Choix d'une ou plusieurs PAC pour 25 MWth

1 Scénarios comparés

Scénario A – PAC unique

- **1 PAC industrielle de 25 MWth**
- 1 ligne hydraulique principale
- 1 chaîne frigorifique « lourde »

Scénario B – PAC modulaires

- Exemples réalistes :
 - **5 × 5 MWth**
 - **4 × 6,25 MWth**
 - **3 × ~8,5 MWth**
 - PACs en parallèle, fonctionnement en cascade
-

2 Fiabilité & continuité de service

PAC unique 25 MW

✗ Point faible majeur :

- panne = **perte de 100 % de la puissance**
- maintenance lourde → arrêt prolongé
- dépendance forte à un compresseur critique

✓ possible uniquement si :

- appoint très robuste (chaufferie gaz/biomasse),
- arrêt réseau acceptable temporairement.

PAC modulaires

✓ Avantage clé :

- panne d'un module = perte partielle seulement

Exemple 5 × 5 MW :

- 1 module à l'arrêt → **20 MW encore disponibles**
- soit **80 % de la puissance maintenue**

👉 **continuité de service assurée**, surtout pour un réseau urbain.

3 Disponibilité annuelle (ordre de grandeur)

Configuration	Disponibilité typique
1 × 25 MW	95–97 %
PAC modulaires	98,5–99,5 %

La modularité **augmente fortement l'énergie réellement livrée** sur l'année.

4 Exploitabilité & maintenance

PAC unique

- maintenance **complexe et longue**
- pièces spécifiques (délai)
- intervention souvent en arrêt complet

PAC modulaires

- maintenance **en charge partielle**
- rotation des modules
- accès plus simple, pièces standardisées

👉 gros gain pour l'exploitant.

5 Performance saisonnière (COP réel)

PAC unique

- fonctionne souvent en **charge partielle** → COP dégradé
- moins de flexibilité thermique

PAC modulaires

- fonctionnement **proche du point optimal**
- démarrage progressif et by-pass d'une ou plusieurs PAC selon besoin
- meilleur **COP saisonnier global**

Gain typique :

- **+5 à +10 % sur le SCOP** à l'échelle annuelle.
-

6 Intégration hydraulique

Critère	PAC unique	PAC modulaires
Débit instantané	élevé (jusqu'à 1,4 m³/s)	réparti
Pertes de charge	élevées	plus faibles
Flexibilité	faible	très bonne
Échangeurs	très grands	plus compacts

Synthèse comparative

Critère	1 × 25 MW	Plusieurs modules
Fiabilité	✗	✓✓
Redondance	✗	✓
Disponibilité	moyenne	très élevée
Maintenance	lourde	souple
COP annuel	correct	meilleur
Sécurité réseau	faible	élevée
CAPEX	moins chers (−5 à −10 %)	
OPEX		moins chers sur la durée

7 Conclusion (niveau ingénierie)

👉 Pour une STEP alimentant un **réseau de chaleur urbain**, la **solution modulaire** est très **largement préférable**.

Configuration « idéale » :

- 5 × 5 MWth

avec :

- fonctionnement en **cascade**
 - possibilité d'**arrêt complet d'un module sans impact réseau**
-

8 Conclusion

La comparaison entre une pompe à chaleur unique de 25 MWth et une solution modulaire montre que la configuration multi-modules présente des avantages déterminants en termes de **fiabilité, redondance, disponibilité et exploitabilité**.

La perte de puissance en cas d'indisponibilité est limitée, la maintenance peut être réalisée sans arrêt complet et le fonctionnement en cascade permet un **meilleur COP saisonnier**.

Dans le cadre d'un réseau de chaleur urbain, la solution modulaire constitue l'option techniquement et économiquement la plus robuste.

6. Choix d'un fabricant pour une ou plusieurs PAC

Revue réaliste des PAC industrielles réellement utilisables pour atteindre 25 MWth, en mono-machine ou en configuration modulaire, compatibles récupération de chaleur sur eaux usées et réseaux de chaleur.

1 Exigences techniques de départ (rappel)

- **Source** : eau claire 10–20 °C
 - **Départ réseau** : 80 °C
 - **Puissance totale** : 25 MWth
 - **Fonctionnement** : base réseau, forte disponibilité
 - **Réfrigérant** : NH₃, HFO, CO₂ ou HFC selon stratégie réglementaire
-

2 Fabricants industriels réellement adaptés

♦ MAN Energy Solutions

Leader mondial PAC >10 MW

- **Technologie** : compresseurs centrifuges ou à vis, réfrigérant NH₃
- **Puissance unitaire** : jusqu'à 50 MWth par machine

- **Température départ** : 70–90 °C

👉 **Options possibles :**

- **1 × 25 MW** (mono-machine)
- **2 × 12,5 MW**
- **5 × 5 MW**

✓ Ultra-robuste

✗ CAPEX élevé, expertise exploitation requise

♦ **Johnson Controls (YORK)**

Très utilisée en réseaux de chaleur européens.

- **Technologie** : PAC centrifuge, NH₃ ou HFO
- **Puissance unitaire** : 5 à 15 MWth
- **Température** : jusqu'à 85 °C

👉 **Configurations typiques :**

- **3 × 8–9 MW**
- **5 × 5 MW**

✓ Très bon compromis modularité / fiabilité

✓ Excellente automatisation cascade

♦ **GEA Group**

Référence STEP / chaleur fatale.

- **Technologie** : compresseurs à vis NH₃
- **Puissance unitaire** : 3 à 10 MWth
- **Température** : 70–85 °C

👉 **Idéal en modulaire :**

- **4 × 6 MW**
- **5 × 5 MW**

✓ Très bon rendement à charge partielle

✓ Équipements bien connus des exploitants STEP

♦ **Viking Heat Engines**

Spécialiste **PAC haute température**.

- **Technologie** : compresseurs à vis, HFO
- **Puissance unitaire** : 4 à 10 MW
- **Température** : jusqu'à **100 °C**

- 👉 intéressant si :
- réseau HT
 - besoins futurs >80 °C

♦ **Mayekawa (MYCOM)**

Très implanté en PAC eau/eau industrielles.

- **Technologie** : NH₃
- **Puissance unitaire** : 3 à 8 MW
- **Température** : 70–85 °C

👉 **Configurations typiques :**

- 4 × 6 MW
- 5 × 5 MW

- ✓ Excellent historique fiabilité
 - ✓ Bonne tolérance eaux chargées (avec échangeur intermédiaire)
-

3 Comparaison synthétique

Fabricant	Mono-PAC 25 MW	Modulaire	Réfrigérant
MAN	✓	✓	NH ₃
Johnson Controls	✗	✓	NH ₃ / HFO
GEA	✗	✓	NH ₃
Viking	✗	✓	HFO
Mayekawa	✗	✓	NH ₃

👉 **En pratique :**

- **Mono-PAC 25 MW** → quasi exclusivement **MAN**
 - **Solution recommandée** → **PAC modulaires NH₃** (GEA / JC / Mayekawa)
-

4 Configuration recommandée (STEP + réseau urbain)

💡 **Meilleur compromis technique**

👉 **5 × 5 MWth NH₃**

- redondance N-1
- maintenance en charge
- COP annuel optimisé
- adaptation débit eaux usées

Fabricants typiques :

- GEA
 - Johnson Controls
 - Mayekawa
-

5 Rapport

La production de 25 MWth par valorisation de chaleur des eaux usées peut être assurée soit par une pompe à chaleur industrielle unique de grande puissance, soit par une configuration modulaire.

Les équipements disponibles sur le marché (MAN Energy Solutions, Johnson Controls, GEA, Mayekawa) permettent des puissances unitaires de 5 à 10 MWth avec des températures de sortie jusqu'à 80–90 °C.

Dans une logique de fiabilité, de redondance et d'optimisation du COP saisonnier, une configuration modulaire de type **5 × 5 MWth** utilisant un réfrigérant naturel (NH₃) est recommandée pour un réseau de chaleur urbain.

6 Choix du liquide réfrigérant

Voici une **comparaison technique ciblée** des réfrigérants NH₃ (ammoniac), HFO (ex. R1234ze/R1234yf), CO₂ (R744) et isobutane (R600a) pour **une PAC industrielle de ~25 MWth** valorisant la chaleur des eaux usées (source ≈ 15 °C → réseau ≈ 70 °C) pour un projet STEP / réseau urbain.

Critères utilisés

- capacité unitaire et scalabilité (≥25 MW)
- performance / COP à 80 °C
- pressions / contraintes mécaniques
- sécurité humaine / environnement (toxicité / inflammabilité / GWP)
- réglementation & exploitabilité en milieu urbain
- maturité industrielle / fournisseurs

Ammoniac — NH₃ (R717)

Forces

- Excellente performance énergétique et rendement → **meilleur COP** pour hautes températures parmi les naturels ; bon choix pour 70-90 °C.
- Machines industrielles disponibles en très grande puissance (unités >10–25 MW) — facile d'atteindre 25 MW en mono-machine ou modulable.
- GWP = 0 (**pas de contribution au réchauffement direct**).

Limites / risques

- **Toxicité et odeur** : risque pour le personnel / voisinage → fortes obligations sécurité (détection, ventilation, procédures) et souvent réglementation PSM / RMP.
- Nécessité d'un **échangeur intermédiaire/fluide caloporteur** entre eau usée et circuit NH₃ pour éviter fugues / corrosion.
- Maintenance et compétences spécialisées requises.

Conclusion pratique

- Excellent choix technique et économique si la maîtrise des risques est possible (site industriel, distances, procédures, échangeur intermédiaire).

HFO (ex. R1234ze, R1234yf — fluides de la famille HFO)

Forces

- **Faible GWP** comparé aux HFC classiques ; moins toxique que NH₃ et non corrosif.
- Certaines formulations (R1234ze(E)) montrent de bonnes performances pour applications haute température et sont étudiées pour HTHP.

Limites / risques

- **Puissance unitaire limitée** : fabricant propose typiquement machines modérées (souvent <10–12 MW par module) — plausible en modulaire mais pas toujours en mono-machine 25 MW sans architecture spécifique.
- **COP** légèrement inférieur à NH₃ dans les mêmes conditions (et dépend fortement du compresseur / entraînement).
- Coût du fluide et disponibilité / compatibilité matérielle (huile, joints) à vérifier.

Conclusion pratique

- **Bonne alternative modulaire** si on veut éviter toxicité NH₃ et rester RSW-compatible ; conciliable pour 25 MW avec 3–6 modules mais avec léger penalty COP.

CO₂ — R744 (transcritique)

Forces

- **GWP très bas (≈1)**, réfrigérant naturel, excellente conductivité thermique et volumétrie (compresseurs compacts).
- Beaucoup d'expériences sur récupération de chaleur et chauffe-eau à températures élevées (transcritique) : potentiellement bon pour production d'eau chaude jusqu'à 65–90 °C selon architecture.

Limites / risques

- **Pressions très élevées** en transcritique → composants, tuyauterie et compresseurs dimensionnés pour haute pression (coûts CAPEX supérieurs).
- Le rendement (COP) peut être bon mais **sensible aux conditions ambiantes** et au réglage (nécessité d'optimisation – échangeur gaz-refroidi, ejecteurs éventuels).

- Pour de très grosses puissances unitaires (25 MW) la technologie existe mais l'ingénierie devient plus complexe (souvent cascade HFO/CO₂ ou multi-étages).

Conclusion pratique

- Intéressant pour politique climatique mais **techniquement plus exigeant** (pression & optimisation). Bon choix si on maîtrise l'architecture transcritique et le CAPEX n'est pas limitant.

Isobutane — R600a (hydrocarbure)

Forces

- Très bon comportement thermodynamique pour de petites machines, faible pression, bon COP dans les petits systèmes.

Limites / risques

- **Inflammabilité élevée (HC)** → réglementation très restrictive en milieu urbain et limitation de charge (quantité) → **impossible/peu adapté pour 25 MW en mono-machine** ; les unités industrielles de cette puissance avec R600a ne sont pas pratiques.
- Sécurité majeure (zones ATEX, ventilation, détection) → coûteux et impraticable sur une STEP urbaine.

Conclusion pratique

- **Non recommandé** pour ce projet (trop inflammable, limite de charge, pas d'unités industrielles compacts de 25 MW).

Table synthétique (points clés)

Critère / Fluide	NH ₃	HFO (R1234ze/ yf)	CO ₂ (R744)	Isobutane (R600a)
COP à 80 °C	Très bon	Bon / légèrement + faible	Bon si bien conçu (transcritique)	Bon mais applications petites
Puissance unitaire	✓ machines >25 MW disponibles	✓ en modules (10–12 MW)	✓ mais engineering complexe	✗ limité (sécurité)
Sécurité (tox./flamm.)	Toxicité → mesures strictes.	Faible toxicité, faible inflammabilité	Non toxique, non inflammable	Inflammable – restrictions fortes.
GWP	0	très bas (selon HFO)	~1 (très bas)	négligeable (hydrocarbure)
Maturité industrielle	Très élevée	Bonne en modules	Bonne (transcritique acquis)	Usage limité industriel
Coût CAPEX	Moyen	plus élevé fluide + compresseur	CAPEX élevé (pression)	Bas mais contraintes

Recommandation pour STEP (Oullins–Pierre-Bénite)

eaux usées → réseau 80 °C

1. **Option recommandée (prioritaire) : solution modulaire NH₃ (ex. 5 × 5 MW)** avec échangeur intermédiaire eau-eau (secondary loop), détection NH₃, confinement et procédures PSM/maintenance. Raison : **meilleur COP global, machines industrielles adaptées, coûts opérationnels avantageux.**
 2. **Option alternative (si préférence sécurité / voisinage / contraintes NH₃) : HFO modulaire** (R1234ze ou mélange optimisé) en 3–6 modules — moins toxique, bon pour HT mais **léger penalty COP** et coût fluide. À étudier si les contraintes d'installation rendent NH₃ inacceptable.
 3. **Option possible mais exigeante : CO₂ transcritique** — retenue si priorité GWP = 1, et si budget CAPEX + ingénierie pour haute pression est disponible. Potentiellement en cascade (HFO + CO₂) pour optimiser COP et pressions.
 4. **À éviter : Isobutane (R600a)** pour cette échelle (>25 MW) et ce contexte urbain — risques inflammabilité et limites réglementaires en font une mauvaise option.
-

Points d'ingénierie à prévoir quel que soit le choix

- **Échangeur intermédiaire** eau usée ↔ caloporteur propre (protéger circuit réfrigérant).
 - **Stratégie N-1 / modularité** pour maintenance et disponibilité.
 - **Étude ATEX / PSM / RMP** selon fluide.
 - **Optimisation SCOP** (pilotage en cascade, variateurs, by-pass) pour maximiser COP annuel.
-

Rapport

Pour une PAC 25 MWth visant ~80 °C depuis des eaux usées (~15 °C), l'ammoniac (NH₃) est souvent le meilleur compromis performance / coût / disponibilité à l'échelle industrielle — à condition d'intégrer des **mesures de sécurité fortes** (échangeur intermédiaire, confinement, procédures PSM) ; les HFO sont une alternative pour réduire toxicité/odorat mais au coût COP/complexité légèrement moindre ; le CO₂ est intéressant (faible GWP) mais impose une architecture transcritique spécifique et pressions très élevées ; l'isobutane est écarté pour cette échelle urbaine (trop inflammable et limité en puissance/unité).

7. Cahier Des Charges pour PAC industrielles à l'ammoniac

La production de chaleur par pompe à chaleur industrielle utilisera comme fluide frigorigène **l'ammoniac (NH₃, R717)**. Les équipements seront conçus pour une **puissance thermique installée totale de l'ordre de 25 MWth**, préférentiellement sous forme **modulaire** afin d'assurer la redondance et la continuité de service du réseau de chaleur.

Sécurité et maîtrise des risques

L'installation devra respecter l'ensemble des exigences réglementaires applicables aux installations frigorifiques à l'ammoniac et aux équipements sous pression. La conception intégrera impérativement :

- un **confinement complet du circuit NH₃** dans des locaux techniques dédiés, ventilés et inaccessibles au public ;
- un **système de détection NH₃ redondant**, avec seuils d'alarme gradués (pré-alarme, alarme) et transmission vers la supervision et les services d'exploitation ;
- une **ventilation mécanique de sécurité** dimensionnée pour l'extraction rapide des fuites accidentelles, avec rejet en toiture ou zone dégagée ;
- des **dispositifs de coupure automatique** (arrêt compresseurs, isolement hydraulique) en cas de détection de fuite ;
- des **soupapes de sûreté** raccordées à un système d'évacuation sécurisé ;
- une signalisation, des procédures d'exploitation et un plan d'intervention adaptés à l'utilisation du NH₃, incluant la formation spécifique du personnel.

Échangeurs et séparation hydraulique

Afin de garantir la sécurité, la fiabilité et la pérennité des installations, la récupération de chaleur sur les eaux usées traitées sera réalisée au moyen d'un **échangeur intermédiaire eau-eau**, assurant une **séparation physique totale** entre le circuit des eaux usées et le circuit frigorifique à l'ammoniac.

Les échangeurs seront :

- dimensionnés pour la puissance nominale avec une **chute de température de l'ordre de 4 à 5 °C** côté eaux usées ;
- conçus pour limiter l'encrassement (matériaux adaptés, accessibilité pour nettoyage, by-pass)
- équipés de dispositifs de filtration et de protection contre les corps étrangers ;
- installés de manière à permettre la **maintenance sans arrêt complet de l'installation**, notamment en configuration modulaire.

La conception hydraulique globale devra limiter les pertes de charge, permettre la modulation de puissance et assurer le respect des températures minimales de rejet des eaux traitées.

Exigences de performances

Les pompes à chaleur industrielles à l'ammoniac (NH_3) devront assurer une **production thermique utile totale de l'ordre de 25 MWth**, destinée à l'alimentation du réseau de chaleur urbain. Les performances exigées s'entendent en **fonctionnement réel saisonnier**, incluant les phases de charge partielle, de démarrage et d'arrêt.

Performance énergétique

Les équipements devront garantir :

- un **COP instantané minimal $\geq 3,2$** au point nominal de fonctionnement, défini pour une température de source issue des eaux usées traitées de **15 °C** et une température de départ réseau de **80 °C** ;
- un **COP saisonnier (SCOP) minimal $\geq 3,1$** calculé sur la base des conditions réelles d'exploitation annuelles ;
- une conception permettant un **fonctionnement optimisé à charge partielle**, notamment par la modulation de puissance des compresseurs et la gestion en cascade des modules.

La solution retenue devra viser une **valorisation maximale de la chaleur fatale**, la part de l'énergie thermique récupérée sur les eaux usées devant représenter **au minimum 70 % de l'énergie thermique produite**, le solde étant apporté par l'énergie électrique des compresseurs.

Rendement global et production annuelle

La conception des installations devra permettre :

- une **production thermique annuelle attendue comprise entre 100 et 125 GWh/an**, selon le régime d'exploitation, pour une durée de fonctionnement cible de **4 000 à 5 000 heures équivalentes pleine puissance par an** ;
 - une consommation électrique associée optimisée, cohérente avec les COP exigés, de l'ordre de **36 GWhé/an** ;
 - un rendement global stable sur la durée de vie des équipements, incluant les effets d'encrassement, de vieillissement et de maintenance.
-

Disponibilité et continuité de service

Les pompes à chaleur devront être conçues et installées de manière à garantir :

- une **disponibilité annuelle minimale ≥ 98 %** de la puissance installée ;
- une **redondance fonctionnelle** permettant le maintien d'une production partielle en cas d'indisponibilité d'un module ;
- la possibilité de réaliser les opérations de maintenance préventive et corrective **sans arrêt complet de la production**, en coordination avec les moyens d'appoint du réseau de chaleur.

Les automatismes et systèmes de supervision devront assurer une gestion intelligente des priorités de fonctionnement, visant à maximiser la disponibilité, la performance énergétique et la durée de vie des équipements.

Garantie de performances

Le titulaire devra fournir, en phase conception puis réception, les **notes de calcul, courbes de performance et engagements contractuels** permettant de justifier le respect des COP, rendements et niveaux de disponibilité exigés. Des **essais de performance en conditions réelles** pourront être requis lors de la mise en service.

8. Estimation des coûts 💰

1 Dépense d'investissement (CAPEX) totale

8.1. PAC industrielle 25 MWth (5 modules)

Poste	CAPEX
5 PAC NH ₃ (compresseurs, échangeurs, skid)	15 – 18 M€
Génie civil, locaux, sécurité NH ₃	3 – 4 M€
Hydraulique, échangeurs STEP, raccords	3 – 4 M€
Électricité, automatismes, supervision	1,5 – 2,0 M€
Sous-total PAC	≈ 23 – 28 M€

8.2. Cogénération biogaz

Poste	CAPEX
Moteurs biogaz (4,5–5 MWe)	6 – 8 M€
Récupération chaleur, échangeurs	1 – 1,5 M€
Bâtiment, ventilation, acoustique	1 – 1,5 M€
Raccordement électrique / thermique	0,8 – 1,2 M€
Sous-total cogénération	≈ 9 – 12 M€

8.3. Études, MOE, imprévus

- Études, maîtrise d'œuvre, essais, contingences : ≈ 10–12 %

👉 ≈ 3 – 4 M€

♦ **CAPEX brut total** ≈ 35 à 44 M€

2 Subventions mobilisables (ordre réaliste)

Dispositif	Montant
ADEME – Fonds Chaleur (PAC + chaleur biogaz)	6 – 9 M€
ADEME – biogaz / cogénération	2 – 4 M€
CEE	2 – 3 M€
Total aides	≈ 10 – 16 M€

♦ **CAPEX net (reste à charge) ≈ 22 à 30 M€**

3 Dépenses opérationnelles (OPEX) annuelles

♦ Hypothèses clés

- Production chaleur totale réseau : ≈ **160–170 GWh/an**
- Électricité PAC : ≈ **36 GWh/an**
- Électricité cogénération : **36–40 GWh/an** → **autoconsommée**
- Achat électricité résiduel : **faible (0–5 GWh/an)**

♦ Détail OPEX annuel

Poste	OPEX
Achat électricité résiduel	0 – 0,4 M€
Maintenance PAC (≈ 1,5 % CAPEX PAC)	0,4 – 0,5 M€
Maintenance cogénération	0,6 – 0,8 M€
Exploitation / personnel / supervision	0,4 – 0,6 M€
Consommables, assurances	0,2 – 0,3 M€
OPEX total annuel	≈ 1,8 – 2,6 M€/an

♦ **OPEX net reste à charge ≈ 1,8 à 2,6 M€ - valeur médiane : 2,4 M€**

4 Indicateurs économiques clés

Chaleur

Source	GWh/an
PAC (eaux usées)	112,5
Cogénération biogaz	34,7
Total chaleur	147,2

Électricité

Source	GWh/an
Cogénération biogaz	30,8
Réseau électrique	5,5
Total PAC	≈ 36

Technique

Un gisement de biogaz de **77 GWh PCI/an** permet d'alimenter une cogénération d'environ **4 MWe et 4,4 MWth**, consommant la totalité du biogaz produit.

Énergétique

Cette cogénération couvre **85 % des besoins électriques** d'une pompe à chaleur industrielle de **25 MWth**.

Le complément d'électricité à prélever sur le réseau reste limité à **5,5GWh/an**, soit environ **15 %** des besoins de la PAC.

♦ Coût de la chaleur produite (ordre de grandeur)

- **Chaleur livrée** : 147,2 GWh/an
- **OPEX/MWh** : $\approx 16 \text{ €/MWh}$

9. Estimation de prix pour la chaufferie biomasse Solev :

Nous ne disposons pas du coût estimé par Solev, aussi nous avons procédé à une évaluation :

👉 **CAPEX brut** : Fourchette réaliste et défendable : **38 → 55 M€ HT**

(valeur centrale indicative : $\approx 45 \text{ M€ HT}$)

Remarque : la fourchette est volontairement large parce que :

- la contrainte urbaine (site à 10–100 m d'habitations / école) augmente les prescriptions environnementales (dépoussiérage, filtration, cheminées hautes, étude acoustique), ce qui tend à **faire monter** le coût ;
- l'intégration d'équipements complémentaires (panneaux PV, grandes zones de stockage, systèmes avancés de surveillance) peut aussi **augmenter** l'investissement.

👉 **Subventions** :

sur la fourchette CAPEX ci-dessus, il **reste à charge pour l'opérateur** $\approx 30 \text{ à } 45 \text{ M€ HT}$.

(CAPEX net, valeur centrale indicative : $\approx 37 \text{ M€ HT}$)

👉 **OPEX annuel**

Estimation Maintenance & exploitation chaufferie bois + gaz de Saint Genis Laval avec un Scénario médian (5 000 h, biomasse 18 €/MWh_input, maint 4 %, personnel 0,4 M€, cendres 0,5 €/MWh)

Total OPEX $\approx 5,86 \text{ M€/an}$

10. Conclusion

Derrière le méthaniseur la solution combinant **une pompe à chaleur industrielle de 25 MWth en 5 modules** et **une cogénération biogaz de 12 MWth** représente un investissement net de l'ordre de **22 à 30 M€**, pour un coût d'exploitation annuel estimé entre **1,8 et 2,6 M€**, soit un coût de chaleur particulièrement compétitif et une quasi-autonomie énergétique du pôle STEP.

Cette synergie améliore fortement le rendement global du système et réduit significativement le coût complet de la chaleur produite et porte la production thermique totale injectée dans le réseau à **147 GWh/an, soit une quantité de chaleur équivalente, voire légèrement supérieure à ce qui est prévu dans le projet de chaudière biomasse de Saint Genis Laval (140 GWh) pour un coût et une maintenance inférieurs et avec les avantages suivants :**

- ✓ Énergie locale et renouvelable
- ✓ STEP quasi autonome énergétiquement
- ✓ Réduction du coût de traitement des boues (plus besoin de l'incinérateur)
- ✓ Forte réduction des émissions CO₂
- ✓ Pas d'émission de fumées, de particules fines, de NOx, de COV, de HAP, ...
- ✓ Site industriel loin des écoles, hôpitaux, EHPAD, habitations, ...
- ✓ Pas de balai de camions
- ✓ Coût de chaleur très compétitif
- ✓ Projet hautement subventionnable (ADEME + CEE)
- ✓ Coût d'installation moins onéreux
- ✓ Coût d'exploitation 2 fois moindre
- ✓ Robustesse économique avec :
 - **Autonomie électrique à 85 %**
 - Très faible sensibilité au prix de l'électricité avec seulement 15 % de l'électricité achetée
 - Dépendance quasi nulle aux combustibles externes
 - **Chaleur très compétitive (< 16 €/MWh en OPEX)**
 - Très haute valorisation énergétique,
 - Aucune contrainte hydraulique supplémentaire sur la STEP
 - Forte résilience long terme
 - CO₂ évité maximal.