



DOSSIER DE CREATION DE ZAC

CHARENTON-BERCY

Charenton-le-Pont (94)

3. Etude d'impact – Annexe 4 : Etude des Energies Renouvelables



BOUYGUES IMMOBILIER

Projet d'aménagement de la ZAC Charenton-
Bercy

Etude de valorisation du potentiel en énergies renouvelables et de récupération (ENR)

Rapport

Réf : CICEIF190645 / RICEIF00818-3

AUME / EDL / DCO

4/12/2019



BOUYGUES IMMOBILIER

Projet d'aménagement de la ZAC Charenton-Bercy de la ZAC Charenton-Bercy

Etude de valorisation du potentiel en énergies renouvelables et de récupération (ENR)

Ce rapport a été rédigé avec la collaboration de :

Objet de l'indice	Date	Indice	Rédaction Nom / signature	Vérification Nom / signature	Validation Nom / signature
Rapport provisoire	03/07/19	01	A.MERCIER	E.LECOMPTE	D.COUELLE
Rapport complet	25/09/19	01	A.MERCIER	E.LECOMPTE	D.COUELLE
Rapport révisé	19/11/19	02	A.MERCIER	E.LECOMPTE	D.COUELLE
Rapport définitif	04/11/19	03	A.MERCIER	E.LECOMPTE	D.COUELLE

Numéro de contrat / de rapport :	Réf : CICEIF190645 / RICEIF00818-3
Numéro d'affaire :	A47669
Domaine technique :	ER07
Mots clé du thésaurus	ENERGIES RENOUVELABLES

BURGEAP Activité ICE • 143, avenue de Verdun – 92442 Issy-les-Moulineaux CEDEX

Tél. 33 (0) 1 46 10 25 70

e.lecompte@groupeginger.com

Résumé non technique à l'attention des décideurs

La présente étude a pour objet d'étudier la faisabilité du potentiel de développement en énergies renouvelables du projet d'aménagement du futur quartier Charenton-Bercy, mené par Bouygues Immobilier UrbanEra, sur la commune de Charenton-Le-Pont. Elle répond également à l'obligation réglementaire issue de l'article L300-1 du code de l'Urbanisme, qui prévoit qu'une telle étude accompagne tout projet d'aménagement soumis à étude d'impact.

L'opération d'aménagement prévoit la construction d'environ 400 000 m² de surface de plancher, constitués de logements, bureaux, hôtels, commerces et services.

- Logements : 27 % ;
- Bureaux : 48 % ;
- Commerces et services : 11 % ;
- Equipements : 3 % ;
- Et 12 % pour une tour de 60 étages au nord du projet essentiellement répartis entre logements et hôtels.

Le premier volet de l'étude présente le diagnostic énergétique. Le second volet présente la préfaisabilité dans lequel les scénarios énergétiques retenus sont étudiés.

- **Le volet diagnostic** comprend :
 - L'analyse des besoins en énergie. L'analyse est faite en considérant les différents postes de consommation pour chaque usage : les besoins en chaud et froid sont estimés à 15 300 MWh/an, l'électricité spécifique (éclairage, ventilation) est estimée à 4 700 MWh/an. L'électricité non spécifique est considérée et estimée à 16 000 MWh/an. L'électricité liée à la recharge de véhicule électrique est évaluée à 25 000 MWh/an suivant des critères exposés.
 - Une analyse du potentiel en énergies renouvelables du site, qui a permis d'identifier la pertinence de la géothermie, de l'aérothermie, de la biomasse et du solaire photovoltaïque.
- **Le volet préfaisabilité**, compare trois scénarios « renouvelables » avec un scénario de référence, selon des critères techniques, économiques et environnementaux :
 - **Scénario EnR 1** : recours à un réseau de chaleur alimenté par de la géothermie basse énergie avec un forage à la nappe du Dogger. Le besoin en froid est produit de façon décentralisée en pied d'immeuble par des groupes froid.
 - **Scénario EnR 2** : recours à un réseaux 4 tubes (boucle chaude et boucle froid) ou un réseau à boucle d'eau tempérée (2 tubes). De la géothermie de très basse énergie sur sondes alimente en chaud et/ou en froid les réseaux. Des chaudières biomasses participent également à la production de chaleur. L'appoint et le secours sont assurés par un raccordement aux réseaux de CPCU et de Climespace.
 - **Scénario EnR 3** : c'est une version simplifiée du scénario EnR 2 visant à réduire l'investissement et le coût de l'énergie mais mobilisant légèrement moins les énergies renouvelables. Le champ de sondes géothermiques reste dimensionné comme dans le scénario EnR 2, en revanche les chaudières biomasses sont supprimées, l'appoint et le secours sont toujours assurés par le réseau CPCU pour le chaud. Pour la couverture du besoin en froid, des groupes froid assurent le complément de la géothermie et le raccordement au réseau Climespace n'est plus considéré.

Ces trois scénarios sont comparés avec le scénario de référence :

- **Scénario ref** : recours à deux réseaux, un réseau chaud et un réseau froid, pour distribuer l'énergie dans le quartier. Ces réseaux sont raccordés aux réseaux de CPCU et Climespace pour importer l'intégralité du besoin en énergie.

En parallèle un **scénario photovoltaïque** étudie la faisabilité technique d'installations photovoltaïques en toiture et leur rentabilité suivant une valorisation en autoconsommation.

L'étude conduit aux principaux résultats suivants :

- **Le scénario de référence** permet de proposer aux usagers une énergie à :
 - environ 90 €/MWh pour le chaud en coût global TTC
 - environ 225 €/MWh pour le froid en coût global TTC

La mise en place du scénario de référence implique un **investissement total de 8,9 M€** (hors frais de financement).

Le scénario de référence permet de couvrir 29 % de la consommation du projet avec des EnR, selon le périmètre de la RT (besoins en chauffage, en ECS, en froid, et en électricité réglementaire ; les besoins liés à l'électricité non réglementaire, la mobilité électrique et à l'espace publique ne sont pas comptabilisés).

Le scénario référence est celui qui permet de mobiliser l'espace foncier le plus faible, avec l'ensemble des unités de production en dehors du périmètre du projet.

Il est également le scénario le plus simple à mettre en œuvre aussi bien sur les plans techniques qu'opérationnels.

La gouvernance pressentie pour le scénario de référence implique la mise en place :

- de contrats d'export d'énergie en limite du quartier avec CPCU et avec Climespace ;
- d'un exploitant des réseaux chaud et froid du quartier assurant la distribution et la vente de l'énergie aux usagers (contrat pouvant être mis en place dès la phase de conception si l'on souhaite confier l'ensemble des réseaux du quartier à un concepteur/constructeur exploitant et associer ceci à des engagement de performances).

Le scénario de référence ne mobilise pas les gisements renouvelables disponibles sur le quartier. Le taux de couverture renouvelable est faible et dépend exclusivement du taux d'EnR mobilisé par les exploitant des réseaux de CPCU et Climespace.

L'évolution du prix de l'énergie dans le temps dépend également fortement des gestionnaires des deux réseaux.

- **Le scénario EnR1** permet de proposer aux usagers une énergie à :
 - environ 73 €/MWh pour le chaud en coût global TTC
 - environ 106 €/MWh pour le froid en coût global TTC

La mise en place du scénario EnR1 implique un investissement de 14,95 M€ au total dont **6,25 M€ ramené au périmètre de la ZAC** (financement de l'ouvrage au Dogger proportionnellement au besoin du quartier).

Le scénario EnR1 permet de couvrir 55% de la consommation du projet avec des EnR, selon le périmètre de la RT (l'ouvrage au Dogger permet de couvrir les besoins en chauffage et en ECS à 95% à partir d'EnR).

Le scénario EnR1 est celui qui permet de maximiser l'intégration d'EnR avec la valorisation d'un potentiel renouvelable très important à l'aplomb de la ville de Charenton-le-Pont : la nappe du Dogger. Il permet également de délivrer l'énergie chaude au prix le plus bas.

L'énergie extraite d'un forage au Dogger est cinq fois plus importante que les besoins du projet. Cela implique la nécessité de mutualiser la valorisation de cette énergie sur un périmètre plus large.

Le modèle de gouvernance à mettre en place pour ce scénario est plus complexe. Il implique la mise en place d'une DSP pour porter au mois la partie production (forage au Dogger) et les réseaux dans les communes au voisinages (Bouygues Immobilier en tant que titulaire d'un traité de concession d'aménagement sur un périmètre fixé ne peut être producteur exportateur d'énergie à l'extérieur de ce périmètre) de nombreux partenaires pour valorisation de la chaleur excédentaire : aménageur et promoteur de la future ZAC de Bercy-Charenton, CPCU, Ville de Paris (ZAC Bercy-Charenton), Ville de Charenton-le-Pont, avec un phasage délicat nécessaire pour l'amortissement de l'investissement.

L'ouvrage au Dogger implique également une mobilise foncière importante (environ 1 200 m² en phase d'exploitation).

Le froid est décentralisé dans ce scénario et produit par des groupes froid en toiture ou pied d'immeuble. C'est le moyen de production de froid le moins cher à l'investissement et en coût de l'énergie produite. Cependant, cette solution présente plusieurs inconvénients : un taux d'EnR nul, une emprise foncière contraignante sur chaque lot, dans des parties valorisables pour d'autres usages, une pollution visuelle et une forte contribution aux îlots de chaleur.

• **Le scénario EnR2** permet de proposer aux usagers une énergie à :

- **environ 109 €/MWh pour le chaud** en coût global TTC
- **environ 308 €/MWh pour le froid** en coût global TTC

La mise en place du scénario EnR2 implique **un investissement total de 15,1 M€**.

Le scénario EnR2 permet de couvrir 53% de la consommation du projet en EnR au périmètre de la RT.

Le scénario EnR2 présente un mix énergétique permettant de valoriser deux énergies localement présentes : la géothermie et la biomasse. Les réseaux de distribution de l'énergie dans la ZAC sont indispensables pour l'exploitation de ces ressources, soit sous la forme d'un réseau 4 tubes soit à partir d'une boucle d'eau tempérée.

L'apport en puissance pour les pics de consommation et la sécurisation de l'approvisionnement est assuré par un raccordement aux réseaux CPCU et Climespace. Cela implique un surcoût important sur l'investissement et sur le coût final de l'énergie.

Le modèle de gouvernance à mettre en place pour ce scénario est semblable à celui pour le scénario de référence, avec la mise en place d'un exploitant du système énergétique à l'échelle du quartier et des contrats d'export avec CPCU et Climespace. Dans ce scénario EnR2, l'exploitant du réseau de la ZAC intègre en plus dans son périmètre des unités de production.

• **Le scénario EnR3** permet de proposer aux usagers une énergie à :

- **environ 100 €/MWh pour le chaud** en coût global TTC
- **environ 193 €/MWh pour le froid** en coût global TTC

La mise en place du scénario EnR3 implique **un investissement total de 10,6 M€**.

Le scénario EnR3 permet de couvrir 49 % de la consommation du projet en EnR au périmètre de la RT.

Le scénario EnR3 est proche du scénario EnR2. La géothermie très basse énergie est dimensionnée de façon identique au scénario précédent. L'appoint à la géothermie pour la chaleur provient exclusivement du réseau CPCU. Pour le froid l'appoint provient de groupes froid centralisés.

Ce scénario permet de proposer une solution à plus faible investissement que le scénario EnR 2 en supprimant les chaudières biomasses et surtout en remplaçant le raccordement au réseau Climespace, qui représente un investissement important, par des groupes froid centralisés.

En revanche, ce scénario EnR3 permet d'intégrer moins d'EnR (surtout si les certificats d'origine contrôlés pour 100% de l'électricité consommée par Climespace pour la production de froid sont comptabilisés). Le scénario EnR3 implique également d'installer des groupes froid avec les contraintes que cela représente en terme d'esthétique, de place et de contribution aux îlots de chaleur.

Le modèle de gouvernance à mettre en place est comparable au scénario EnR2 : l'exploitant de la ZAC assure la distribution et vente de l'énergie, l'exploitation des unités de production et l'import de chaleur depuis le réseau CPCU.

- **Le scénario photovoltaïque**, évalue le potentiel photovoltaïque des toitures des bâtiments du projet à 3,2 MWc pour un investissement de 4 M€.

Ce dimensionnement intègre une réserve d'espace en toiture de 50% pour chaque bâtiment, une estimation des masques et un coefficient de forme.

A l'échelle des besoins en électricité des bâtiments (électricité spécifique et non spécifique), cette puissance crête permet de couvrir 17 % des besoins.

Un champ photovoltaïque sur le bâtiment technique de la SNCF, permettrait d'installer une puissance supplémentaire de 1 MWc et de couvrir 5 % du besoin en électricité.

En termes de gouvernance, c'est la maîtrise des toitures qui pourra permettre la mise en place du schéma d'autoconsommation collective. La valeur ajoutée de l'Energy Manager sur ce scénario implique de prévoir sa participation au schéma de financement de la société de projet à constituer et qu'il soit acteur de la PMO.

Afin de faciliter la contractualisation, la convention d'autoconsommation devra prioriser les gros usagers d'électricité (IRVE, tertiaire pour activités du numérique, etc.).

A l'issue de l'analyse multicritère conduite dans cette étude, les scénarios EnR1 (Dogger + groupes froid) et EnR3 (Champs de sondes + froid complémentaire centralisé) sont les deux stratégies énergétiques à retenir.

Cette conclusion se base sur l'analyse pour chaque scénario : du coût d'investissement, du coût de l'énergie, du taux d'EnR mobilisé, de la mobilisation foncière nécessaire et de la complexité du mode de gouvernance à mettre en place.

- le scénario EnR1 présente la meilleure performance économique mais une complexité plus grande de mise en œuvre qui dépasse le périmètre du projet ;
- le scénario EnR3 présente la meilleure performance énergie et carbone mais des coûts d'énergie plus élevés que le scénario EnR1

Dans la suite du projet, l'arbitrage entre ces deux scénarios, fortement différents par les gisements qu'ils valorisent et par les modes de gouvernance qu'ils impliquent, dépendra essentiellement :

- des résultats d'études approfondies des conditions de captage de la ressource géothermique (de surface ou profonde) ;
- et, pour le scénario EnR1, de la validation du phasage et de la gouvernance avec les acteurs extérieurs à la ZAC nécessaire au montage et à la valorisation de l'énergie d'un ouvrage au Dogger.

En parallèle des scénarios EnR1 et EnR3, le scénario photovoltaïque apparaît comme une solution compétitive pour augmenter le taux d'EnR et valoriser de l'espace urbain.

SOMMAIRE

Résumé non technique à l'attention des décideurs	3
1. Introduction	12
1.1 Vision de la problématique énergétique	12
1.2 Contexte réglementaire	13
1.2.1 La loi Grenelle	13
1.2.2 RT 2012 et RE2020	13
1.2.3 La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte	13
1.2.4 Autoconsommation	14
1.2.5 Décret n° 2019-474 du 21 mai 2019	14
1.3 Contexte énergétique local	14
2. Méthodologie.....	15
3. Caractéristiques du projet	17
3.1 Situation géographique	17
3.2 Programmation	18
4. Dimensionnement des besoins	19
4.1 Rappel : énergie primaire, finale et utile	19
4.2 Postes énergétiques considérés	20
4.3 Performance énergétique du programme.....	20
4.4 Besoins en énergie du programme immobilier	21
4.4.1 Cas standard.....	22
4.4.2 Cas avec rafraichissement des logements.....	23
4.5 Besoins en puissance du programme immobilier	24
4.6 Besoins pour la mobilité électrique	27
4.7 Besoins pour l'éclairage public	29
5. Analyse du potentiel en Energies Renouvelables et de Récupérations	30
5.1 Les réseaux de chaleur ou de froid.....	30
5.1.1 Raccordement à un réseau de chaleur existant	30
5.1.2 Raccordement à un réseau de froid existant.....	31
5.1.3 Création des réseaux	32
5.2 L'énergie hydraulique	36
5.3 L'énergie solaire	37
5.3.1 Données climatiques et gisement	37
5.3.2 Monuments historiques à proximités du projet	38
5.3.1 Le solaire photovoltaïque	39
5.3.2 Le solaire thermique.....	43
5.4 L'énergie éolienne	46
5.4.1 Grand éolien (puissance > 350 kW)	46
5.4.2 Moyen et Petit éolien.....	46
5.5 La combustion de biomasse	47
5.5.1 Le bois énergie.....	47
5.5.2 Les huiles végétales.....	48
5.5.3 Le biogaz.....	48
5.5.4 Valorisation des déchets	49
5.5.5 Biomasse agricole	49
5.6 La géothermie	50
5.6.1 Géothermie de basse énergie	50
5.6.2 Géothermie de très basse énergie	52
5.7 Récupération de chaleur sur eaux usées	55
5.7.1 Installation collective (à l'ilot).....	55
5.7.2 Installation individuelle (au bâtiment)	56
5.8 L'aérothermie	56

5.9	Les groupes à absorption	56
5.10	La cogénération.....	57
5.11	Chaleur fatale industrielle	57
5.12	L'hydrogène énergie	58
5.13	Synthèse de l'analyse de potentiel en ENR	59
6.	Conclusions intermédiaires : scénarios énergétiques retenus	62
7.	Dimensionnements techniques	65
7.1	Scénario Ref.....	66
7.2	Scénario EnR 1	68
7.3	Scénario EnR 2	70
7.4	Scénario EnR 3	74
7.5	Scénario photovoltaïque	76
8.	Analyse multicritère des scénarios retenus	80
8.1	Coûts d'investissements	80
8.2	Analyse économique du coût de l'énergie (hors photovoltaïque)	85
8.2.1	Hypothèses économiques	85
8.2.1	Coût de l'énergie	86
8.2.2	Evolution du coût de l'énergie en fonction de la répartition de l'investissement	86
8.3	Variantes du calcul du coût de l'énergie	87
8.3.1	R2 Chaud variable entre usage tertiaire et résidentiel	87
8.3.2	Amortissement des investissements communs entre chaud et froid proportionnellement aux besoins	88
8.4	Résultat économique à 20 ans	89
8.5	Coût de revient annuel du chaud pour un logement	90
8.6	Analyse économique du scénario photovoltaïque	90
8.7	Taux d'insertion d'énergie renouvelable	91
8.8	Résultats environnementaux	92
8.9	Etude de sensibilité.....	93
8.10	Analyse qualitative de l'impact du rafraichissement des logements sur les scénarios.....	94
9.	Gouvernance	95
9.1	Prise en compte des spécificités de l'énergie.....	95
9.1.1	Rappel des problématiques posées par la mutualisation de l'énergie.....	95
9.1.2	Méthodologie.....	96
9.2	Panorama organisationnel	97
9.2.1	Acteurs identifiés dans le projet et rôles.....	97
9.3	Traduction juridique des scénarios	98
9.3.1	Traduction juridique du scénario énergétique de référence	99
9.3.2	Traduction juridique du scénario énergétique EnR1	104
9.3.3	Traduction juridique du scénario énergétique EnR2	109
9.3.4	Traduction juridique du scénario énergétique EnR3	111
9.3.5	Traduction juridique du scénario énergétique PV.....	112
9.4	Synthèse des enjeux	116
10.	Conclusion	119
	Annexes 1 : Détail des superficies mobilisées pour la mise en place des stratégies énergétiques.....	124

TABLEAUX

Tableau 1 : Programmation projet Charenton-Bercy.....	18
Tableau 2 : Paramètres principaux des STD	21

Tableau 3 : Besoins annuels en énergie finale par secteur et par poste de consommation.....	22
Tableau 4 : besoins en énergie des bâtiments du projet (en kWh/(m².an))	23
Tableau 5 : Appels de puissance maximums hors et avec foisonnement	24
Tableau 6 : Nombre d'IRVE par parking du programme	28
Tableau 7 : Besoin en puissance et énergie IRVE	29
Tableau 8 : Liste des réseaux de chaleur au macro lot étudiés	34
Tableau 9 : Liste des réseaux de froid au macro lot étudiés	36
Tableau 10 : Estimation des superficies disponibles en toiture pour le photovoltaïque	41
Tableau 11 : Tarifs de rachat total de l'électricité PV pour le 1^{er} trimestre 2019 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration	42
Tableau 12 : Tarifs de rachat du surplus de l'électricité PV pour le 1^{er} trimestre 2019 en fonction de la puissance installée	43
Tableau 13 : Estimation des superficies disponibles en toiture et du productible pour le solaire thermique	45
Tableau 14 : Délais standard projet géothermique au Dogger.....	51
Tableau 15 : Puissances produite et injectée en nappe par l'intermédiaire d'un doublet de forage	52
Tableau 16 : puissance extraite par l'intermédiaire d'un champ de SGV	54
Tableau 17 : synthèse de l'analyse de potentiel des énergies renouvelables et de récupérations	60
Tableau 18 : synthèse de l'analyse de potentiel pour le déploiement de réseau de distribution de l'énergie	61
Tableau 19 : Puissance des échangeurs thermiques installés en pied d'immeuble en chaud et en froid (en kW)	67
Tableau 20 : Puissance des groupes froids installés en pied d'immeuble (en kW)	69
Tableau 21 : Dimensionnement des champs photovoltaïques installables en toiture	77
Tableau 22 : Taux d'autoconsommation et d'autoproduction photovoltaïque	79
Tableau 23 : Postes d'investissements considérés pour les scénarios de production énergétique	81
Tableau 24 : estimation de l'investissement en fonction de la répartition entre promoteur et exploitant (M€)	82
Tableau 25 : estimation de l'investissement avec coût de la mobilisation foncière	84
Tableau 26 : Aide ADEME mobilisable par scénario.....	85
Tableau 27 : coût de l'énergie suivant la répartition notée -3-	86
Tableau 28 : coût de l'énergie suivant les différents niveaux de répartition de l'investissement	87
Tableau 29 : analyse du coût de l'énergie des scénarios EnR2 et EnR3 avec R2 différent par usage	88
Tableau 30 : analyse économique avec R2 proportionnel aux besoins de chaud et de froid	89
Tableau 31 : évolution du coût global de l'énergie entre l'année 0 et l'année 20	89
Tableau 32 : Coût annuel du chaud pour un logement de 60 m² (TTC)	90
Tableau 33 : analyse économique des champs photovoltaïques en toiture	91
Tableau 34 : Taux d'insertion d'énergie renouvelable par scénario	92
Tableau 35 : Impacts environnementaux des scénarios	93
Tableau 36 : résultats de l'étude de sensibilité	94
Tableau 37 : ddd.....	98
Tableau 37 : Synthèse des résultats des scénarios	120

FIGURES

Figure 1 : Niveaux énergie du label E+/C-	13
Figure 2 : En jaune, situation géographique du projet.....	17
Figure 3 : plan masse du projet	17
Figure 4 : schéma de la chaîne énergétique	19
Figure 5 : Illustration de la modélisation sous Pleiade pour la STD	21
Figure 6 : Répartition des besoins en énergie par poste.....	22

Figure 7 : Répartition des besoins en énergie par secteur du programme	23
Figure 8 : monotone de puissance utile pour les usages chauffage et ECS sur l'ensemble du projet	25
Figure 9 : monotone de puissance utile pour le besoin en froid sur l'ensemble du projet	25
Figure 10 : Plan des parkings	27
Figure 11 : Densité de probabilité de raccordement sur IRVE tertiaire au cours de la journée et exemple d'appel de puissance du parking Escoffier zone Tertiaire	28
Figure 12 : mètres linéaires d'éclairage public	29
Figure 13 : Tracé du réseau de chaleur CPCU à proximité du projet	31
Figure 14 : Tracé du réseau de froid Climespace à proximité du projet	32
Figure 15 : plan masse avec estimation de la longueur de réseau chaud nécessaire pour un réseau global	33
Figure 16 : plan masse avec implantation des réseaux chauds possibles au macro lot	34
Figure 17 : plan masse avec estimation de la longueur de réseau froid nécessaire pour un réseau global	35
Figure 18 : plan masse avec implantation des réseaux de froid possibles au macro lot	35
Figure 19 : réseau hydrographique à proximité du site étudié (Source : Geoportail)	37
Figure 20 : ensoleillement moyen annuel à Charenton-le-Pont en kWh/m²/an (source : PVGIS)	38
Figure 21 : Bâtiment classé à proximité du projet	39
Figure 22 : estimation des superficies des toitures (en jaune) – Plan Masse du 13/06	40
Figure 23 : Illustration d'un champ PV en autoconsommation collective	43
Figure 24 : exemple de répartition saisonnière des besoins de chaleur d'un logement et des apports solaires	44
Figure 25 : Nombre de sondes maximum et exemple de dimensionnement	54
Figure 26 : Puissance en chaud appelée au cours de l'année pour le lot MLA1	65
Figure 27 : Puissance en froid appelée au cours de l'année pour le lot MLA4.1	65
Figure 28 : Monotone de puissance en chaud du lot MLA2	65
Figure 29 : Monotone de puissance en chaud du programme complet	65
Figure 30 : Tracé réseau de chaud avec phasage	66
Figure 31 : Tracé réseau de froid avec phasage	67
Figure 32 : illustration du scénario de référence	68
Figure 33 : illustration du scénario EnR 1	70
Figure 34 : Exemple des variantes envisageables pour le scénario 2 : BETEG (Boucle d'Eau Tempérée à Energie Géothermique) ou réseau 4 tubes	71
Figure 35 : Illustration des variantes retenue pour le dimensionnement du scénario 2	71
Figure 36 : monotone des besoins en chaud en sortie des unités de production	72
Figure 37 : Taux de couverture du besoin en chaud par filière du scénario EnR 2	73
Figure 38 : monotone de puissance des besoins en froid en sortie des unités de production	73
Figure 39 : illustration du scénario EnR 2	74
Figure 40 : Taux de couverture du besoin en chaud par filière du scénario EnR 3	75
Figure 41 : illustration du scénario EnR 3	76
Figure 42 : emplacement et superficie du bâtiment SNCF pour intégration de photovoltaïque	78
Figure 43 : photo et vue aérienne du bâtiment SNCF pour intégration de photovoltaïque	78
Figure 44 : Illustration journée moyenne des besoins en énergie et de la production PV	79
Figure 45 : zonage des locaux techniques en sous-sol ou en RdC	83
Figure 46 : graphique des impacts environnementaux des scénarios	93
Figure 47 : Exemple vue de dessus échangeur entre réseau ZAC et réseau CPCU	126
Figure 48 : Photo d'une tête de puits géothermique au Dogger	126

1. Introduction

L'analyse préliminaire de faisabilité du potentiel de développement des énergies renouvelables est initiée avec les premières étapes d'un projet d'aménagement.

Cette analyse doit permettre :

- d'identifier les énergies renouvelables ayant un potentiel de développement à l'échelle de l'opération d'aménagement dès l'avant-projet afin de prévoir leur intégration ;
- de savoir si les projets d'approvisionnement énergétiques associés à ces énergies sont réalisables ;
- d'évaluer les conditions de leur rentabilité.

Il s'agit donc de faire émerger, selon une analyse multicritère (technologie, contraintes de mise en œuvre, investissement, coût global, coût environnemental, etc.), les projets les plus pertinents pour maximiser la part d'énergies renouvelables dans le mix énergétique d'approvisionnement de l'aménagement.

Pour les scénarios d'approvisionnement jugés pertinents (à la suite de l'étude de faisabilité du potentiel de développement des énergies renouvelables), le maître d'ouvrage peut alors procéder à une étude de faisabilité qui fournit avec plus de détails les capacités du gisement, les coûts et les bénéfices du ou des scénarios d'approvisionnement retenus. Si l'intérêt de ces scénarios est confirmé, suivent les étapes de conception et d'ingénierie. Pour les grands projets, ces dernières étapes comprennent des activités de développements, consacrées aux ententes de financement du projet et à l'obtention de tous les permis nécessaires à sa réalisation. Enfin seulement arrive la construction puis la mise en service du projet.

Le présent rapport constitue un guide à destination de l'aménageur présentant les possibilités et le potentiel d'approvisionnement en EnR pour l'aménagement de la ZAC Charenton Bercy, sur la commune de Charenton-le-Pont.

1.1 Vision de la problématique énergétique

Dans ce contexte énergétique et climatique particulier, le recours aux énergies renouvelables (EnR) doit être envisagé comme le dernier maillon d'une chaîne vertueuse visant à réduire les consommations d'énergies fossiles non renouvelables et relocaliser la production d'énergie. Il n'a de sens que si des actions prioritaires sont menées en amont sur les questions de sobriété et d'efficacité énergétique. Aussi, le programme immobilier de la future ZAC de Charenton-Bercy est composé de bâtiments à haute performance énergétique. Les programmes tertiaires sont notamment basés sur la solution GreenOffice®.

L'efficacité énergétique consiste à réduire le plus possible les pertes par rapport aux ressources utilisées. Les EnR sont alors encouragées et favorisées pour satisfaire le solde des besoins d'énergie dans le but d'équilibrer durablement ces besoins avec les ressources disponibles et limiter le recours aux énergies non renouvelables. La présente étude s'inscrit dans la définition de la stratégie énergétique.

1.2 Contexte réglementaire

1.2.1 La loi Grenelle

La loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'Environnement, dite Grenelle I, établit le programme de mise en œuvre des conclusions de la consultation nationale sur la politique de l'environnement. Le texte est composé de 57 articles regroupés en 5 grands titres :

- Lutte contre le changement climatique
- Biodiversité, écosystème et milieux naturels
- Prévention des risques pour l'environnement et la santé, prévention des déchets
- Etat exemplaire
- Gouvernance, information et formation

L'article 8 de la présente loi, transcrit à l'article L128-4 du Code de l'Urbanisme stipule que « *Toute action ou opération d'aménagement telle que définie à l'article L. 300-1 et faisant l'objet d'une étude d'impact doit faire l'objet d'une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables de la zone, en particulier sur l'opportunité de la création ou du raccordement à un réseau de chaleur ou de froid ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération.* ».

1.2.2 RT 2012 et RE2020

Au moment de la livraison de la première phase du projet, la RT2012 aura été remplacée par la réglementation environnementale, dont la définition exacte n'est pas encore définitivement arrêtée. Le référentiel E+/C- qui préfigure la RE2020 présente 4 niveaux de performance énergétique¹.

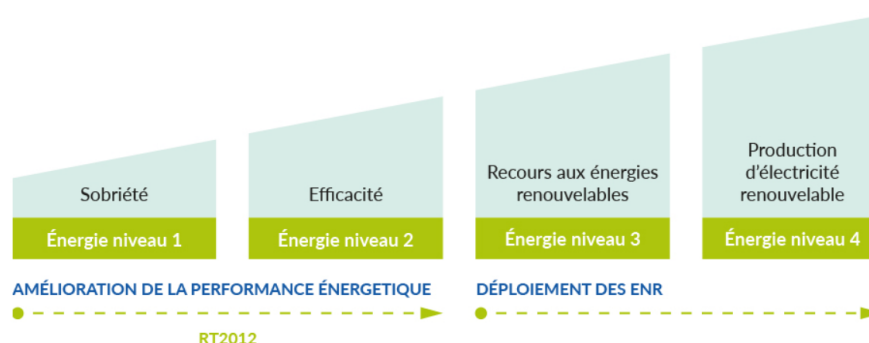


Figure 1 : Niveaux énergie du label E+/C-

Pour les usages résidentiels, le niveau E3 correspond à la RT2012 -20% avec 20 kWh/(m².an) de recours aux EnR. Pour les usages tertiaires le niveau E3 correspond à la RT2012 -40% avec 40 kWh/(m².an) de recours aux EnR.

1.2.3 La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ainsi que les plans d'action qui l'accompagnent doivent permettre à la France de contribuer plus efficacement à la lutte contre le dérèglement climatique et de renforcer son indépendance énergétique en équilibrant mieux ses différentes sources d'approvisionnement.

Les objectifs de la loi précisent ou renforcent ceux établis par les lois Grenelle :

- Réduire nos émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 (facteur 4).

¹ Et 2 niveaux de performance carbone, prenant en compte l'ensemble du cycle de vie du bâtiment.

- Réduire notre consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012.
- Réduire notre consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012.
- Porter la part des énergies renouvelables à 32 % de la consommation finale d'énergie en 2030 et à 40 % de la production d'électricité.
- Diversifier la production d'électricité et baisser à 50 % la part du nucléaire à l'horizon 2025.
- Réduire de 50 % les déchets mis en décharge à l'horizon 2025.

1.2.4 Autoconsommation

Avant 2016, aucune mesure spécifique n'existait pour cadrer l'autoconsommation. Depuis, l'Ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité, a permis de mettre en place des mesures cadrant le développement de l'autoconsommation.

On distingue l'autoconsommation individuelle et l'autoconsommation collective qui sont définies de la façon suivante dans la loi :

Autoconsommation individuelle : « Une opération d'autoconsommation est le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même tout ou partie de l'électricité produite par son installation ».

Autoconsommation collective : « L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés sur une même antenne basse tension du réseau public de distribution ».

Source : Legifrance.gouv JORF n°0174 du 28 juillet 2016, texte n° 5.

Dernièrement, le 11 avril 2019, les députés ont adopté la loi relative à la croissance et à la transformation des entreprises (Pacte). Cette loi prévoit notamment d'élargir, le périmètre de l'autoconsommation collective à titre expérimental pour une durée de cinq ans. Des lors, les consommateurs ne devront plus obligatoirement être raccordés en aval d'un même poste de transformation d'électricité HTA/BT. L'expérimentation permettra l'autoconsommation collective sur le réseau basse tension suivant des critères de proximité géographique qui seront déterminés par arrêté ministériel.

Des évolutions ont également été apportées sur les conditions de la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE) spécifiques à l'autoconsommation. Enfin, la limite à 100 kWc de puissance installée a été supprimée.

1.2.5 Décret n° 2019-474 du 21 mai 2019

La loi Elan a introduit le décret n°2019-474 impliquant l'intégration des conclusions de la présente étude dans le dossier d'étude d'impact.

1.3 Contexte énergétique local

Le SRCAE de la Région Ile de France détermine les orientations à suivre pour préserver la qualité de l'air et lutter localement contre les changements climatiques, notamment pour réaliser le « facteur 4 » d'ici 2050 :

- Réduction de 17% des consommations énergétiques liées au bâtiment d'ici 2020 et de 50% à horizon 2050 par rapport à 2005 ;
- Couverture des consommations par des énergies renouvelables et de récupération de l'ordre de 11% en 2020 et 45% en 2050.

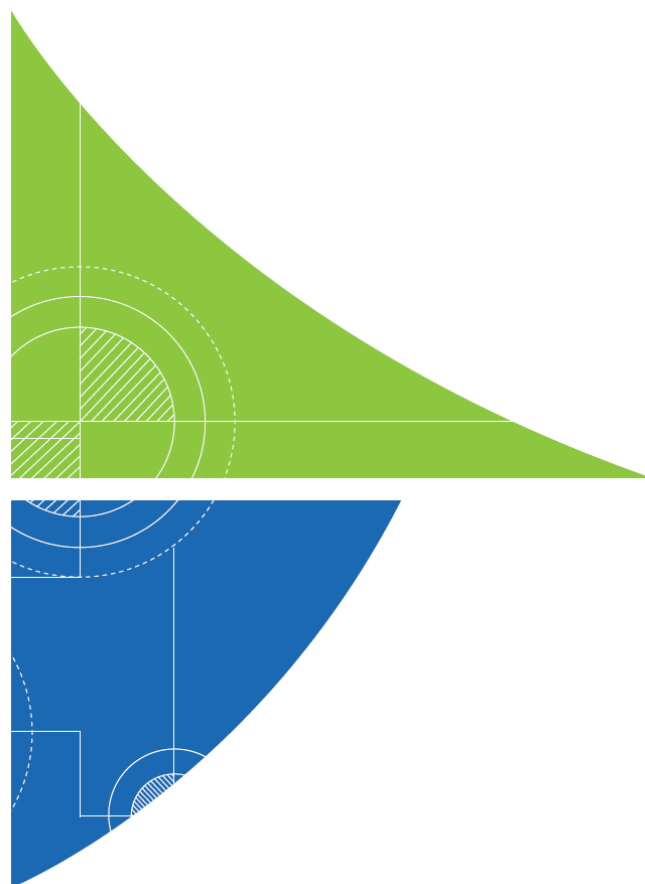
2. Méthodologie

L'étude proposée par BURGEAP se déroule en deux phases :

- Diagnostic (cahier 1) ;
 - Caractérisations des besoins énergétiques du projet,
 - Analyse du potentiel en énergies renouvelables et de récupération,
- Faisabilité (cahier 2) ;
 - Pré dimensionnement,
 - Analyse multicritère.

CAHIER 1

Volet diagnostic



3. Caractéristiques du projet

3.1 Situation géographique

L'étude d'évaluation du potentiel de développement des énergies renouvelables et de récupération, notée étude de potentiel EnR par la suite, concerne l'aménagement de la future ZAC de Charenton-Bercy. Le projet s'étend sur environ 12 hectares. Situé au sud du 12^{ème} arrondissement de Paris à proximité de la Seine et du bois de Vincennes, il constitue une opportunité foncière et un potentiel d'aménagement important.

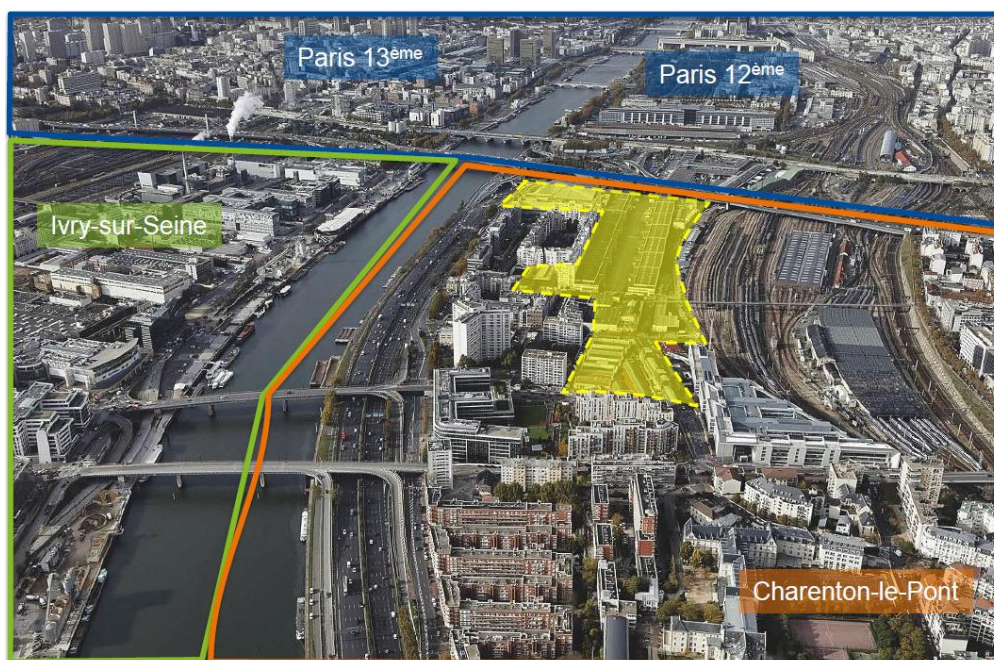


Figure 2 : En jaune, situation géographique du projet

Le projet est décomposé en trois phases matérialisée sur le plan masse ci-dessous.



Figure 3 : plan masse du projet

3.2 Programmation

Le projet d'aménagement prévoit la construction d'environ **400 000 m² de surface plancher** répartis suivant les usages ci-dessous :

- Logements : 27 % ;
- Bureaux : 48 % ;
- Commerces et services : 11 % ;
- Equipements : 3 % ;
- Et 12 % pour une tour de 60 étages au nord du projet essentiellement répartis entre logements et hôtels.

La programmation en vigueur en juin 2019 est présentée dans le tableau ci-dessous.

Phasage		Lot	RESIDENTIEL	BUREAUX	COMMERCES	Ecole/ crèche	Hotel	Total
1	ESCOFFIER + BANDE SNCF	MLA1		21 400	2 350			23 750
		MLA2		8 400				8 400
		MLA3		29 100	2 850			31 950
		MLA4	33 423		3 415		11 191	48 029
		MLA4.1			600			600
		MLA4.2			600			600
		MLA5		10 950				10 950
		MLB1.1	8 400		700			9 100
		MLB1.2	5 400		850			6 250
		MLB1.3	6 700		450			7 150
		MLB2	4 750		2 450			7 200
		MLB3	11 850		550			12 400
		MLB4		11 250				11 250
		MLC				3 600		3 600
		MC1	2 500					2 500
		MLC2	3 550					3 550
		MLD			5 600			5 600
		MLD1.1	2 000					2 000
		MLD1.2	7 250					7 250
		MLD1.3	3 500					3 500
		MLD2.1	5 700					5 700
		MLD2.2	2 500					2 500
		MLD3.1	4 450					4 450
		MLD3.2	2 800					2 800
		MLI2			5 600		6 610	12 210
2	SNCF	MLE		12 550				12 550
	APHP	MLF1	12 700					12 700
		MLF2		10 050				10 050
3	MARTINICAISE	MLG1.1		5 450		900		6 350
		MLG1.2	2 950					2 950
		MLG1.3	2 350					2 350
		MLG2		4 950				4 950
		MLH1	7 800					7 800
	BERCY 2	MLI1.1		57 500	16 500			74 000
		MLI3.1	5 450					5 450
		MLI3.2	3 400					3 400
MLI4			17 800	2 500			20 300	
TOTAL			139 423	189 400	45 015	4 500	17 801	396 139

Tableau 1 : Programmation projet Charenton-Bercy

4. Dimensionnement des besoins

4.1 Rappel : énergie primaire, finale et utile

Les concepts d'énergie primaire, finale et utile sont abondamment utilisés dans les problématiques énergétiques et doivent être clairement compris par le lecteur. Ils caractérisent les performances d'une filière énergétique depuis l'amont (énergie primaire) jusqu'à l'aval (énergie utile).

On distingue ainsi :

- **Énergie primaire** (en kWh_{EP}) : énergie brute (non transformée) puisée dans l'environnement (houille, lignite, pétrole brut, gaz naturel, etc.). Concernant la production d'électricité à partir de combustible nucléaire, l'énergie primaire fait référence à la chaleur produite par le combustible avant transformation en électricité ;
- **Énergie finale** ou disponible chez l'utilisateur (en kWh_{EF}) : énergie qui se présente sous sa forme livrée pour sa consommation finale (essence à la pompe, fioul ou gaz « entrée chaudière », électricité aux bornes du compteur, etc.) ;
- **Énergie utile / besoin** (en kWh_{EU}) : énergie qui réalise effectivement la tâche voulue pour l'utilisateur après la dernière conversion par ses propres appareils (rendement global d'exploitation). Dans le cas de la chaleur délivrée à l'usager, on parle souvent de besoins de chaleur.

Le schéma de la chaîne énergétique, présentant les divers jeux de conversion entre les différentes formes d'énergie, est disponible ci-dessous :

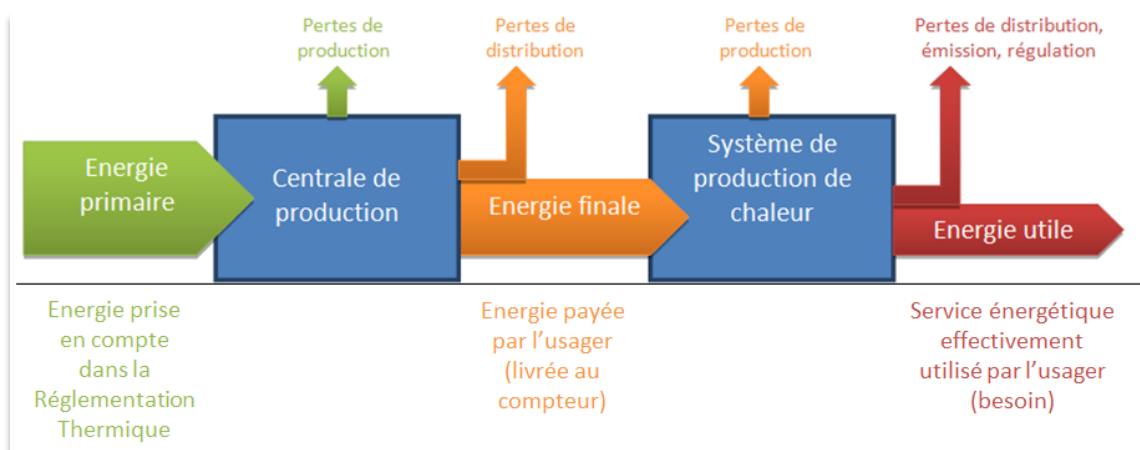


Figure 4 : schéma de la chaîne énergétique

4.2 Postes énergétiques considérés

Le calcul des besoins en énergie du projet est réalisé pour chaque usage de la programmation. Pour chacun de ces usages, le besoin en énergie est décomposé par poste de consommation.

Les usages du projet sont les suivants :

- Résidentiel
- Résidentiel tour *
- Hôtel
- Hôtel tour *
- Commerce
- Bureau
- Ecole / Crèche

** Pour la tour, des besoins en énergie adaptés à un immeuble de grande hauteur sont considérés. En effet, les besoins sont différents que pour des immeubles d'une hauteur classique, essentiellement au niveau du ratio surface vitrée surface pleine et des besoins en ventilation et en climatisation.*

Les postes de consommation suivants sont retenus dans la décomposition des besoins :

- | | | |
|---|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Chauffage • Eau chaude sanitaire • Climatisation • Auxiliaires chauffage et ventilation • Electricité spécifique réglementaire • Electricité non réglementaire | } | <p>Ces 5 postes de consommation correspondent au périmètre de la RT 2012</p> |
|---|---|--|

Les besoins en énergie électrique ci-dessous, transverse à la programmation, sont également considérés par la suite :

- Infrastructure pour la Recharge de Véhicule Electrique (IRVE)
- Eclairage public

4.3 Performance énergétique du programme

La performance énergétique considérée pour le dimensionnement des besoins en énergie correspond à l'équivalent des **niveaux E2 et E3** du référentiel E+/C- (en fonction du taux EnR atteint in fine dans le mix de couverture des besoins énergétiques), ce qui correspond à un niveau de performance RT2012 - 30% sur les usages thermiques. Cela concerne les besoins en chauffage, en ECS et en climatisation.

Afin de déterminer les besoins du projet, des Simulations Thermiques Dynamiques (STD) ont été réalisées sous le logiciel Pleiades au périmètre de la tour et au périmètre du quartier. Pour cela, les enveloppes des bâtiments ont été modélisées, les volumes ont été associés aux usages et les paramètres techniques liés à la thermique des bâtiments ont été fixés (coefficient de transmission thermique, type de ventilation, apport intérieur, consigne de chaud et de froid, etc.) de manière à atteindre les niveaux de performance énergétique visés.

A titre informatif, les principaux paramètres des STD sont communiqués dans le tableau ci-dessous :

Paramètre STD	
Fichier météo considéré	RT2012 Zone H1a Trappes
Coefficient de transmission thermique de l'enveloppe du bâti	$U = 0,2 \text{ W/(m}^2\cdot\text{K)}$
Pourcentage de surface vitrée	50 % (avec prise en compte des masques)
Coefficient de transmission thermique du double vitrage basse émissivité	$U = 1,7 \text{ W/(m}^2\cdot\text{K)}$
Taux de ventilation	Résidentiel et hôtel : 0,6 volume / heure Bureaux : 1 volume / heure Commerces : 1,5 volume / heure

Tableau 2 : Paramètres principaux des STD

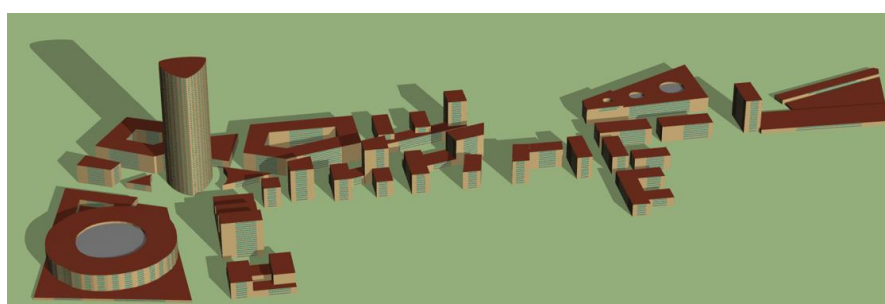


Figure 5 : Illustration de la modélisation sous Pleiade pour la STD

► Recours au froid

Pour les bureaux, commerces et hôtels, les besoins énergétiques pour un rafraîchissement actif (climatisation) sont considérés. En revanche, dans une approche de performance environnementale du quartier, aucun besoin en climatisation n'est pris en compte dans les logements, qui devront faire l'objet d'une conception bioclimatique soignée pour éviter le recours au rafraîchissement actif.

Concernant la tour (secteur Escoffier, lot MLA4), les besoins en froid pour la climatisation sont considérés pour les étages d'hôtel. Pour les logements, l'équipe d'ingénierie en charge de l'étude thermique de la tour a mentionné la possible intégration d'un plancher rafraîchissant dans les logements permettant de réguler la température et ainsi limiter le risque de pic de température en été. La solution technique à mettre en place n'est actuellement pas encore parfaitement définie.

Après échange avec le bureau d'étude en charge du développement de la tour, **un ratio de 14 kWh/(m².an)** pour le rafraîchissement des logements de la tour peut être considéré. Ce ratio est une estimation et dépend fortement des choix de conception qui seront réalisés sur la tour.

4.4 Besoins en énergie du programme immobilier

Le besoin en énergie est présenté ci-dessous :

- pour un « cas standard » qui sera considéré ensuite dans l'étude et est basé sur les paramètres précédemment exposés ;
- et pour un cas où l'intégralité des logements affichent un besoin de rafraîchissement.

NOTE : Les besoins électriques liés aux bornes de recharge de véhicule électrique et à l'éclairage public ne sont pas considérés dans les tableaux ci-dessous. Ils sont présentés dans la suite du document (4.6 et 4.7).

4.4.1 Cas standard

A partir des paramètres présentés dans le paragraphe précédent et des résultats en sortie des STD, les besoins en énergie finale sont déterminés et présentés ci-dessous par secteur et sur le programme complet.

Secteur	SDP	Besoins annuels en énergie (MWh/an)					
		Chauff	ECS	Chauf+ECS	Froid	Elec reg.	Elec non Reg.
Escoffier + SNCF	233 289	3468	3798	7265	2064	2610	9220
Bercy 2	103 150	1396	608	2004	898	1455	4958
La Martiniquaise	24 400	396	390	786	87	246	764
Triangle SNCF	12 550	140	53	193	105	182	479
APHP	22 750	369	375	743	84	227	728
Total	396 139	5 769	5 223	10 991	3 238	4 720	16 148

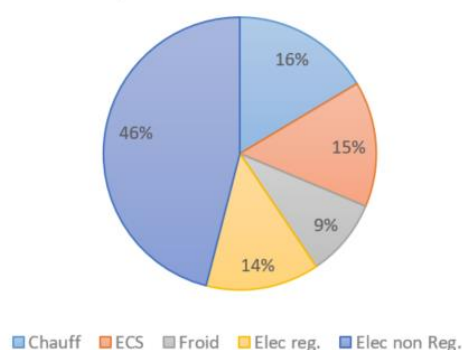
Tableau 3 : Besoins annuels en énergie finale par secteur et par poste de consommation

Sur l'ensemble du projet, les besoins en énergie finale en MWh/an s'élèvent donc à :

- **11 000 MWhe/an en chauffage + ECS ;**
- **3 200 MWhe/an en froid ;**
- **4 700 MWhef/an en électricité réglementaire** (ventilation, éclairage et auxiliaire de chauffage) ;
- **16 000 MWhef/an en électricité non réglementaire** (électroménager, multimédia, etc.)*.

* Ce poste est évidemment une estimation à considérer avec prudence, la consommation réelle étant très variable suivant le niveau de vie / d'équipement et le comportement des futurs usagers.

Répartition des besoins en énergie sur les 5 postes de consommation



Répartition des besoins en énergie au périmètre de la RT

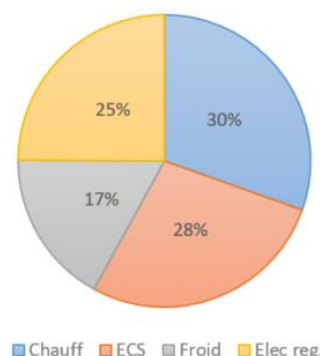


Figure 6 : Répartition des besoins en énergie par poste

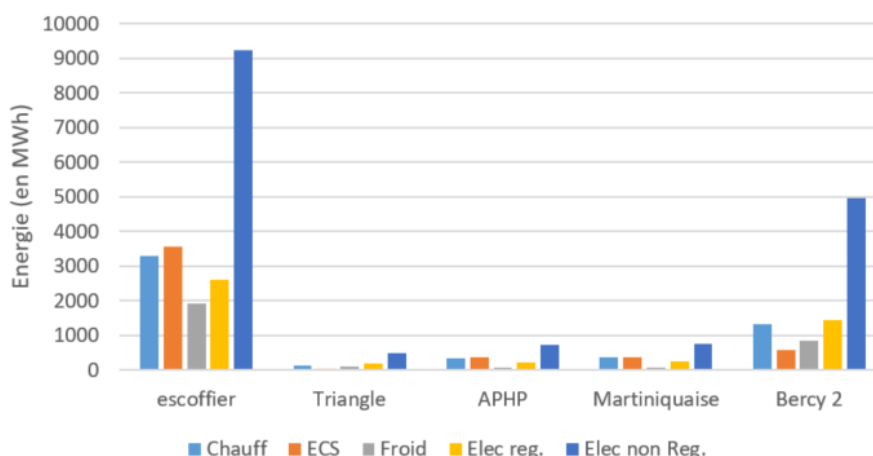


Figure 7 : Répartition des besoins en énergie par secteur du programme

En considérant les besoins en énergie finale précédent et la surface de plancher des lots, le besoin en énergie utile surfacique annuel est calculé par usage.

	Résidentiel	Bureau	Commerce	Ecole/Crèche	Hôtel	Tour	
Chauffage	20	11	20	17	19	10*	
ECS	26	4	3	4	31	27*	
Climatisation	0 (ou 7)	8	14	0	9	Hôtel 21	Lgt. 0 (ou 14)
Electricité réglementaire	6	15	16	12	10	11*	
Electricité non réglementaire	27	38	97	13	12	39*	

Tableau 4 : besoins en énergie des bâtiments du projet (en kWh/(m².an))

* Moyenne en considérant les différents usages de la tour.

4.4.2 Cas avec rafraîchissement des logements

Les besoins en froid du programme sont évalués en considérant cette fois-ci un besoin de rafraîchissement pour l'ensemble des logements.

Les STD sont exécutés pour le résidentiel hors tour avec une consigne de climatisation à 26°C.

Pour les logements de la tour, c'est un besoin en énergie surfacique annuelle qui est considéré égal à 14 kWh/(m².an) (valeur communiquée par le bureau d'étude en charge du développement de la tour).

Cela conduit aux résultats suivants :

Le surplus de besoin en froid sur l'ensemble des logements du programme hors tour est évalué à :

- **820 MWh/an** (soit 7,7 kWh/(m².an)).

Le surplus de besoin en froid lié au rafraîchissement des logements de la tour est évalué à :

- **470 MWh/an** (14 kWh/(m².an) multiplié par 33 400 m²).

Cela conduit à une augmentation des besoins en froid par rapport au « cas standard » précédent de **+39 %** (4 500 MWh/an à la place de 3 200 MWh/an).

Concernant le besoin en puissance, le rafraîchissement de l'ensemble des logements à un impact très important sur l'appel de puissance maximale annuel. **La puissance en froid à installer est doublée passant de 6 700 kW à 13 000 kW.** Le choix de climatiser l'ensemble des logements a donc un impact très important sur le dimensionnement des unités de production de froid du projet.

4.5 Besoins en puissance du programme immobilier

L'analyse de l'évolution de la puissance instantanée appelée au cours de l'année permet de déterminer la puissance des unités de production à installer. Dans l'étude de potentiel EnR, cette analyse est primordiale. En effet, elle permet de déterminer, pour une puissance installée donnée, le niveau de couverture du besoin qu'une filière renouvelable va atteindre.

L'échelle d'observation (au lot ou agrégé au phasage ou à tout le programme) de la puissance appelée va avoir un impact sur la puissance à installer en raison du foisonnement. En effet, les pics d'appel de puissance n'étant pas forcément synchrones d'un lot à un autre, la puissance maximale consommée par un îlot est souvent inférieure à la somme des puissances maximales des lots.

Les tableaux ci-dessous représentent pour le chauffage, l'ECS et le besoin en froid les puissances maximales annuelles appelées hors foisonnement et avec foisonnement.

La puissance hors foisonnement représente la somme des puissances maximales de chaque lot. La puissance foisonnée, est le maximum de la somme des appels de puissance au pas de temps horaire à l'échelle de l'ensemble des lots.

Secteur	SDP	Puissance maximale hors foisonnement (kW)			
		Chauffage	ECS	Chauff + ECS (foisonné)	Froid
Escoffier + SNCF	233 289	4069	3958	6983	3799
Bercy 2	103 150	1570	457	1876	2256
La Martiniquaise	24 400	408	405	714	220
Triangle SNCF	12 550	183	29	193	265
APHP	22 750	385	390	683	212
Programme complet	396 139	6616	5239	10449	6752

Secteur	SDP	Puissance maximale avec foisonnement (kW)			
		Chauffage	ECS	Chauff + ECS (foisonné)	Froid
Escoffier (Ph 1)	233 289	3903	3774	6576	3744
APHP+triangle (Ph2)	35 300	555	374	819	477
Bercy+martini (Ph3)	127 550	1958	696	2349	2476
Programme complet	396 139	6373	4836	9718	6697

Tableau 5 : Appels de puissance maximums hors et avec foisonnement

Une chaufferie centralisée pour la production du chauffage et des ECS par rapport à des chaufferies indépendantes à l'échelle du lot permet donc de diminuer l'appel de puissance de 7 % (pertes liées à la distribution de l'énergie pour une production centralisée comprises).

Les monotones de puissance à l'échelle du programme sont présentées ci-dessous. Elles permettent de déterminer le nombre d'heures au cours de l'année pour lequel une puissance donnée est appelée. C'est à

partir de ces courbes qu'il est alors possible de calculer la part du besoin énergie couvert pour une puissance installée donnée.

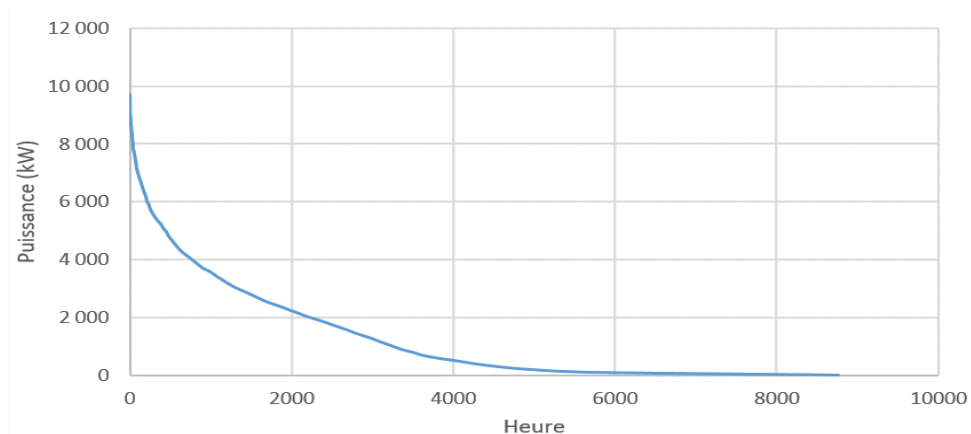


Figure 8 : monotone de puissance utile pour les usages chauffage et ECS sur l'ensemble du projet

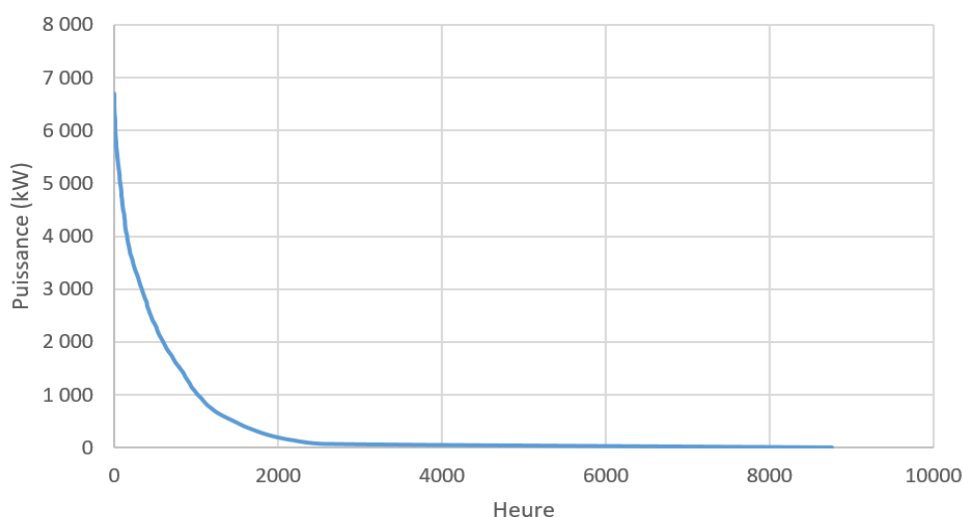


Figure 9 : monotone de puissance utile pour le besoin en froid sur l'ensemble du projet

► Optimisation de la puissance d'abonnement par stockage thermique décentralisé

A l'échelle d'un lot, minimiser la puissance d'abonnement permet de réduire les droits de raccordement et le terme R2 de la facturation. A l'échelle du programme, si l'ensemble des lots sont en mesure d'effacer leur puissance d'appel maximale c'est la puissance totale à installer qui peut être légèrement optimisée.

Techniquement, le stockage d'eau chaude dans des ballons tampons décentralisés au bâtiment est une solution permettant d'effacer la pointe sur les besoins en ECS. Cela permet de solliciter le stockage lors des pics de consommation et de stocker du chaud durant les périodes où la demande est plus faible. Cependant, les contreparties suivantes doivent être considérées : un investissement plus important, une superficie de local technique plus grande et un système de contrôle commande légèrement plus complexe.

Afin d'évaluer l'intérêt de cette optimisation sur le programme de Charenton-Bercy, une analyse simplifiée est réalisée en considérant :

- les courbes d'appels d'ECS et de chauffage au pas de temps horaire à l'échelle du lot,
- l'emprise surfacique d'un système de stockage thermique en m²/kWh stocké,

- le surcoût lié au stockage,
- le coût de la mobilisation foncière communiqué par Bouygues Immobilier.

L'analyse est réalisée sur 4 lots du programme :

- 1 lot 100% résidentiel : MLD1.3
- 1 lots 100% tertiaire : MLD
- 1 lot 100% commerce : MLA5
- 1 lots à usage mix : MLB2.

A partir de retour d'expérience, le stockage est dimensionné à 30% du besoin journalier en énergie pour l'ECS.

	Lot résidentiel	Lot tertiaire	Lot commerce	Lot usage mix
	MLD1.3	MLD	MLA5	MLB2
Besoin en ECS	92 MWh/an	18 MWh/an	25 MWh/an	141 MWh/an
Besoin en Chauffage + ECS	162 MWh/an	129 MWh/an	168 MWh/an	277 MWh/an
Puissance installée sans stockage	146 kW	134 kW	169 kW	240 kW
Capacité du stockage	75 kWh	14 kWh	38 kWh	109 kWh
m³ stockage (avec ΔT de 51°C)	1,3 m³	0,2 m³	0,6 m³	1,8 m³
m² mobilisé pour stockage	2,4 m²	0,8 m²	1,4 m²	3,2 m²
Surcoût lié au stockage	2 500 €	1 000 €	1 200 €	3 700 €
Surcoût lié à la mobilisation foncière	2 700 €	1 000 €	1 600 €	3 600 €
Puissance maximale appelée avec stockage	132 kW	129 kW	169 kW	223 kW
Gain sur la puissance d'appel	kW	14 kW	4 kW	0 kW
	%	10 %	3 %	0 %
R2 cible pour que le stockage soit intéressant ⁽¹⁾	39 €/kW	50 €/kW	∞ €/kW	43 €/kW
Gain en Droit de Raccordement	2 000 €	600 €	0 €	2 500 €
R2 cible pour que le stockage soit intéressant avec gain sur les DR⁽²⁾	24 €/kW	35 €/kW	∞ €/kW	29 €/kW

- (1) R2 représente la part fixe du coup de l'énergie lié à la puissance d'abonnement. Si le R2 d'un scénario est supérieur au R2 cible précédemment calculé, alors le stockage est économiquement intéressant. Si R2 est inférieur au R2 cible alors le stockage représentera un surinvestissement plus important que le gain sur le prix de l'abonnement (calculé sur 10 ans).

$$R2_{cible} = \frac{\text{Surcoût stockage} + \text{Surcoût mobilisation foncière}}{(10 \text{ ans} * \text{Gain sur appel de puissance})}$$

(2)

$$R2_{cible} = \frac{\text{Surcoût stockage} + \text{Surcoût mobilisation foncière} - \text{gain sur les D.R.}}{(10 \text{ ans} * \text{Gain sur appel de puissance})}$$

Le stockage thermique décentralisé pour l'ECS est une solution peu intéressante pour les lots tertiaires et de commerces. En effet, l'ECS représente une part trop faible du besoin global en chaud. Pour les lots purement résidentiel (cela concernent 9 lots dans le programme), le stockage est une piste d'optimisation du coût de l'énergie intéressante. Pour le promoteur, le surinvestissement lié au stockage et à la mobilisation foncière est partiellement absorbé par la diminution des droits de raccordement. Pour l'usager, le gain sur le terme R2 de la facturation est intéressant.

4.6 Besoins pour la mobilité électrique

Le besoin en énergie lié à la mobilité électrique prend une part de plus en plus importante dans la consommation électrique et dans le dimensionnement de la puissance d'appel d'un quartier. Pour ces raisons, en phase de dimensionnement et d'évaluation des besoins, il est primordial de considérer ce poste de consommation.

Sur le périmètre de l'opération d'aménagement, trois zones de parking sont considérées pour l'accueil de bornes de recharge de véhicules électriques :

- Parking Escoffier (2 100 places)
- Parking Martiniquaise (160 places)
- Et parking Bercy (1 000 place).

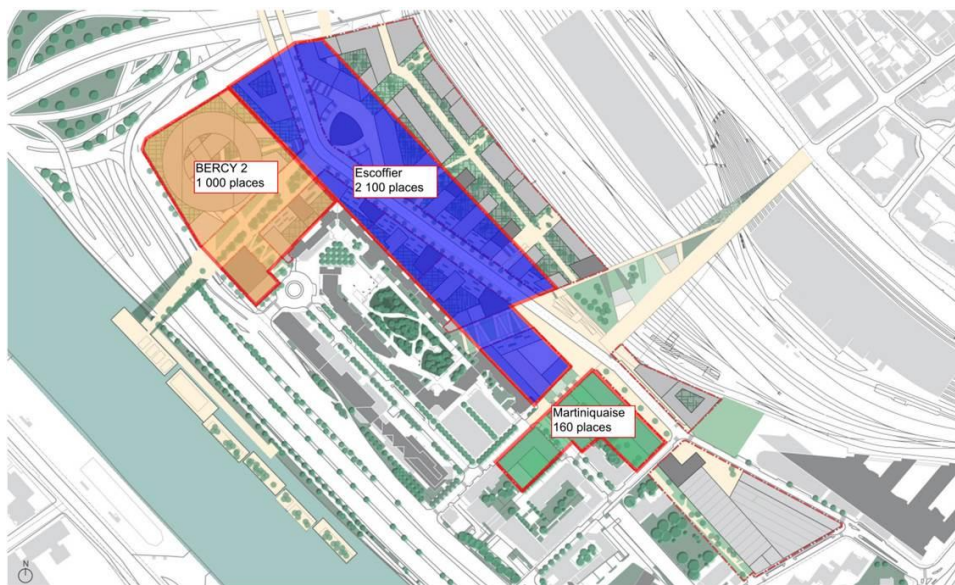


Figure 10 : Plan des parkings

Pour tout permis de construire déposé après le 1er janvier 2017, la réglementation^{2,3} en vigueur exige de pré-équiper en infrastructures de recharge des véhicules électriques un certain nombre de places, à une puissance de recharge également fixée, selon le type de celui-ci.

Pour les parkings résidentiels :

- Pré-équipement de 50% des places si la capacité du parc est inférieure à 40 places
- Pré-équipement de 75% des places si la capacité du parc est supérieure à 40 places
- La puissance nominale des infrastructures de recharge à considérer est de 7,4 kW.

Pour les parkings tertiaire, industriel ou de service public :

- Pré-équipement de 10% des places si la capacité du parc est inférieure à 40 places
- Pré-équipement de 20% des places si la capacité du parc est supérieure à 40 places
- La puissance nominale des infrastructures de recharge à considérer est de 22 kW.

² Arrêté du 13 juillet 2016 relatif à l'application des articles R. 111-14-2 à R. 111-14-8 du code de la construction et de l'habitation

³ Décret no 2016-968 du 13 juillet 2016 relatif aux installations dédiées à la recharge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables et aux infrastructures permettant le stationnement des vélos lors de la construction de bâtiments neufs

Actuellement, il n'existe pas de réglementation contraignant les nouveaux parkings à aller au-delà du simple pré-équipement des places de stationnement. Cependant, afin de favoriser la mobilité électrique BOUYGUES IMMOBILIER a fait le choix de considérer le besoin en énergie électrique des IRVE dès la phase de dimensionnement des installations. Les hypothèses suivantes sont considérées :

- 50 % des places des parkings à usage tertiaire et de service sont équipées d'IRVE de puissance égale à 22 kW
- 50 % des places des parkings à usage résidentiel sont équipées d'IRVE de puissance égale à 7,4 kW.

Cela conduit à la considération des besoins en énergie pour le nombre de bornes suivant :

Parking	Nombre IRVE – 22 KW	Nombre IRVE – 7,4 kW
Escoffier	606	421
Martiniquaise	30	50
Bercy	450	50
Total	1 086	521

Tableau 6 : Nombre d'IRVE par parking du programme

L'évaluation du besoin en puissance et en énergie des IRVE est déterminée à l'aide d'un outil interne. Une courbe de charge annuelle est construite pour chaque IRVE à partir de tirage aléatoire suivant des lois de probabilité (probabilité du nombre de raccordements par jour sur une borne, de l'heure d'arrivée et de départ du véhicule, du niveau de charge de la batterie lors du raccordement, de la capacité maximale de la batterie, etc.).

La somme au pas de temps horaire de l'ensemble des courbes des IRVE permet de déterminer le besoin en énergie annuelle. La recherche de la puissance maximale de cette somme permet de déterminer le besoin en puissance avec foisonnement.

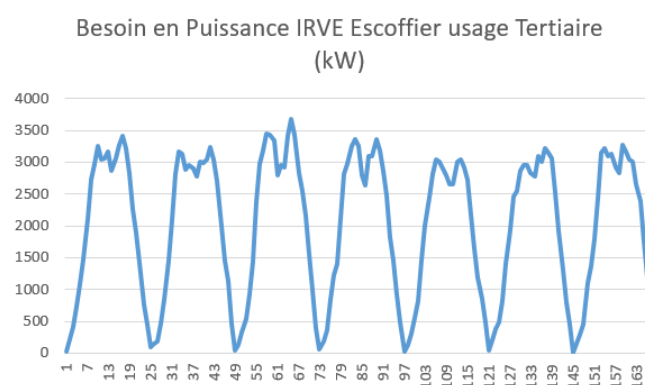
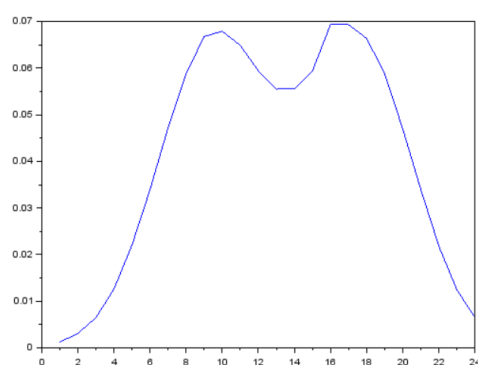


Figure 11 : Densité de probabilité de raccordement sur IRVE tertiaire au cours de la journée et exemple d'appel de puissance du parking Escoffier zone Tertiaire

Les hypothèses suivantes sont considérées (notamment à partir des travaux de Jairo Quirós-Tortós de l'université de Manchester « A Statistical Analysis of EV Charging Behavior in the UK ») :

- Nombre de recharge moyenne par jour sur borne résidentielle : 0,33
- Nombre de recharge moyenne par jour sur borne tertiaire : 1,5
- Etat de charge moyen du VE lors du raccordement sur borne résidentiel et tertiaire : 35 %
- Constitution du parc de VE : 31 % Zoe ; 24 % Tesla ; 17 % Leaf ; 15 % I3 ; 13 % e-Golf.

Le tableau ci-dessous présente les résultats.

Besoin IRVE		Résultats IRVE
En énergie annuelle (en MWh/an)	Parking Escoffier	14 500 MWh/an
	Parking Martiniquaise	800 MWh/an
	Parking Bercy	9 900 MWh/an
	TOTAL	25 200 MWh/an
En puissance (foisonnée) (en MW)	Parking Escoffier	3 500 kW
	Parking Martiniquaise	440 kW
	Parking Bercy	2 400 kW
	TOTAL	6 300 kW
	TOTAL théorique sans foisonnement	27 700 kW

Tableau 7 : Besoin en puissance et énergie IRVE

Avec une intégration forte des IRVE (50%) et en considérant des taux d'utilisation des IRVE décorrélés du grand nombre de bornes (taux d'utilisation de chaque borne classique malgré la présence de 1 600 bornes à l'échelle du quartier) le besoin en énergie électrique lié à la mobilité électrique est considérable. Cela revient à considérer un quartier où le parc de véhicule est à 50% électrique.

Le besoin en énergie pour les IRVE à l'échelle des trois parkings représente **120% du besoin en électricité** global (règlementaire + non règlementaire) du programme.

4.7 Besoins pour l'éclairage public

Le besoin en énergie pour l'éclairage public est déterminé en considérant le nombre de mètres linéaires d'éclairage ci-dessous.

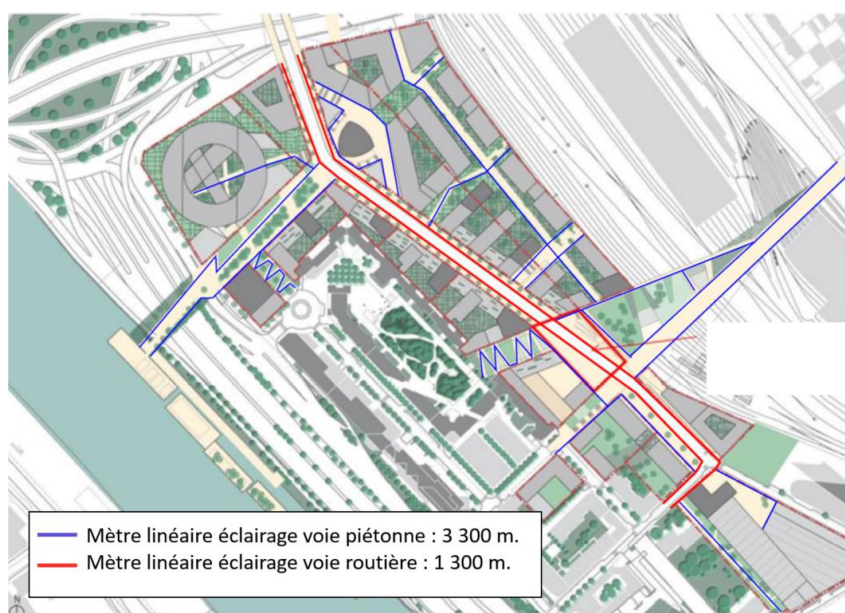


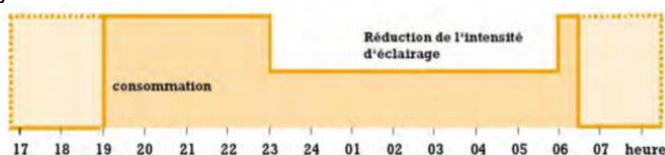
Figure 12 : mètres linéaires d'éclairage public

Les hypothèses de dimensionnement suivantes sont considérées :

- Puissance lumineuse : Voie piétonne : 80 kilolumens/km

Voie routière : 175 kilolumens/km

- Horaire d'éclairage moyen annuel :



- Besoin en énergie annuel par kilomètre :
Voie piétonne : 6 700 kWh/(km.an)
Voie routière : 10 500 kWh/(km.an)

Soit, à l'échelle de la future ZAC, le besoin en énergie pour l'éclairage public est évalué à : **36 MWh/an**.

L'éclairage public de la ZAC représente un besoin annuel en **énergie inférieur à 1% du besoin en énergie** électrique lié aux usages (électricité réglementaire et non réglementaire dans les lots).

5. Analyse du potentiel en Energies Renouvelables et de Récupérations

5.1 Les réseaux de chaleur ou de froid

L'étude de potentialité du raccord à un réseau de chaleur et/ou de froid existant ou la création d'un réseau est un des axes de travail obligatoire de l'étude de potentiel EnR. En effet, ces ouvrages mutualisés de distribution de l'énergie sont un moyen de développer à grande échelle les énergies renouvelables. Le réseau de chaleur permet de bénéficier de l'effet de foisonnement⁴ et donc parfois de diminuer les coûts d'investissement. Par contre, ils nécessitent une prise en compte particulière en amont du projet et souvent un portage fort de la part de l'aménageur.

De surcroît, un recours mutualisé à une source énergétique renouvelable est parfois le seul moyen de faire émerger le projet (effet de seuil ou de facteur d'échelle : par exemple dans le cas de géothermie sur nappe profonde, le montant des travaux à engager ne peut se justifier qu'avec un recours collectif massif à la ressource). Ce chapitre est donc déterminant pour le reste de l'étude car il va impacter la faisabilité économique de certaines sources énergétiques.

5.1.1 Raccordement à un réseau de chaleur existant

Le réseau de chaleur de la ville de Pairs, opéré par la SEM CPCU est distribué aux portes du projet au niveau du boulevard des Maréchaux et des rues de l'Arcade et du Général Chanzy, respectivement au nord, au sud et à l'est de la zone d'aménagement. Une première rencontre avec l'exploitant a permis de confirmer la possibilité de faire de l'export de chaleur en dehors du périmètre de la DSP. De plus, l'exploitant a confirmé son intérêt pour couvrir tout ou partie des besoins du projet.

Le plan ci-dessous représente en vert le tracé du réseau de distribution actuel de CPCU.

⁴ Le phénomène de foisonnement est observé quand les usages de chaleur/froid sont désynchronisés sur la zone (usages de jour et de nuit par exemple). Dans ce cas, la mutualisation des systèmes de production énergétique permet un dimensionnement inférieur à la somme des équipements individuels. En pratique, plus la diversité des activités de la zone alimentée par un réseau est grande, plus le foisonnement est grand. Sur des réseaux urbains importants, ce foisonnement peut atteindre 50%, ce qui signifie que l'on peut réduire de moitié la puissance des équipements par rapport à la somme de celles des solutions individuelles.



Figure 13 : Tracé du réseau de chaleur CPCU à proximité du projet

Disposer d'un réseau de chaleur à proximité du projet n'est pas une condition suffisante pour garantir l'intérêt et la faisabilité d'un raccordement. En effet, il est nécessaire :

- de valider la capacité des infrastructures existantes à répondre aux besoins du projet (diamètre des canalisations, puissance des échangeurs amont, etc) ;
- de déterminer les zones et les solutions techniques pour le raccordement au réseau ;
- de connaître les modalités d'accès à la ressource (droit de raccordement, composantes R1 et R2 du prix de vente de l'énergie) ;
- de calculer le prix de revient de l'énergie.

Ces points devront être évalués avec le gestionnaire du réseau en confrontant les besoins du projet et les caractéristiques techniques du réseau.

Des discussions avec CPCU ont déjà permis de déterminer que le raccordement est envisageable par le sud et que la branche du réseau n'a actuellement pas la capacité permettant l'alimentation du futur quartier et devra faire l'objet de travaux.

Conclusion sur la ressource

Le raccordement au réseau de chaleur existant est une solution intéressante retenue pour une analyse plus détaillée dans la suite de l'étude.

5.1.2 Raccordement à un réseau de froid existant

Le réseau de froid urbain de Paris, opéré par Climespace, représente 75 km de réseau. La distribution du froid est effectuée au plus proche du projet en rive gauche de la Seine dans la rue Jean Baptiste Berlier. Une rencontre avec l'exploitant a permis de confirmer la possibilité d'exporter de la chaleur pour alimenter tout ou partie des besoins du projet.

Le plan ci-dessous illustre en bleu les infrastructures de distribution existantes et le projet Charenton-Bercy.

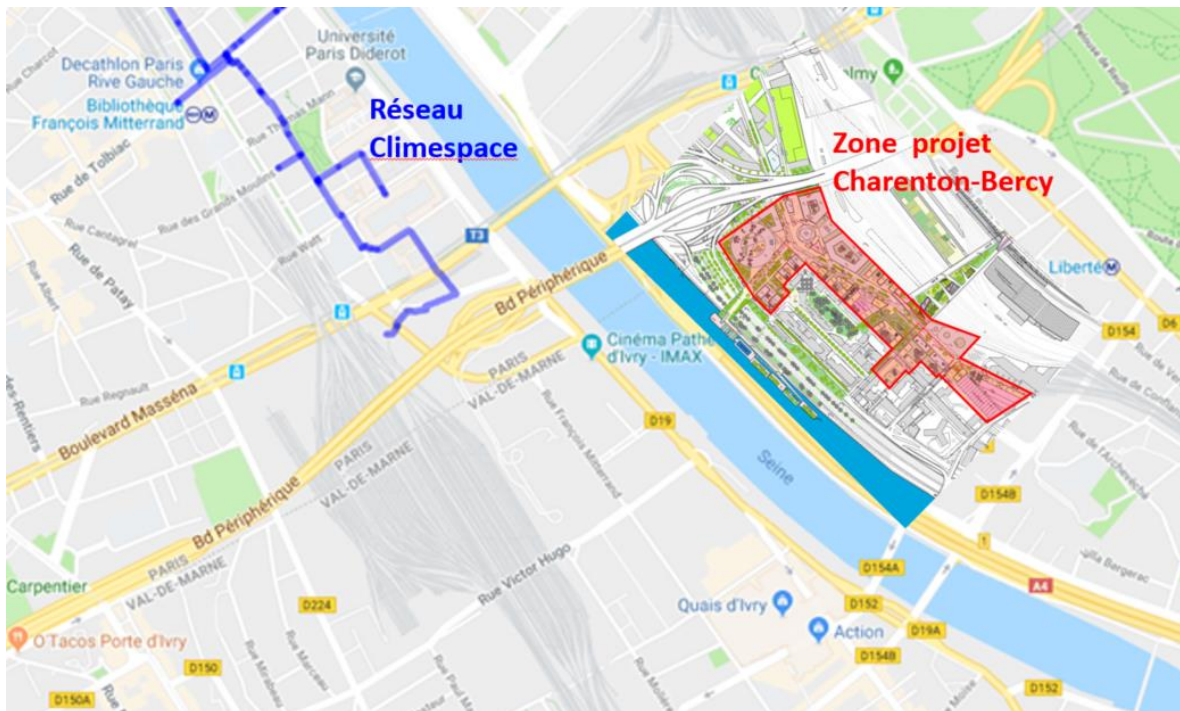


Figure 14 : Tracé du réseau de froid Climespace à proximité du projet

Comme pour le réseau de chaleur, le raccordement à un réseau de froid existant implique au préalable de répondre aux quatre points évoqués précédemment. La distance entre le réseau existant et la zone d'aménagement du projet est plus importante que pour le réseau de chaleur, avec une distance de 600 mètres et la contrainte de la Seine à franchir. Le raccordement pourra également être étudié par le Nord via la future déserte du projet de la ZAC Bercy-Charenton.

L'estimation des coûts de travaux, des modalités de raccordement, et de l'impact de l'éloignement du réseau, face au besoin en froid du projet devront être étudiés avec le gestionnaire du réseau afin d'évaluer l'intérêt technique et économique d'un raccordement.

Conclusion sur la ressource

Le raccordement au réseau de froid existant est une solution intéressante retenue pour une analyse plus détaillée dans la suite de l'étude.

5.1.3 Création des réseaux

Pour apprécier la pertinence d'un futur réseau, il faut calculer sa densité énergétique. Elle représente la quantité d'énergie distribuée sur la longueur du réseau à installer. Plus la densité du réseau est élevée, plus l'installation est justifiée. A l'inverse, un réseau de faible densité va entraîner trop de pertes en ligne par rapport à l'énergie réellement distribuée. Les densités minimales retenues sont de 1,5 à 2 MWh/(ml.an).

En plus de la densité énergétique, d'autres paramètres vont influencer la pertinence et la rentabilité économique d'un ouvrage de distribution collective de chaleur ou de froid. On pense notamment à la présence d'infrastructures sous les bâtiments qui permettent de fortement diminuer les coûts d'installation des canalisations et au phasage de réalisation du programme.

Ces paramètres ont conduit à l'étude de deux scénarios : **un scénario global**, où l'intégralité des lots du projet est raccordée au réseau ; puis **un scénario au macro lot** où le réseau de chaleur cible les zones les plus denses et où les lots « isolés » ne sont pas systématiquement raccordés.

► Réseau de chaleur scénario 1 - réseau global

Dans ce premier scénario un réseau unique alimente donc l'ensemble des lots du projet. L'estimation de la densité énergétique du réseau global est donnée ci-dessous :

CAC – consommation thermique utile en chauffage et ECS annuelle du projet = 11 000 MWh/an

L – longueur du réseau = 1 630 mètres linéaires

Dc – densité énergétique du réseau de chaleur = $CAC/L = 6,7 \text{ MWh/(ml.an)}$

La figure ci-dessous illustre sur le plan masse le tracé considéré pour le réseau de chaleur global permettant de déterminer la longueur du réseau. Un mètre linéaire de réseau comprend la canalisation aller et la canalisation retour.

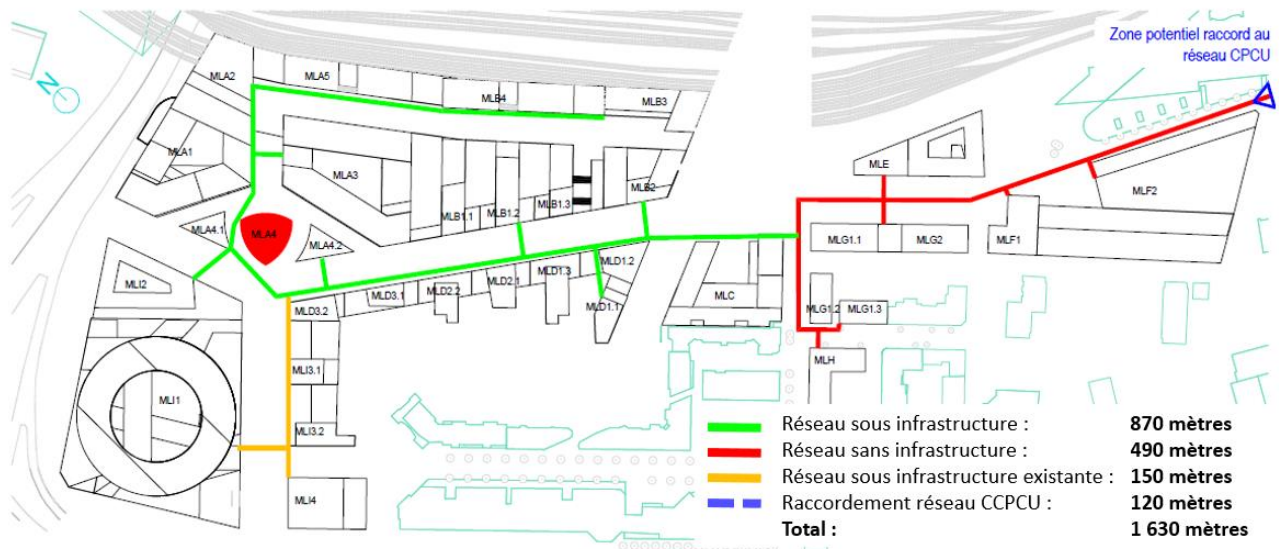


Figure 15 : plan masse avec estimation de la longueur de réseau chaud nécessaire pour un réseau global

► Réseau de chaleur scénario 2 : réseau au macro lot

Dans ce deuxième scénario plusieurs alternatives de réseaux au macro lot sont étudiées. La figure ci-après illustre le tracé des réseaux. Le tableau suivant présente les variantes envisagées.

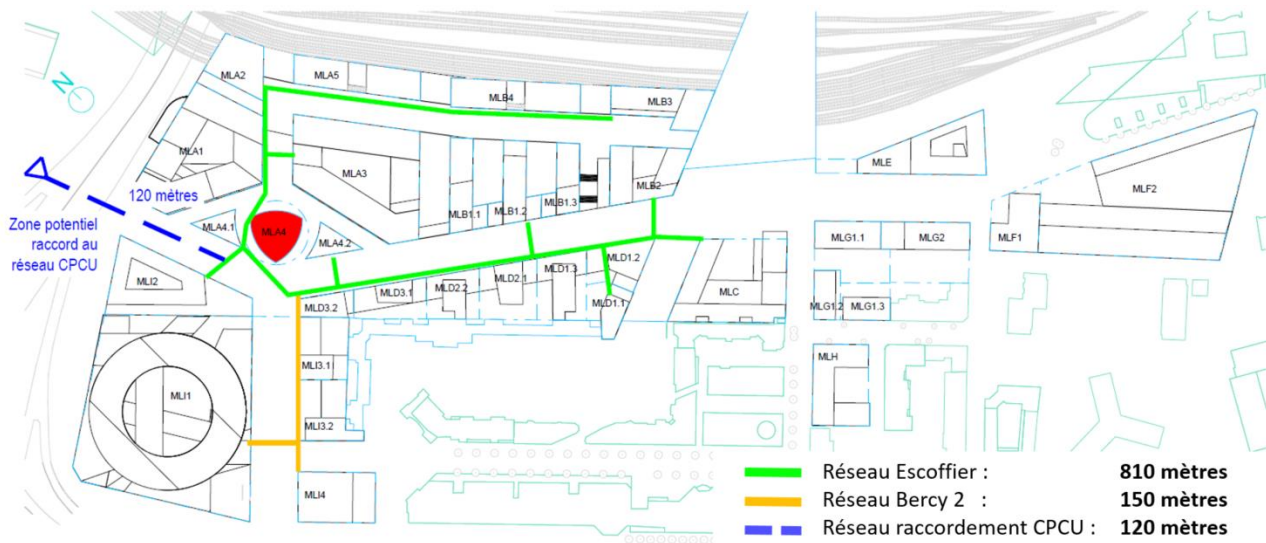


Figure 16 : plan masse avec implantation des réseaux chauds possibles au macro lot

Réseau	Longueur du réseau (m)	Pourcentage du réseau en infrastructure	Besoin en énergie Chauff+ECS (MWh)	Densité (MWh/(an.ml))	SDP concernée (m²)	Pourcentage de la SDP du projet	Pourcent du besoin en énergie (Chauff + ECS) du projet
Escoffier autonome	810	100%	7 300	9,0	233 300	59%	66%
Escoffier raccordé CPCU	930	87%		7,8			
Escoffier + Bercy autonome	960	100%	9 300	9,7	336 400	85%	84%
Escoffier + Bercy raccordé CPCU	1 080	89%		8,6			

Tableau 8 : Liste des réseaux de chaleur au macro lot étudiés

► Réseau de froid scénario 1 : réseau global

Le même exercice est réalisé avec la distribution de froid. A partir du tracé du réseau permettant de raccorder les lots présentant un besoin en froid et des besoins identifiés dans le paragraphe 4.4, la densité énergétique est déterminée.

CAC – consommation thermique utile en froid annuelle du projet = 3 200 MWh/an

L – longueur du réseau = 1 440 mètres linéaires

Dc – densité énergétique du réseau de chaleur = $CAC/L = 2,2 \text{ MWh/(ml.an)}$

La figure ci-dessous illustre sur le plan masse le tracé considéré pour le réseau de froid global permettant de déterminer la longueur du réseau.

► Etude de valorisation du potentiel en énergies renouvelables et de récupération (ENR)
5. Analyse du potentiel en Energies Renouvelables et de Récupérations

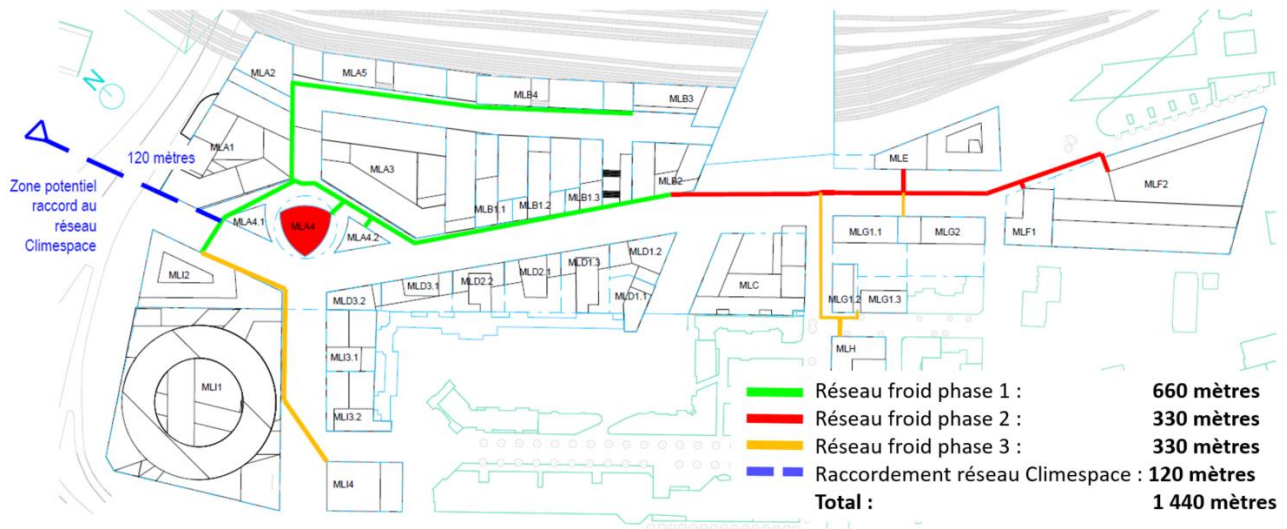


Figure 17 : plan masse avec estimation de la longueur de réseau froid nécessaire pour un réseau global

► Réseau de froid scénario 2 : réseau au macro lot

Trois zones du projet affichant des besoins en froid groupées et coïncidant avec le phasage du programme sont isolées pour étudier la densité énergétique de réseau de froid au macro lot. La figure ci-dessous matérialise le tracé de ces trois réseaux au macro lot.

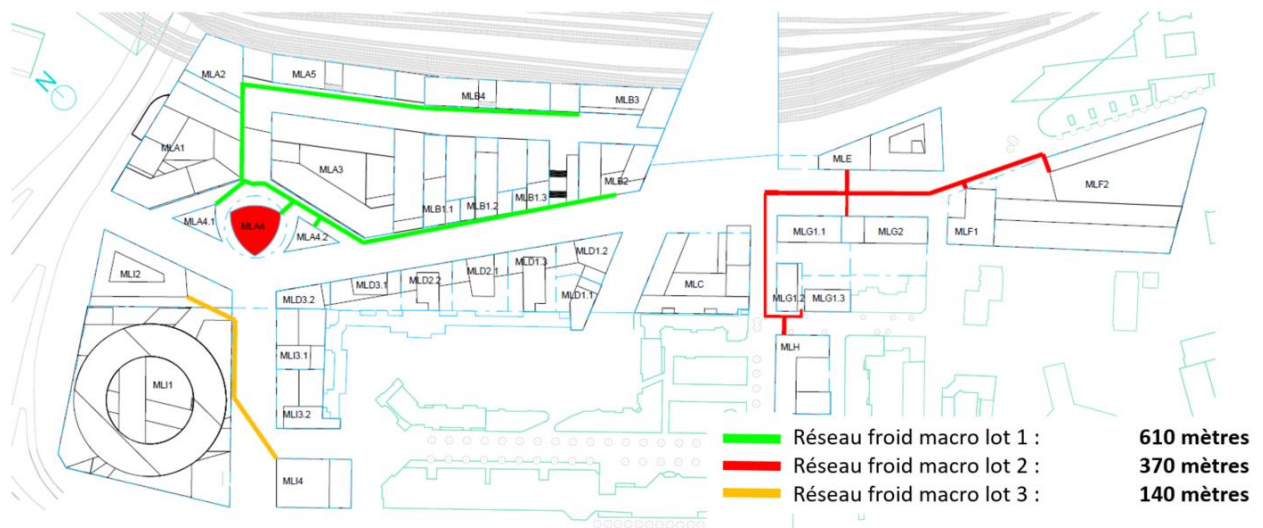


Figure 18 : plan masse avec implantation des réseaux de froid possibles au macro lot

Pour ces trois réseaux au macro lot les densités énergétiques sont calculées dans le tableau ci-dessous :

Réseau	Longueur du réseau (m)	Pourcentage du réseau en infrastructure	Besoin froid (MWh)	Densité (MWh/(an.ml))	SDP concernée (m²)	Pourcentage de la SDP du projet	Pourcent du besoin en froid du projet
1 - Escoffier	610	100%	1926	3,2	221 079	56%	59%
2 - SNCF+APHP	370	0%	276	0,7	59 700	15%	9%
3 - Bercy	140	60%	1036	7,4	106 510	27%	32%

Tableau 9 : Liste des réseaux de froid au macro lot étudiés

Le réseau 2 : SNCF + APHP n'est pas envisageable en raison de sa très faible densité. Les deux autres réseaux sont envisageables.

► Conclusion

Excepté le réseau froid au macro lot numéro 2, l'ensemble des scénarios présentent des densités énergétiques très intéressantes variant entre 6 et 9 MWh/(ml.an) pour les réseaux de chaleur et 2 et 7 MWh/(ml.an) pour le froid.

L'ADEME impose un seuil minimal de 1,5 MWh/(ml.an) pour être éligible à l'aide Fonds Chaleur (Nota les aides du fond chaleur ne porte que sur le reseau de Chaud ou sur les boucle tempéré mais pas sur les reseau de froid). Cette aide est mobilisable sous réserve d'alimenter le réseau à minimum avec 50% d'EnR&R (un taux à 65 ou 70% est préférable).

Les réseaux à échelle globale permettent de desservir l'intégralité du projet et donc de bénéficier d'un effet de foisonnement plus important qu'avec les réseaux au macro lot. Desservant un plus grand nombre d'abonnés ils permettent également de mieux amortir les investissements de production de l'énergie. En revanche, le coût linéique d'installation du réseau est légèrement plus élevé et des portions hors infrastructures sont nécessaires. Cela peut également avoir des conséquences sur le classement du réseau avec des passages sur le domaine public. De plus, une approche en réseau global est plus fragile vis-à-vis de décalage dans le temps voir de changement dans le phasage et la programmation du projet que l'approche au macro lot.

Les scénarios avec des réseaux au macro lot permettent de maximiser la densité énergétique en se focalisant sur les secteurs denses et en priorisant le passage sous infrastructure.

Conclusion sur la ressource

Les réseaux de chaleur et de froid sont un mode de distribution de l'énergie indispensable à la mise en place de solutions mutualisées de production de l'énergie. Etant données les densités énergétiques calculées, les réseaux de chaleur et de froid sont des solutions intéressantes retenues pour une analyse plus détaillée dans la suite de l'étude.

5.2 L'énergie hydraulique

L'hydroélectricité est la première source renouvelable d'électricité en France métropolitaine en termes de production. Les installations hydroélectriques représentent en moyenne 12 à 14% de la production d'électricité (énergie) (soit 1/3 de l'énergie électrique renouvelable), et 25% de la capacité électrique installée (puissance) sur le territoire en 2015 (soit environ 25 000 MW).

Le projet est en bord de Seine et pourrait donc envisager d'exploiter le courant du fleuve via des générateurs hydroélectriques au fil de l'eau. Actuellement, ces technologies ne sont pas matures et ne présentent pas de modèle économique éprouvé, les projets existant sont majoritairement subventionnés et sont des démonstrateurs. De plus, les contraintes réglementaires de cette filière sont fortes (loi relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique et législation sur l'eau) mais également les contraintes techniques (cohabitation avec la navigation, période de crue, maintenance, impact sur la faune, etc.).



Figure 19 : réseau hydrographique à proximité du site étudié (Source : Geoportail)

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude

5.3 L'énergie solaire

L'énergie solaire est présente partout (énergie de flux), intermittente (cycle journalier et saisonnier, nébulosité), disponible (pas de prix d'achat, pas d'intermédiaire, pas de réseau) et renouvelable. Cependant, elle nécessite des installations pour sa conversion en chaleur ou en électricité. Le caractère intermittent impose de se munir d'un système d'appoint pour assurer une production énergétique suffisante tout au long de la journée et de l'année.

Le présent rapport se focalise sur les technologies jugées pertinentes à l'échelle d'une opération d'aménagement : la production d'électricité par panneau solaire photovoltaïque et la production d'eau chaude sanitaire par capteur solaire thermique.

5.3.1 Données climatiques et gisement

A Charenton-le-Pont, le rayonnement solaire annuel reçu par une surface plane horizontale est d'environ 1 210 kWh/(m².an). Ce potentiel est légèrement inférieur à la moyenne annuelle nationale (1 270 kWh/m²/an).

Mois	H_d	H_m
Jan	0.90	27.8
Fev	1.63	45.7
Mar	3.16	97.8
Avr	4.66	140
Mai	5.26	163
Juin	5.84	175
Jui	5.75	178
Aug	4.86	151
Sep	3.70	111
Oct	2.15	66.6
Nov	1.09	32.6
Dec	0.79	24.4
Moyenne annuelle	3.32	101
Total pour l'année		1210

H_d : Moyenne journalière de la somme de l'irradiation globale par mètre carré horizontal (kWh/m²)

H_m : Somme de l'irradiation globale reçue par mètre carré horizontal (kWh/m²)

Figure 20 : ensoleillement moyen annuel à Charenton-le-Pont en kWh/m²/an (source : PVGIS)

Inclinés à 35°, inclinaison optimale en France métropolitaine, les panneaux peuvent recevoir un rayonnement annuel atteignant 1 390 kWh/m².

Cependant, ces résultats ne tiennent pas compte des particularités locales telles que les masques solaires liés au relief (*a priori* sans objet sur le site concerné d'après un relevé altimétrique sur Géoportail) ou les structures alentours et du programme. De plus, dans le bassin parisien, la pollution atmosphérique engendre une diminution de l'irradiation solaire à travers l'absorption du rayonnement par les particules en suspension.

Les impacts croisés des bâtiments du projet et des bâtiments existants devront ainsi être étudiés et les propositions d'implantation cibleront des toitures libres de tout masque proche.

La surface de toiture disponible et l'ensoleillement permettront de déterminer l'énergie thermique et électrique potentielle après prise en compte des rendements des filières. Ces productibles, au fil du soleil, sont ensuite à mettre en regard des besoins en énergie du projet afin de conclure s'il y a présence, ou non, d'un réel potentiel solaire.

5.3.2 Monuments historiques à proximités du projet

Le bâtiment classé le plus proche du projet est l'ancien château de Bercy situé à 400 mètres de l'autre côté des voies de chemin de fer de la SNFC. Une partie du projet est donc dans le périmètre de protection de 500 mètres (Source : <http://www2.culture.gouv.fr>). Cependant, étant donnée l'ampleur du programme, il devra lui-même faire l'objet d'autorisation d'urbanisme qui pourra alors intégrer les éventuels installations solaires à déclarer.

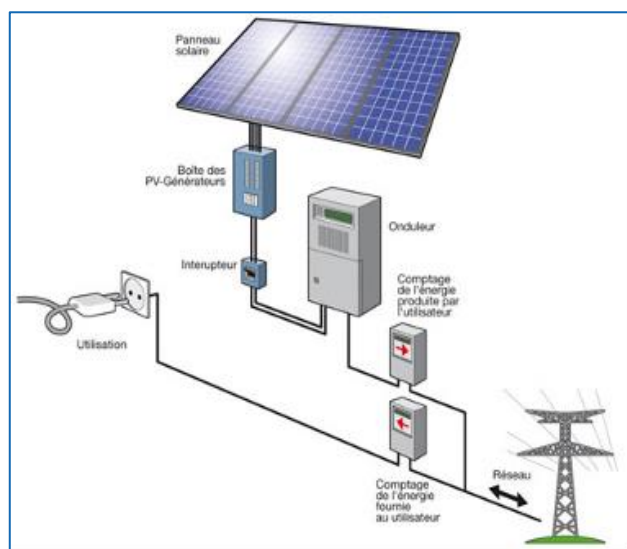


Figure 21 : Bâtiment classé à proximité du projet

5.3.1 Le solaire photovoltaïque

La filière photovoltaïque (PV) peut être séparée en deux catégories : les systèmes de production d'électricité en autoconsommation et les systèmes de production d'électricité raccordés au réseau de distribution de l'électricité. L'objectif de cette étude est de déterminer le potentiel de la filière photovoltaïque en terme de puissance installable et de productible. Puis, de déterminer le ratio entre les besoins en énergie électrique du projet et l'énergie solaire produite. Cela revient à évaluer un système photovoltaïque en autoconsommation collective à l'échelle du projet.

Actuellement, la réglementation ne permet pas la mise en place de l'autoconsommation à l'échelle d'un quartier. Cependant, il est fort probable que cela évolue d'ici la livraison du projet.



Les panneaux solaires PV produisent de l'électricité à l'aide du rayonnement solaire. La performance énergétique d'un système photovoltaïque est influencée par un certain nombre de facteurs, notamment climatiques, technologiques, de conception et de mise en œuvre. L'électricité est produite par les modules photovoltaïque sous forme de courant continu. Afin de pouvoir l'injecter dans le réseau, il faut la transformer en courant alternatif compatible avec le réseau. Des convertisseurs appelés onduleurs permettent cette transformation.

Potentiellement les panneaux solaires photovoltaïques peuvent s'installer partout : en toiture ou en terrasse, en façade, au sol, en écran antibruit, etc. Autant d'endroits possibles tant qu'ils respectent les règles de mise en œuvre : orientation et inclinaison favorable (le rendement maximal étant observé lorsque les panneaux sont perpendiculaires au rayonnement solaire direct), sans masques ni ombres portées. En milieu urbain, les plus grands potentiels d'installation sont les toitures. En effet, les technologies d'intégration en toiture sont matures et compétitives alors que les solutions d'intégration en façade, en brise soleil ou en vitrage restent chères et plus marginales. Pour cette raison, l'étude s'oriente uniquement sur l'intégration en toiture.

► Estimation de la superficie photovoltaïque installable en toiture

La superficie totale des toitures du programme est estimée à partir du plan masse communiqué. La figure ci-dessous illustre les toitures considérées.

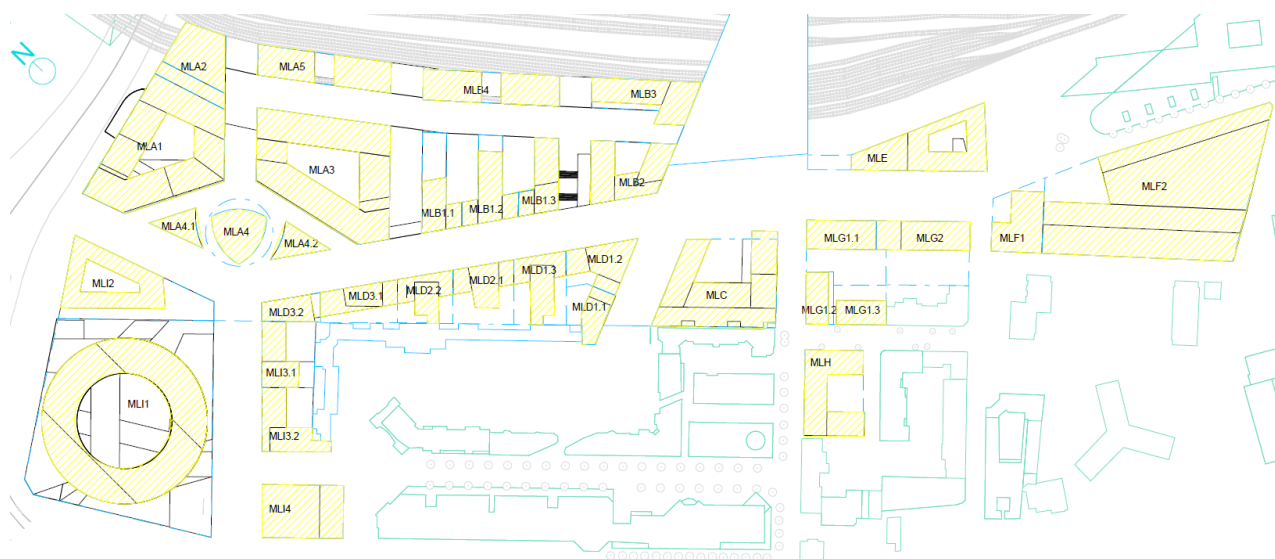


Figure 22 : estimation des superficies des toitures (en jaune) – Plan Masse du 13/06

Le tableau ci-dessous présente le détail, par lot, des mètres carrés de panneau photovoltaïque installables suivant deux scénarios :

- **Superficie maximale installable** : si l'exploitation des toitures est à 100 % disponible pour le photovoltaïque. Elle est déterminée en considérant les zones des toitures non impactées par des ombrages et en intégrant un coefficient de mise en forme du champ solaire de 0,7 (effet de bord et dégagement en périphérie de champ).
- **Superficie installable avec réserve pour d'autres usages** : dans ce scénario, à l'échelle de l'ilot, la zone photovoltaïque, hors coefficient de forme, ne peut pas occuper plus de 50% de la toiture. Cela permet de conserver 50 % de la toiture pour les autres usages comme : la gestion des eaux pluviales, les toitures terrasses, l'installation de dissipateurs thermiques, etc.

Lot	Superficie toiture (estimée) en m²	Coefficient d'exploitabilité (estimé)	Coefficient de forme	m² photovoltaïque installable hors réserve autres usages	Réserve autres usage	m² photovoltaïque installable avec réserve autres usages				
MLA1	6200	0% Ombrage tour	70%	0	50%	0				
MLA2				2350		1470				
MLA3				0		0				
MLA4				0		0				
MLA4.1				280		140				
MLA4.2	400	100%		880		490				
MLA5	1400	90% Ombrage tour		850		850				
MLB1.1	2450	50% Ombrage propre								
MLB1.2										
MLB1.3										
MLB2		1280					100%	890	640	
MLB3	1220	100%		850		610				
MLB4	1400	100%		980		700				
MLC	2900	70% Ombrage propre		1420		1420				
MC1	-									
MLC2	-									
MLD	-									
MLD1.1	4450	50% Ombrage propre		1550		1550				
MLD1.2										
MLD1.3										
MLD2.1										
MLD2.2										
MLD3.1										
MLD3.2										
MLI2	1500	50% Ombrage MLI1		520		520				
MLE	1840	80% Ombrage propre		1030		644				
MLF1	9600	60% Incertitude		4030		3360				
MLF2										
MLG1.1	900	100%		630		315				
MLG1.2	450	100%		310		157.5				
MLG1.3	460	100%		320		161				
MLG2	900	100%		630		315				
MLH1	1440	100%		1000		504				
MLI1.1	5500	100%		3850		1925				
MLI3.1	2100	50% Ombrage propre		730		730				
MLI3.2										
MLI4	1670	100%		1160		585				
				24 200			17 000			

Tableau 10 : Estimation des superficies disponibles en toiture pour le photovoltaïque

La superficie maximale installable, sans réserve pour d'autres usages, évaluée à 24 200 m², est difficilement envisageable au vue des besoins du projet et de la réglementation sur la gestion des eaux de pluies. C'est donc la superficie de 17 000 m² de capteur qui est considérée dans le calcul du productible.

► Production estimée :

η , rendement moyen d'un capteur solaire photovoltaïque polycristallin fixe (sans tracker solaire) de milieu de gamme en 2019 avec sa chaîne de conversion d'énergie : 17 %

E, ensoleillement annuel à Charenton-le-Pont : 1 390 kWh/m²

C, coefficient d'exposition moyen : 0,9

Sc, surface de capteurs solaires : $Sc = 17\,000\text{ m}^2$ (cf ci-dessus)

Disp, coefficient de disponibilité annuelle d'un champ solaire : 97 %

PA, production annuelle : $PA = E \times \eta \times C \times Sc \times Disp = 3\,500\text{ MWh/an}$

A titre d'information, cette production permettrait de couvrir 75 % des besoins du programme sur le poste électricité réglementaire (voir paragraphe 4.4).

Attention : la production n'est pas systématiquement synchrone à la consommation. Une analyse de la production et de la consommation au pas de temps horaire doit être conduite de manière à déterminer le pourcentage d'énergie solaire autoconsommée à l'échelle du projet.

Conclusion sur la ressource

Le solaire photovoltaïque constitue une solution énergétique intéressante pour le projet et est retenue pour une analyse plus détaillée dans la suite de l'étude.

► Vente de l'énergie photovoltaïque sur le réseau

L'achat de l'électricité photovoltaïque dépend fortement de la puissance installée et de la date du raccordement. Les tarifs sont révisés régulièrement en fonction du nombre de raccords à l'échelle nationale. De surcroît, le cadre réglementaire est en pleine évolution, notamment sur l'autoconsommation individuelle et collective. Pour ces raisons, le calcul des gains financier et de la rentabilité d'une installation sont des estimations.

Si la vente de toute l'électricité produite sur le réseau (mécanisme de « vente totale » via les tarifs d'achat) était jusque-là la norme, ce système tend à s'essouffler (les tarifs d'achats baissent tous les trimestres). Inversement, l'autoconsommation est en plein essor car le prix de l'électricité conventionnelle augmente et des aides à l'investissement sont mises en place dans ce cas de figure.

Installation sur bâtiment	
$\leq 3\text{kWc}$	18,72 cts€/kWh
$\leq 9\text{kWc}$	15,91 cts€/kWh
$\leq 36\text{kWc}$	12,07 cts€/kWh
$\leq 100\text{kWc}$	11,19 cts€/kWh

Tableau 11 : Tarifs de rachat total de l'électricité PV pour le 1^{er} trimestre 2019 en fonction de la puissance installée et du type d'intégration

Aide à l'investissement et tarif d'achat en surplus	
≤ 3kWc	prime de 4090 € /kwc + vente à 10 c€/kWh)
≤ 9kWc	prime de 300 € /kwc + vente à 10 c€/kWh)
≤ 36kWc	prime de 190 € /kwc + vente à 6 c€/kWh)
≤ 100kWc	prime de 90 € /kwc + vente à 6 c€/kWh)
> 100kWc	0

Tableau 12 : Tarifs de rachat du surplus de l'électricité PV pour le 1^{er} trimestre 2019 en fonction de la puissance installée

► Autoconsommation de l'énergie dans le quartier

Dans le cadre du projet de Charenton-Bercy, la valorisation de l'énergie photovoltaïque en autoconsommation passerait par de l'autoconsommation collective. En effet, les champs photovoltaïques en toiture de bâtiment à usage collectif auraient vocation à alimenter plusieurs abonnés.

Techniquement, la mise en place d'une opération d'autoconsommation collective implique l'installation de compteurs d'énergie chez les « autoconsommateurs » et au niveau de la production afin de mesurer l'énergie en temps réel consommée par chaque abonné et l'énergie produite. Cela permet de déterminer la synchronisation entre consommation et production de chaque abonné.

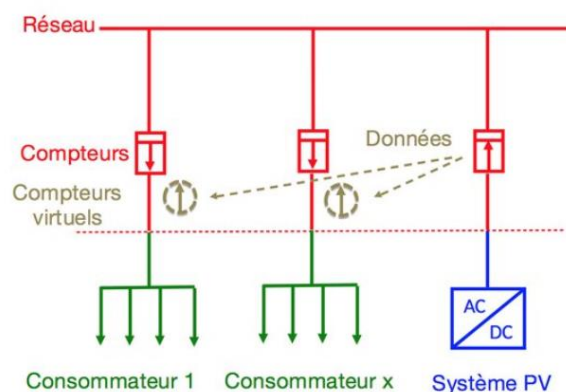


Figure 23 : Illustration d'un champ PV en autoconsommation collective

La mise en place d'un gestionnaire assurant le suivi et le calcul du taux d'autoconsommation des abonnés suivant des clés de répartition prédéfinies paraît pertinente. La rentabilité est assurée par des économies sur la facture électrique.

Ce type de montage peut être réalisé sur un groupement de consommateurs tertiaire ou de service, et éventuellement sur des consommateurs résidentiels (bien que plus complexe en raison du grand nombre de consommateurs que cela implique).

5.3.2 Le solaire thermique

Le solaire thermique correspond à la conversion du rayonnement solaire en énergie calorifique. Traditionnellement, ce terme désigne les applications à basse et moyenne température ; les plus répandues dans le secteur du bâtiment sont la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage de locaux.



La productivité du solaire thermique est plus élevée en période estivale, lorsque chutent les besoins en chauffage. Pour cette raison, le solaire thermique est utilisé le plus fréquemment pour la production d'eau chaude sanitaire, dont les besoins sont pratiquement constants toute l'année. Pour cette raison, le potentiel de la filière solaire thermique est étudié dans cette étude uniquement pour répondre aux besoins de production d'eau chaude sanitaire.

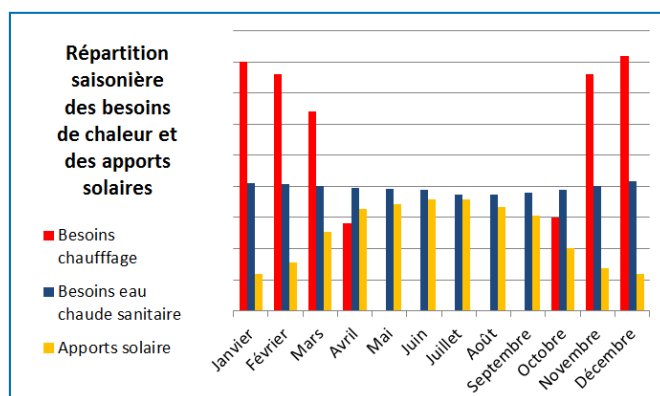


Figure 24 : exemple de répartition saisonnière des besoins de chaleur d'un logement et des apports solaires

► Estimation de la superficie disponible en toiture

Les besoins en eau chaude sanitaire concernent essentiellement les usages résidentiels et hôteliers (voir paragraphe 4.4). Uniquement les toitures des lots accueillant ces deux usages sont considérées pour évaluer le potentiel de la filière solaire thermique. En reprenant les estimations précédentes des superficies de toiture, le tableau ci-dessous détaille la superficie de capteur thermique installable pour les lots intégrant des usages résidentiels et hôteliers. Les besoins en ECS des lots en question et le productible solaire thermique sont également présentés.

Lot	m ² de résidentiel et hotel dans le lot	Besoin théorique en ECS (MWh/an)	m ² solaire thermique ⁽¹⁾	Production théorique annuelle (MWh/an) ⁽²⁾	Pourcentage du besoin couvert ⁽³⁾
MLA1	0				
MLA2	0				
MLA3	0				
MLA4	44 614	1171	0	0	0%
MLA4.1	0				
MLA4.2	0				
MLA5	0				
MLB1.1	8400	210	613	217	42%
MLB1.2	5400	135			
MLB1.3	6700	168			
MLB2	4750	119	320	113	96%
MLB3	11850	296	305	108	36%
MLB4	0				
MLC	0				
MC1	2500	63	-		
MLC2	3550	89	-		
MLD	0				
MLD1.1	2000	50	1113	394	56%
MLD1.2	7250	181			
MLD1.3	3500	88			
MLD2.1	5700	143			
MLD2.2	2500	63			
MLD3.1	4450	111			
MLD3.2	2800	70			
MLI2	6610	198	375	133	67%
MLE	0				
MLF1	12700	318	2400	851	100%
MLF2	0				
MLG1.1	0				
MLG1.2	2950	74	113	40	54%
MLG1.3	2350	59	115	41	69%
MLG2	0	0			
MLH1	7800	195	360	128	65%
MLI1.1	0				
MLI3.1	5450	136	525	186	84%
MLI3.2	3400	85			
MLI4	0				

Tableau 13 : Estimation des superficies disponibles en toiture et du productible pour le solaire thermique

(1) *m² solaire thermique* : Calculé à partir de la superficie de toiture estimée multipliée par le coefficient de disponibilité et le coefficient de forme. Le coefficient de disponibilité considère les zones non exploitables en raison de l'orientation ainsi que les 50% de réserve pour d'autres usages (voir Tableau 10 : Estimation des superficies disponibles en toiture pour le photovoltaïque). Le coefficient de forme représente le ratio de la surface de capteur installée par surface utilisée, il est fixe et égal à 0,5. La superficie en solaire thermique installable est ici déterminée sans considérer de solaire photovoltaïque.

(2) *Production annuelle* : elle est déterminée de la façon suivante :

R, rendement moyen d'un capteur solaire thermique : 30 %

E, ensoleillement annuel : 1 360 kWh/m² (capteurs orientés sud inclinés à 35°)

Sc, surface de capteurs solaires : Voir ci-dessus

PA, production annuelle : $PA = E \times R \times Sc$

- (3) *Pourcentage du besoin* : il compare uniquement le besoin annuel et la production annuelle sans considérer la synchronisation temporelle entre les deux.

► Conclusion

Le tableau précédent démontre que le solaire thermique est une solution intéressante uniquement pour 7 à 9 lots du projet (qui en compte 37 au total). Ce sont les lots qui regroupent les conditions suivantes : usage résidentiel ou hôtelier, toiture sans masque et ratio entre superficie de toiture et SDP élevé.

En outre, le solaire thermique entre en concurrence directe avec le solaire photovoltaïque, la gestion des eaux pluviales et les autres usages (espaces verts, détente, etc.) dans l'exploitation des toitures. La production d'ECS peut provenir d'autres sources renouvelables : la géothermie, la biomasse, la récupération d'énergie fatale et être ensuite distribuée par un réseau de chaleur. Etant donnée la densité du programme, ce mode de production et de distribution mutualisé de l'énergie est plus adapté au projet.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude

5.4 L'énergie éolienne

L'énergie éolienne consiste à convertir l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique, par l'intermédiaire d'une éolienne. Les machines actuelles sont utilisées pour produire de l'électricité qui est consommée localement (sites isolés), ou injectée sur le réseau électrique (éoliennes connectées au réseau). L'application connecté réseau ou grand éolien représente, en terme de puissance installée, la quasi-totalité du marché éolien. De même que les systèmes solaires, les systèmes éoliens nécessitent la mise en place d'un appoint.

5.4.1 Grand éolien (puissance > 350 kW)

L'installation de grandes éoliennes n'est pas envisageable en milieu urbain en raison des nuisances et des risques générés.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

5.4.2 Moyen et Petit éolien

Le moyen éolien ($36 \text{ kW} < P < 350 \text{ kW}$) est généralement composé de petites éoliennes à axe horizontal adaptées au milieu rural.

Le petit éolien ($< 36 \text{ kW}$) en milieu urbain est peu développé. Pour répondre aux problématiques d'utilisation de l'espace, plusieurs types d'éoliennes à axe vertical se sont développés. Les retours d'expériences montrent une technologie peu fiable voire sans intérêt économique.



Dans les deux cas, il existe beaucoup trop d'incertitudes (vent réellement disponible, direction changeante, efficacité des systèmes) et de contraintes (bruit, structure, maintenance) pour proposer ces solutions à grande échelle. De plus, la faible hauteur des installations les rend très sensibles aux perturbations aérodynamiques engendrées par les bâtiments alentours.

Une note de l'ADEME parue en octobre 2013 rend compte de ces difficultés : « Dans les conditions techniques et économiques actuelles, le petit éolien ne se justifie généralement pas en milieu urbain. Outre le fait que les éoliennes accrochées au pignon d'une habitation peuvent mettre en danger la stabilité du bâtiment, le vent est, en milieu urbain et péri-urbain, en général trop faible ou trop turbulent pour une exploitation rentable ». De surcroît, la loi de finance 2016 a supprimé le petit éolien des systèmes éligibles au crédit d'impôt à partir du 1^{er} janvier.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

5.5 La combustion de biomasse

L'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques représente une part importante de l'objectif de la France qui, dans le cadre du Grenelle de l'Environnement, s'est engagée à porter à hauteur de 23% sa part EnR dans sa consommation énergétique finale d'ici 2020.

La combustion de la biomasse est considérée comme non émettrice de gaz à effet de serre car l'intégralité du CO₂ rejeté dans l'atmosphère lors de sa combustion a été prélevée dans cette même atmosphère lors de la phase de croissance de la biomasse. Sous réserve d'une gestion responsable et durable des forêts (ou autres gisements en biomasse), le bilan CO₂ de photosynthèse-combustion est donc neutre.

Cependant la combustion de 1 kWh PCI de biomasse est pondérée de l'émission de 0,004 à 0,015 kgCO₂e (source : ADEME) du aux transformations de la récolte jusqu'à sa mise en forme combustible. Au regard des autres énergies (0,235 kgCO₂e pour 1 kWh PCI de gaz produit puis brûlé), la biomasse reste une énergie peu carbonée.

5.5.1 Le bois énergie

La ressource en bois énergie en Ile-de-France est importante et concerne principalement les bois déchets non souillés (classe A) provenant des déchets des ménages, des déchets du BTP et des déchets provenant d'autres activités économiques (315 kt/an) ainsi que le bois forestier (280 kt/an).

Trois obstacles pénalisent généralement l'utilisation de la biomasse dans le cadre d'un projet urbain.

► Livraison du combustible

Premièrement, le trafic routier nécessaire à l'approvisionnement en biomasse est une gêne possible (nuisances sonores, encombrement du trafic). Sur la base des besoins en chauffage et en ECS, le nombre de livraisons nécessaires en semi-remorques peut être évalué :

C – consommation énergétique utile annuelle pour le chauffage et l'ECS (programme complet) :
11 000 MWh/an

PC – pouvoir calorifique moyens des plaquettes forestières : 3 000 kWh/t ⁵

R_{prod} – rendement moyen des installations de combustion : 80 %

R_{dist} – rendement moyen de la distribution : 90 %

Nt – nombre de tonnes de plaquettes consommées chaque année :

$$Nt = C \times 10^3 / PC / R_{prod} / R_{dist} = 5\,100 \text{ tonnes}$$

Ch – chargement moyen d'un camion : 15 tonnes

NR – nombres de rotations annuelles : NR = Nt/Ch = 340 rotations/an

⁵ Le pouvoir calorifique des plaquettes forestières dépend majoritairement de son humidité. La valeur prise ici est une moyenne souvent donnée dans la littérature pour une humidité de 40%.

Ce schéma d'approvisionnement représente un scénario peu probable où l'intégralité du besoin est couverte par la biomasse. En considérant la biomasse dans un mix énergétique multi-sources, couvrant 20 à 40 % des besoins, cela représente un nombre de rotations annuel allant de 60 à 120. Cela est assez conséquent et implique entre 2 et 4 rotations par semaine durant la saison de chauffe.

► Emission de particules

La combustion de biomasse est émettrice de particules, ce qui impacte la qualité de l'air. Cette problématique est aujourd'hui parcellement maîtrisée, notamment sur les installations collectives et récentes où la filtration permet de minimiser les rejets atmosphériques mais cela induit un impact sur le coût d'investissement.

Toutefois, la qualité de l'air en Ile-de-France est un sujet majeur et ces ajouts supplémentaires en provenance de la biomasse représentent un impact additionnel sur la concentration résiduelle locale, qui devra être considéré.

► Contrainte surfacique

Point potentiellement le plus bloquant pour le programme de Charenton-Bercy, la problématique de l'espace nécessaire pour la mise en place de la chaufferie et du stockage. En considérant une couverture des besoins par la biomasse à hauteur 20 à 40 % des besoins, l'analyse de la monotone (voir paragraphe 4.5) permet d'estimer la puissance à installer entre 500 et 1500 kW.

Une chaufferie biomasse de 500 kW, implique un local technique de 150 m² pour la chaufferie plus 70 m² pour le stockage (avec une hauteur sous plafond de 2,5 m).

Les installations affichant une puissance totale installée supérieure à 1 MW sont désormais classées ICPE (arrêtés du 3 aout 2018).

Etant donnée les besoins en énergie du projet la biomasse ne peut être envisagée comme unique source de production de chaleur. En revanche, intégrée dans un mix énergétique multi-filière, elle présente un certain potentiel, permettant de mobiliser une ressource renouvelable et locale et d'apporter de la flexibilité face au phasage du projet.

Conclusion sur la ressource :

Solution retenue pour une analyse plus détaillée dans la suite de l'étude pour un scénario multi-filière.

5.5.2 Les huiles végétales

La biomasse liquide provient essentiellement, pour des applications de production de chaleur, des huiles végétales issu de dérivés et de sous-produits de l'agriculture. Avec un PCI plus élevé que les combustibles solides (6 800 kWh/t pour le colza) le volume nécessaire au stockage du combustible est plus faible. La biomasse liquide, bien que plus marginale que la biomasse solide, peut-être intéressante dans un programme fortement urbain. A noter cependant que la filière reste limitée dans sa capacité industrielle et que les retours d'expérience (de Bouygues Immobilier dans le cadre des GreenOffice® notamment) montrent des coûts d'investissement élevés et une exploitation délicate.

Conclusion sur la ressource :

Solution retenue pour une analyse plus détaillée dans la suite de l'étude, comme précédemment, pour un scénario multi-filière.

5.5.3 Le biogaz

Le biogaz est un gaz issu de la fermentation de matières organiques animales ou végétales. Une fois récupéré, il peut être valorisé sous forme de chaleur et/ou d'électricité. Deux techniques de production existent : la

méthanisation ou la récupération sur centre d'enfouissement. Ces installations sont peu adaptées aux contraintes d'un projet d'aménagement urbain⁶.

Conclusion sur la ressource :

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

5.5.4 Valorisation des déchets

Les déchets organiques de cuisine peuvent produire une certaine quantité de biogaz, constitué à la fois de dioxyde de carbone (CO₂) et de méthane (CH₄) dont les proportions peuvent varier selon la qualité des déchets et le processus de méthanisation. Dans le cas d'un digesteur performant, la teneur en CH₄ du biogaz peut aisément atteindre 50%.

Un habitant français moyen génère chaque année environ 350 kg soit un gisement en énergie de près de 250 kWh/an/personne.

Toutefois, les coûts d'investissement et les coûts de fonctionnement pour la collecte spécifique des déchets à méthaniser rendent ces opérations difficilement rentables. De plus, la mise en place de ce type d'unité ne peut s'envisager dans un contexte urbain dense tel que le quartier de Charenton Bercy (contraintes de place et de sécurité vis à vis des installations de méthanisation). Enfin, les déchets issus du quartier font l'objet de valorisation au niveau des unités collectives de traitement de l'agglomération via le SYTCOM (incinération avec production de chaleur et d'électricité pour les déchets solides et biogaz au niveau des STEP).

Conclusion sur la ressource :

Pour l'ensemble de ces raisons, cette ressource n'est pas retenue dans la suite de l'étude.

5.5.5 Biomasse agricole

La biomasse agricole représente les sous-produits d'exploitation ne présentant plus de valorisation possible en termes d'alimentation ou d'utilisation comme matière première techniquement, économiquement et écologiquement viable. Le Grenelle 1 de l'environnement définit clairement cette priorité d'usage au recours de la biomasse en général :

- Priorité 1 : alimentaire,
- Priorité 2 : matériaux,
- Priorité 3 : énergie.

L'utilisation de ces sous-produits en valorisation énergétique est généralement rendue compliquée par la diversité des matériaux (générant autant de procédés différents), leur répartition géographique, leur périodicité de disponibilité et l'absence de filières dédiées. Une grande partie des sous-produits existants est d'ores et souvent déjà utilisée pour des usages agricoles (retour organique à la terre, constitution de litières pour le bétail, etc.). A l'échelle d'un quartier, il est difficile de conclure sur l'existence d'un réel potentiel. Pour mettre en œuvre l'utilisation de cette biomasse, une approche directe, spécifique à chaque producteur, serait à envisager et à mener à l'échelle d'un territoire plus vaste.

Les considérations menées sur les contraintes du bois énergie (espace, fret, filtration de particules) sont applicables au cas de la biomasse agricole.

⁶ A noter que l'on évoque ici la production directe de biogaz au sein du quartier. L'intégration de « gaz vert » dans le mix énergétique du projet, via un réseau de distribution et les différents mécanismes possibles (certificats d'origine, offre 100% verte, etc.), ne relève pas de l'étude EnR de quartier mais seront pris en compte dans l'approche énergétique globale de l'opération.

Conclusion sur la ressource :

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

5.6 La géothermie

On distingue en géothermie :

- **La géothermie haute énergie** (température supérieure à 150°C) : il s'agit de réservoirs généralement localisés entre 1 500 m et 3 000 m de profondeur. Lorsqu'un tel réservoir existe, le fluide peut être capté directement sous forme de vapeur sèche ou humide pour la production d'électricité.
- **La géothermie moyenne énergie** (température comprise entre 90°C et 150°C) : le BRGM la définit comme une zone propice à la géothermie haute énergie, mais à une profondeur inférieure à 1 000 m. Elle est adaptée à la production d'électricité grâce à une technologie nécessitant l'utilisation d'un fluide intermédiaire.
- **La géothermie basse énergie** (température comprise entre 30°C et 90°C) : elle concerne l'extraction d'eau inférieure à 90°C dont le niveau de chaleur est insuffisant pour la production d'électricité mais adapté à une utilisation directe (sans pompe à chaleur) pour le chauffage des habitations et certaines applications industrielles.
- **La géothermie très basse énergie** (température inférieure à 30°C) : elle concerne les nappes d'eau souterraine et sols peu profonds dont la température est inférieure à 30°C et qui permet la production de chaleur via des équipements complémentaires (pompe à chaleur notamment).

Les deux premiers types de géothermie ne sont pas envisageables pour le projet de Charenton-Bercy et nécessitent un contexte géologique bien particulier.

Les géothermies basses et très basses énergies semblent être les plus pertinentes en termes de potentiel et de faisabilité technique (avec la nappe du Dogger pour la géothermie basse énergie et la nappe de la Craie Campanienne pour la géothermie très basse énergie). Seules ces deux formes de géothermie sont donc détaillées dans ce rapport. Il est à noter que le recours à la géothermie très basse énergie peut fournir de la chaleur mais également un rafraîchissement direct (géocooling) ou une climatisation (via une pompe à chaleur, ou « PAC ») pendant la période estivale.

5.6.1 Géothermie de basse énergie

Le sous-sol parisien fait partie d'une structure géologique de grande ampleur formée d'un empilement de couches géologiques variées. Principalement deux aquifères profondes à l'aplomb du projet de Charenton-Bercy permettent d'envisager des ouvrages de géothermique basse énergie :

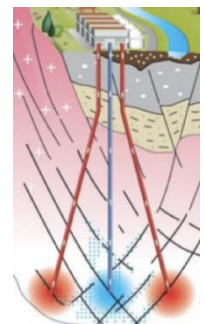
- Le Lusitanien, à environ 1 300 mètres de profondeur avec des eaux à 50° ;
- Le Dogger, plus profond, entre 1 800 – 2 000 mètres avec des eaux à 65°C.

Un ouvrage au Dogger permet en moyenne de fournir une puissance de 10 MW et une énergie annuelle de 45 000 à 60 000 MWh. Avec un besoin en puissance et en énergie inférieur au potentiel énergétique d'un forage au Dogger, l'ensemble des besoins de chauffage et d'ECS du programme pourrait être couvert par la géothermie.

Toutefois, les investissements de ces ouvrages sont important, 8 à 9 M€ uniquement pour les forages et environ 11 M€ avec la boucle géothermale complète. Cela impliquerait un export de la chaleur hors du projet pour rentabiliser les investissements en valorisant la totalité de l'énergie produite. Le contexte de développement urbain au voisinage du projet (avec les autres opérations prévues tant sur Charenton que sur Paris) permet d'envisager cette solution.

La phase de conception d'un ouvrage au Dogger mobilise environ 5 000 m². Une fois en exploitation, il convient de considérer :

- Un rayon de 15 mètres autour des têtes de forage libre de toute construction. Cette zone est généralement considérée comme un site industriel et fermée au public.



- Une superficie d'environ 1 000 m² autour des forages doit être libre de toute construction pérenne. Cette superficie peut être aménagée en parking ou zone piétonne.
- Le local technique est très généralement un bâtiment entièrement dédié à la géothermie contenant la panoplie géothermale et des groupes de secours. Cependant dans un scénario où le local technique contient uniquement des échangeurs thermiques (pour une distribution de la chaleur à moyen température), il est envisageable de positionner le local en rez-de-chaussée d'un bâtiment.

BOUYGUES IMMOBILIER précise qu'une zone de pleine terre de 3 500 m² est potentiellement disponible sur le secteur escoffier pour un ouvrage au Dogger. Cependant, BOUYGUES IMMOBILIER souhaite que l'intégralité des équipements de l'ouvrage (tête de puits et locaux techniques) soit installée sous infrastructure, sous le niveau fini du site (41,05 NGF). En surface, ces 3 500 m² doivent rester libres d'accès au public.

Il est envisageable d'imaginer une installation avec les têtes de puits en sous-sol avec, à l'aplomb de celles-ci, une zone accès occasionnellement mobilisable permettant les opérations de maintenance des forages. Il n'est pas souhaitable que l'accès à la zone des têtes de puits soit public (en cas de déversement d'eau géothermale chaude par exemple), et les instances règlementaires pourraient contraindre ce point.

L'installation de l'ensemble des équipements en sous-sol engendrerait inévitablement un surcoût dans la conception de l'ouvrage difficilement chiffrable à ce stade du projet.

Le tableau ci-dessous présente les grandes étapes de développement d'un projet de géothermie à la nappe du Dogger ainsi que les délais classiques de réalisation. Ces délais sont communiqués à titre informatifs et peuvent varier d'un projet à un autre.

Etapas	Durée classique			
Etude APS – APD	4 mois			
Définition du montage opérationnel et de la gouvernance	~1 ans			
Dossier règlementaire		1 ans		
Dossier projet et appel d'offre		6 mois		
Approvisionnement tubages et groupe pompage immergé			4 mois	
Travaux				1 ans
Mise en service				1 mois

Tableau 14 : Délais standard projet géothermique au Dogger

Avec les délais considérés dans le tableau ci-dessus (2 ans et 8 mois au total) et en considérant une livraison de la phase 1 du projet (Escoffier) au premier trimestre 2024, le montage opérationnel et le mode de gouvernance du projet au Dogger doivent être définis et validés par l'ensemble des acteurs au deuxième trimestre 2021, au-delà de cette date il y aura un risque pour l'alimentation des premiers lots.

Conclusion sur la ressource

La géothermie sur aquifères profondes est retenue pour une analyse plus détaillée dans la suite de l'étude en raison du très fort potentiel énergétique qu'elle représente. L'exploitation de cette ressource devra obligatoirement passer par un export de l'énergie à la périphérie du projet.

5.6.2 Géothermie de très basse énergie

On recense deux techniques en géothermie très basse énergie :

- La géothermie sur nappe, qui consiste à pomper l'eau de la nappe souterraine pour en extraire les calories via une pompe à chaleur, puis à la réinjecter dans la nappe,
- La géothermie sur sondes verticale, qui consiste à faire circuler un fluide caloporteur dans des sondes (circuit fermé), puis à en extraire la chaleur.

Ces usages de la géothermie nécessitent l'utilisation d'une pompe à chaleur qui permet d'exploiter au mieux l'énergie d'une source de température modérée.

► La géothermie sur nappe

Une étude de pré faisabilité de géothermie sur nappe s'appuyant sur des données bibliographiques recensées dans un secteur plus ou moins large autour du site a été réalisée. Cette étude révèle que l'aquifère cible pour ce projet de géothermie est celui de la **Craie Campanienne**.

En extrapolant les résultats obtenus sur les forages voisins captant la nappe de la craie, il paraît envisageable d'exploiter la nappe à un débit de 10 m³/h sur la base de 2 ou 3 forages de pompage et de 4 ou 6 forages de réinjection). **Ces hypothèses doivent être confirmée par des essais de pompage au droit du site.**

Il conviendra également de vérifier si l'alternance saisonnière des besoins en chaud et en froid n'engendre pas une variation de température de la nappe d'eau exploitée de plus de 4°C à 200 m au bout d'environ 30 ans.

Le tableau ci-dessous présente les puissances en chaud et en froid qu'il est envisageable de couvrir en exploitant la nappe de la Craie Campanienne.

	CHAUD	FROID
Débit prélevable	10 m³/h	
ΔT prélevé	7 °C	
COP	5	
EER	6	
Puissance produite par l'intermédiaire d'un doublet	102 kW	70 kW
Puissance prélevée / injectée dans la nappe par l'intermédiaire d'un doublet	81 kW	81 kW
Procédure réglementaire	Procédure de Déclaration (Géothermie de Minime Importance)	

Tableau 15 : Puissances produite et injectée en nappe par l'intermédiaire d'un doublet de forage

Les puissances en chaud et en froid qu'il est envisageable de couvrir ont été calculées à partir des formules suivantes.

$$P_{FR} = \frac{Q \cdot 1,16 \cdot \Delta T \cdot EER}{EER + 1}$$

$$P_{CH} = \frac{Q \cdot 1,16 \cdot \Delta T \cdot COP}{COP - 1}$$

avec :

- P_{CH}, la puissance en chaud ;
- P_{FR}, la puissance en froid ;

- Q, le débit d'eau prélevé en nappe ;
- EER, le coefficient d'efficacité frigorifique (EER moyen annuel = 6,0) ;
- COP, le coefficient de performance en mode chauffage (COP moyen annuel = 5,0) ;
- ΔT , l'écart de température entre le prélèvement et le rejet. Celui-ci a été fixé à 7°C pour la production de chaud et de froid.

L'exploitation de cette nappe par l'intermédiaire d'un forage à un débit de 10 m³/h permettrait de produire environ 102 kW en chaud et 70 kW en froid.

Au vu de la place disponible et des contraintes d'écartement des doublets pour éviter le recyclage thermique, il paraît envisageable de mettre en place 2 ou 3 doublets géothermiques. La mise en place de 3 doublets géothermiques permettrait de produire **une puissance de chaud de 300 kW et une puissance de froid de 210 kW.**

En terme de couverture du besoin en énergie, la mise en place de 3 doublets permettrait de couvrir **12% du besoin en chaud** du projet et **14% du besoin en froid.**

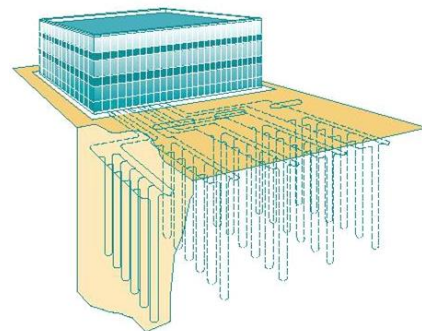
Conclusion sur la ressource :

La géothermie très basse énergie sur nappe est une solution énergétique localement disponible mais présentant une puissance exploitable faible au vue des contraintes de recyclage thermique et des débits d'exploitation. La solution n'est pas retenue pour la suite de l'étude.

► La géothermie sur sondes

Il est également possible de recourir à des sondes géothermiques verticales ou horizontales, plus coûteuses généralement, mais qui permettent d'exploiter des contextes géologiques défavorables à la géothermie sur nappe.

Un fluide caloporteur les parcourt et capte la chaleur du sous-sol. Cette énergie est alors valorisée en énergie de chauffage au moyen d'une pompe à chaleur. Dans un contexte de quartier urbain, les sondes verticales semblent davantage pertinentes pour réduire l'emprise au sol.



Comme pour la géothermie sur nappe, le coût des systèmes de géothermie sur sondes est aujourd'hui encore très limitant à l'échelle individuelle. Ils sont donc étudiés pour les lots logements collectifs et services.

En l'absence de Test de Réponse Thermique (TRT), l'évaluation de la conductivité thermique du sol ainsi que la capacité calorifique du sous-sol sont déterminées sur la base d'hypothèses de valeurs usuelles. La conductivité thermique (λ) bibliographique du sol au droit du site est de 2,0 W/(m.K), sur une profondeur de 200 mètres. La capacité thermique massique est de 2,2 MJ/(m³.K), sur une profondeur de 200 mètres.

Ces valeurs de conductivité thermique correspondent à des conditions assez favorables à la mise en place de la géothermie sur sondes géothermiques verticales.

Cette conductivité devra être confirmée et mesurée dans la suite des études par un Test de Réponse Thermique (TRT) réalisé sur un forage équipé d'une sonde test.

Le nombre de sondes installables, et donc la puissance installable, ainsi que la pérennité d'un champ de SGV sont dépendantes des espacements envisagés entre chaque sonde. Pour des sondes de 200 mètres nous considérons un écartement entre SGV de 7 mètres. Une distance de 3 mètres entre les et les SGV est imposée (6 mètre pour les fondations profondes de la tour).

En considérant ces contraintes d'espacement et des forages sous les bâtiments, le nombre de sondes maximums théoriques installables est calculé à 790 sondes (figure ci-dessous).

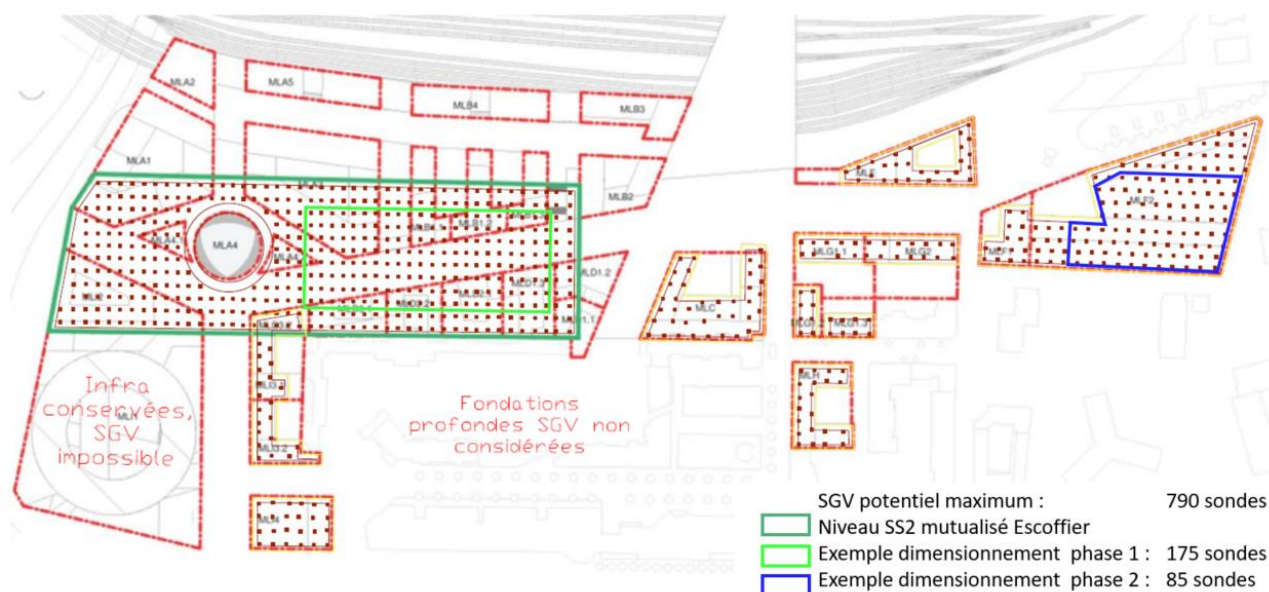


Figure 25 :Nombre de sondes maximum et exemple de dimensionnement

Parmi les 790 sondes théoriquement installables, celles positionnées sur des « petits » bâtiments paraissent difficilement exploitables (cela implique la mise en place de PAC pour un petit nombre de sondes, un phasage chantier complexifié pour une faible puissance extraite).

Le potentiel énergétique de deux champs de sondes positionnés sur deux phases différentes du programme (phase 1 et phase 2) et affichant une compacité intéressante est étudié dans le tableau ci-dessous et conduit à un champ de sonde de 260 forages.

	CHAUD	FROID
Nombre de sondes	260 sondes	
Longueur des sondes	200 mètres	
COP	5	
EER	6	
Puissance par mètres linéaire (W/m)	31 W/m	46 W/m
Energie (kWh/m)	50 kWh/m	50 kWh/m
Puissance extraite (kW)	1 600	2 400
Energie coté ressource (MWh)	2 600	2 600
Puissance produite (kW)	2 000	2 500
Réglementaire	Procédure d'autorisation code Minier	

Tableau 16 : puissance extraite par l'intermédiaire d'un champ de SGV

Ces puissances de chauffage et de froid permettraient de couvrir respectivement 60 % et 75 % des besoins en énergie du programme complet.

Encore plus en géothermie sur sondes qu'en géothermie sur nappe, la contrainte d'un équilibre entre les besoins annuels en froid et en chaud est importante. Un déséquilibre des besoins en chaud et en froid entraîne une baisse du rendement du système avec une dérive de la température du sol après plusieurs années

d'exploitation. Le projet de la future ZAC de Charenton-Bercy présente un besoin en chaud et en froid permettant d'envisager de la géothermie sur sondes, l'équilibre étant assurée par :

- Une couverture raisonnée des besoins (60 à 75%)
- Un réseau multi énergie avec des systèmes complémentaires permettant de garantir l'équilibre et d'optimiser le coût d'investissement

Ce schéma est celui en place sur le projet Nanterre Cœur de Quartier de Bouygues Immobilier

Conclusion sur la ressource

La géothermie sur sondes est une solution énergétique localement disponible adaptée aux besoins en énergie du projet. La solution est retenue pour une analyse plus détaillée dans la suite de l'étude.

► Code minier

D'un point de vue réglementaire, le nouveau Code Minier a instauré la notion de gîte géothermique de minime importance (GMI) de façon à alléger les démarches nécessaires à la mise en œuvre de ces petites installations. Cette procédure ne s'applique que pour les installations de moins de 500 kW. Vu les besoins énergétiques du projet, une éventuelle installation de géothermie sera nécessairement supérieure à ce seuil pour avoir un impact significatif sur les besoins de l'opération. Elle devra donc faire l'objet d'une demande d'autorisation au titre du code minier, comme c'est le cas sur des opérations similaires en Ile-de-France (Nanterre Université, Issy Cœur de ville, etc.), qui sera intégrée à l'Autorisation Environnementale du projet

5.7 Récupération de chaleur sur eaux usées

Les eaux usées (issues de nos cuisines, salles de bain, lave-linge etc.) ont une température moyenne comprise entre 10 et 20°C (cette température varie bien sûr en fonction de la région et des saisons). Leur chaleur étant une énergie disponible en quantité importante dans les milieux urbains, une installation de ce type permettrait d'exploiter ce potentiel énergétique et de réduire les consommations du site.

5.7.1 Installation collective (à l'îlot)

Un échangeur sur un collecteur important (diamètre et longueur) associé à une pompe à chaleur réversible permet de fournir les calories/frigoriques aux bâtiments afin de les chauffer ou de les refroidir. Bien que l'installation collective permette une mutualisation des coûts, l'investissement reste conséquent et la faible puissance récupérée (de 1 à 1,5 kW/ml équipé) ne justifie généralement un tel investissement que pour des installations ayant une consommation régulière sur l'année (piscine municipale, industrie).



Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

5.7.2 Installation individuelle (au bâtiment)

Un récupérateur de chaleur permet d'extraire les calories des eaux usées pour préchauffer l'eau de ville et ainsi diminuer la consommation pour la production d'eau chaude sanitaire. Si les performances annoncées par les constructeurs sont intéressantes (jusqu'à 60% d'économie sur l'ECS), les retours d'expériences affichent des économies plus faibles.

L'exploitation de ces systèmes reste complexe avec des contraintes d'encrassement des échangeurs et des variations importantes de la puissance disponible en fonction de l'évolution de la température des eaux grises.

Conclusion sur la ressource

Solution qui peut être considérée à l'échelle du bâtiment si aucun raccordement à un réseau de chaleur n'est prévu. Dans le cas où le bâtiment est raccordé à un réseau de chaleur l'investissement lié à la récupération de la chaleur fatale des eaux grises pourrait être investi dans un équipement centralisé permettant de mobiliser un taux d'EnR plus important (SGV, biomasse).

5.8 L'aérothermie

L'aérothermie consiste à utiliser une pompe à chaleur sur l'air extérieur. Si les investissements sont inférieurs à la géothermie (pas de forage), le coefficient de performance du système est globalement moins bon quand la température extérieure atteint des températures basses (particulièrement pendant la période de chauffage). En revanche en période tempérée (printemps et automne) les rendements de ces solutions sont proches de ceux de la géothermie et peuvent être utilisées pour la gestion globale des réseaux et l'équilibre annuel du système.

Le recours à une pompe à chaleur est donc acceptable, voir pertinent, pour des bâtiments récents et bien isolés ayant des besoins de chauffage réduits dans des zones climatiques plutôt tempérées.

Dans le cas du programme de Charenton-Bercy, l'aérothermie est une solution qui pourrait convenir à certains lots difficilement raccordables au réseau de distribution de chaleur et de froid. A noter que les pompes à chaleurs peuvent être utilisées pour le chauffage, le chauffage et l'ECS, l'ECS seule (on parle dans ce cas de ballon thermodynamique, la pompe à chaleur étant intégrée au ballon d'eau chaude), et enfin le chauffage et le rafraîchissement (installation réversible). Ces dispositifs impliquent des locaux techniques dans chaque lot concerné et de la place en toiture pour les échangeurs qui viennent concurrencer les autres valorisations possibles des toitures.

Une contrainte non négligeable à prendre en considération pour les installations réversibles (production de froid) est l'effet d'îlot de chaleur urbain induit par ces solutions. En effet, les calories rejetées à l'extérieur dans un milieu fortement artificialisé contribuent à augmenter localement la température extérieure. La dissipation de ces calories à partir d'un échangeur immergé dans la Seine permet de limiter la contrainte d'îlot de chaleur. Cependant, cela implique une installation centralisée (pour un accès unique au fleuve) et des contraintes réglementaires et juridiques d'accès.

Conclusion sur la ressource

Solution retenue pour une analyse plus détaillée dans la suite de l'étude.

5.9 Les groupes à absorption

Les machines à absorption consistent à exploiter une source de chaleur (généralement fatale) pour produire du froid par un procédé chimique basé sur deux composants, l'un volatil porté à ébullition (le fluide frigorigène) et l'autre absorbant.

Dans le cas où la source de chaleur est gratuite (captage d'une énergie fatale) et où la dissipation de la chaleur n'est pas contraignante (site industriel vaste par exemple) les groupes à absorption peuvent être une solution de production de froid pertinente.

La principale contrainte pour l'exploitation de groupes à absorption dans le programme de Charenton-Bercy est la chaleur primaire à considérer pour le fonctionnement des groupes à absorption. Une chaleur primaire non renouvelable ou non de récupération n'est pas pertinente. Et la chaleur extraite d'un ouvrage géothermique basse et très basse énergie a une température trop faible pour obtenir un fonctionnement énergétiquement optimal d'un système à absorption.

De plus, l'importante dissipation de la chaleur liée au fonctionnement des groupes à absorption est très contraignante dans un environnement urbain et contribue fortement aux îlots de chaleur. La dissipation des calories par refroidissement à l'eau de Seine serait une alternative permettant de limiter l'effet d'îlot de chaleur, mais pour les mêmes raisons que celles évoquées précédemment pour l'énergie hydraulique cela implique de lever les contraintes réglementaires d'accès au fleuve.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

5.10 La cogénération

La cogénération ne représente pas en soi une source d'énergie renouvelable au sens strict du terme, mais est plutôt une variante technique d'une chaudière à gaz ou biomasse.

Un système de cogénération est conçu pour produire à la fois de la chaleur et de l'électricité. L'électricité produite permet de combler des besoins électriques locaux (autoconsommation) ou peut être revendue sur le réseau électrique. Une partie de la chaleur de combustion est récupérée pour répondre aux besoins thermiques locaux : chauffage de bâtiments ou procédés industriels.

La couverture de l'ensemble des besoins de chaleur du programme à partir d'une chaudière à cogénération au gaz naturel ne permettrait pas d'atteindre les performances énergétiques visées (en terme de taux d'EnR). L'approvisionnement d'une chaudière en gaz vert ne peut pas être garanti dans le temps par le promoteur et est donc difficilement affichable comme une source renouvelable sur le long terme.

La viabilité financière des systèmes de cogénération est complexe et dépend de l'usage prioritaire qui en est fait. En pratique, l'intérêt n'est vérifié que pour des installations présentant des besoins très constants au cours de l'année en chaleur, ce qui ne sera pas le cas du projet.

Enfin, étant donnés les besoins en puissance du programme (précédemment évalués) la chaufferie devrait faire l'objet d'un bâtiment spécifique classé ICPE, ce qui représente une contrainte forte au cœur d'un projet fortement urbain.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

5.11 Chaleur fatale industrielle

Une étude réalisée par l'ADEME en 2017 recense les potentiels de valorisation de chaleur fatale en Ile-de-France. Aucun industriel (UIOM, industriel et Data Centers) présentant une activité propice à la récupération d'énergie fatale n'a été identifié à proximité du programme.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

Cependant suivant l'évolution de la programmation du projet les opportunités de récupération de chaleur au niveau des sites tertiaires ou commerciaux seront à prendre en compte.

5.12 L'hydrogène énergie

L'hydrogène ne peut pas être considérée comme une énergie renouvelable en soi, cependant elle suscite un fort intérêt énergétique par ses possibilités d'usage et de stockage. L'hydrogène n'est pas une ressource disponible à l'état naturel. 95% de l'hydrogène est actuellement produit par gazéification ou reformage d'hydrocarbures (pétrole, gaz naturel et charbon), solutions les moins coûteuses mais émettrices de CO₂.

Cependant, l'hydrogène peut également être produit à partir d'eau et d'électricité, c'est l'électrolyse de l'eau. En considérant une énergie électrique renouvelable, l'hydrogène produit par électrolyse peut alors être considéré comme renouvelable.

Dans un programme urbain l'hydrogène peut être envisagé suivant plusieurs axes : la mobilité, la production d'électricité et de chaleur ou le stockage énergétique.

La mobilité hydrogène est actuellement peu développée en France et est essentiellement orientée vers les véhicules lourds ou le transport collectif et ce dernier n'est pas traité dans la présente étude. Concernant la mobilité individuelle, en alternative aux véhicules à énergie fossile, ce sont les besoins pour des véhicules à énergie électrique qui ont été précédemment évalués en raison du développement de la filaire bien plus avancée que celle des véhicules à hydrogène, en particulier pour les usages urbains denses comme ceux du quartier de Charenton Bercy.

Pour le stockage énergétique, le stockage et le déstockage d'un kilowattheure sous forme d'hydrogène est actuellement moins compétitif qu'un stockage chimique (lithium-ion par exemple) en terme de rendement, de durée de vie des équipements et donc de coût. Pour cette raison, dans l'évaluation de la pertinence du couplage d'un stockage au photovoltaïque, c'est le stockage chimique qui sera considéré dans la suite de l'étude.

Conclusion sur la ressource

Solution non retenue pour la suite de l'étude.

5.13 Synthèse de l'analyse de potentiel en EnR

Ressource énergétique		Disponibilité de la ressource	Potentiel de la ressource	Avantages	Inconvénients	Conclusion intermédiaire
Hydraulique		La Seine	Faible		- Contraintes techniques et réglementaires	Potentiel inexploitable
Solaire	Thermique	Faible (peu d'espace en toiture pour les lots affichant des besoins en ECS)	Productible annuel = 2 800 MWh	- Energie « gratuite » et sans nuisances - Energie décarbonée en termes de production	- Concurrence directement le photovoltaïque - Implique des dispositifs d'appoint - Investissement important	Potentiel faible
	Photovoltaïque	Intéressante (Surface de panneaux envisageable : 17 000 m² en toiture)	Productible annuel = 3 500 MWh	- Energie « gratuite » et sans nuisances - Energie décarbonée en termes de production	- Investissement important - Concurrence les toitures terrasses ou végétalisées	Potentiel moyen à fort. Intérêt économique selon montage.
Eolienne	Grand éolien	Impossible en secteur urbain				Potentiel inexploitable
	Petit éolien	Aléatoire et d'ampleur non significative				Potentiel faible à nul
Biomasse	Bois-énergie / Biomasse liquide	Forte au niveau régional	Suffisant au vu des besoins du projet	- Source décarbonée	- Fret à considérer - Implique des locaux techniques avec accès pour livraison du combustible	Potentiel moyen à fort dans un scénario multi-énergie
	Biogaz	Déchets urbains	Faible			Potentiel inexploitable
Géothermie	Haute énergie					Pas de potentiel

Ressource énergétique			Disponibilité de la ressource	Potentiel de la ressource	Avantages	Inconvénients	Conclusion intermédiaire
	Moyenne énergie						
	Basse énergie		Nappes du Dogger et du Lusitanien à l'aplomb du projet	Potentiel très important	- Un forage permet de couvrir l'intégralité des besoins en chaud du projet	- Investissement - Impose un export de la chaleur hors du projet pour trouver une rentabilité - Espace technique >1000m² nécessaire	Potentiel fort
	Très basse énergie	PAC sur nappe	Présence d'aquifères connus (alluvion de la Seine)	Potentiel pour installer 3 doublets ou triplets	- Energie décarbonnée - Source d'énergie peu chère	- Investissement important - Puissance limitée par le recyclage thermique en raison de la morphologie du site et par le débit	Potentiel faible face aux besoins du projet
		PAC sur sonde	Conductivité thermique assez favorable	Fort en ne se limitant pas à la GMI	- Nuisances réduites	- Investissement important - Contrainte surfacique durant la phase travaux	Potentiel moyen à fort
Aérothermie			Oui (air)	Potentiel suffisant	- Solution classique, simple à mettre en œuvre - Investissements faibles	- Moins performante que la géothermie	Potentiel moyen à fort
Groupe à absorption			Pas de chaleur fatale Eventuellement chaleur du Dogger	Faible	- Transformer le chaud du Dogger en froid	- Ilot de chaleur	Potentiel inexploitable
Récupération d'énergie fatale	Eau usée						Potentiel faible
	Industrielle						

Tableau 17 : synthèse de l'analyse de potentiel des énergies renouvelables et de récupérations

Vecteur énergétique		Disponibilité / Potentiel	Avantages	Inconvénients	Conclusion intermédiaire
Réseaux de chaleur/froid	Existant	Réseaux présents en périphérie du projet	<ul style="list-style-type: none"> - Permet de limiter/supprimer les unités de production sur la zone du projet - Solution flexible et simple - Permet également d'exporter de l'énergie 	<ul style="list-style-type: none"> - Incertitude sur le coût du raccordement - Non maîtrise du coût de l'énergie - Non maîtrise du taux d'EnR 	Potentiel fort
	Création d'un réseau global	Densité énergétique très intéressante	<ul style="list-style-type: none"> - Permet d'amortir des investissements importants - Bénéfice du foisonnement - Centraliser les locaux techniques 	<ul style="list-style-type: none"> - Investissement important - Contraintes réglementaires et juridiques à lever 	Potentiel très fort
	Création de réseaux au macro lot		<ul style="list-style-type: none"> - Peu faciliter le phasage - Peu permettre d'éviter le domaine public - Permet d'optimiser la densité énergétique des réseaux 	<ul style="list-style-type: none"> - Foisonnement plus faible - Plusieurs locaux techniques - Incompatible avec la géothermie basse énergie 	Potentiel moyen à fort notamment pour le froid.

Tableau 18 : synthèse de l'analyse de potentiel pour le déploiement de réseau de distribution de l'énergie

6. Conclusions intermédiaires : scénarios énergétiques retenus

Au regard de l'analyse des besoins du site, de l'analyse du potentiel des filières énergies renouvelables, et de la faisabilité technique et économique des réseaux de distribution de la chaleur et du froid étudiés dans le cahier 1, les scénarios d'approvisionnement suivants seront étudiés dans le cahier 2.

► Scénario Réf

Scénario servant de référence pour la comparaison des autres scénarios en terme de taux d'intégration d'EnR, de coût d'investissement et de coût de revient de l'énergie.

Dans ce scénario de référence, l'alimentation en énergie du quartier est réalisée de la façon suivante :

- Pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire les lots sont raccordés en pied d'immeuble à un réseau de chaleur alimenté par un import d'énergie depuis le réseau CPCU.
- Pour les lots affichant un besoin en froid, un raccordement à un réseau de froid, alimenté à partir du réseau de Climespace, est considéré en pied d'immeuble.
- Les besoins en électricité sont assurés de façon conventionnelle par un raccordement des lots au réseau électrique de distribution.

Attention : le scénario de référence permet uniquement de comparer les différents scénarios EnR étudiés. Cette stratégie énergétique n'est pas la solution préconisée, et ne permet pas de favoriser l'intégration des EnR ni de maîtriser la performance énergétique et le coût de l'énergie du quartier.

► Scénario « EnR 1 »

Dans ce scénario un ouvrage au Dogger est considéré pour couvrir les besoins en chauffage et en ECS. Un réseau de chaleur permet de distribuer l'énergie dans le quartier mais également de l'exporter vers le réseau de CPCU. En effet, l'investissement important nécessaire à la création des forages impose la vente en dehors du quartier du surplus d'énergie produite.

Les besoins en froid sont assurés par des groupes froid en pied et/ou en toiture d'immeuble.

► Scénario « EnR 2 »

Le scénario EnR 2 considère une alimentation multi-énergie composée de géothermie très basse énergie, de chaudière biomasse, et d'appoint et secours par les réseaux voisins exploités par CPCU et Climespace ou éventuellement par des groupes gaz.

► Scénario « EnR 3 »

Le scénario EnR 3 peut être considéré comme une version simplifiée du scénario EnR 2. Il intègre de la géothermie très basse énergie (SGV), un appoint et secours assuré par le réseau de CPCU pour le chaud, et des groupes électriques à compression centralisés pour l'appoint et le secours du froid.

Contrairement au scénario EnR 1, qui intègre également des groupes froid, le scénario EnR 3 comprend la mise en place d'un réseau de distribution du froid nécessaire à la valorisation du froid des sondes géothermiques. Ainsi dans le scénario EnR 1 les groupes froids sont décentralisés dans chaque bâtiment, dans ce scénario EnR 3 les groupes froids peuvent être centralisés en exploitant le réseau de distribution et ainsi bénéficier du foisonnement et d'une intégration plus simple.

► Scénario photovoltaïque

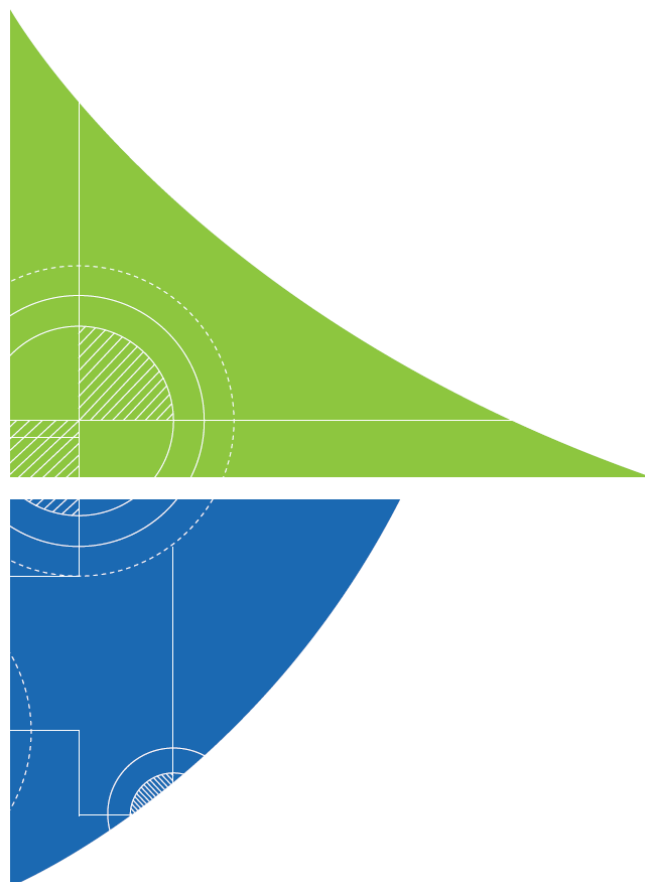
Etudié en parallèle des deux scénarios EnR, puisque décorrélé de la stratégie de production de la chaleur et du froid, le scénario photovoltaïque analyse la rentabilité d'installations en toiture en autoconsommation collective.

Deux variantes des zones d'intégration du photovoltaïque sont considérées :

- Toitures des futurs bâtiments du programme ;
- Toiture existante du centre technique de la SNCF.

CAHIER 2

Volet préfaisabilité



7. Dimensionnements techniques

L'énergie annuelle consommée seule ne suffit pas à caractériser une installation de production énergétique. Il faut également étudier sa puissance. La puissance d'une installation est sa capacité à dispenser de l'énergie plus ou moins rapidement. Or, les besoins en énergie calculés précédemment ne sont pas constants tout au long de l'année. Ils varient en fonction de paramètres climatiques (température extérieure, apports solaires) et de l'usage (occupation des bâtiments, utilisation des équipements, etc.). Deux exemples d'appel de puissance au cours d'une année illustrent ci-dessous l'évolution du besoin.

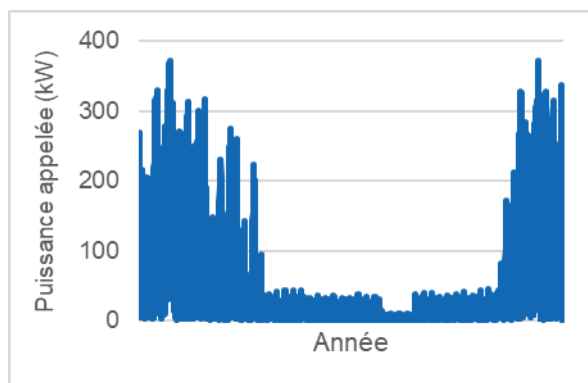


Figure 26 : Puissance en chaud appelée au cours de l'année pour le lot MLA1

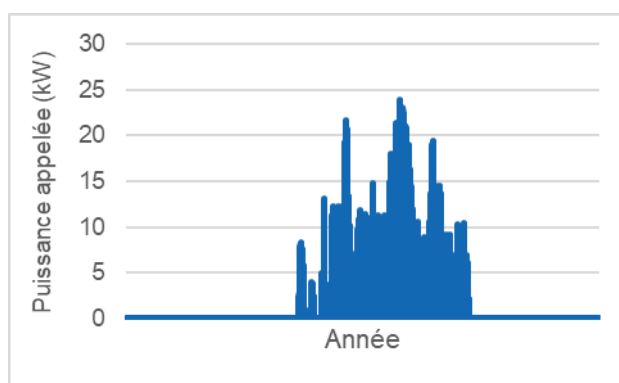


Figure 27 : Puissance en froid appelée au cours de l'année pour le lot MLA4.1

Les modes de distribution et de production impactent le besoin en énergie et la puissance à installer à travers les rendements à considérer. Ainsi, en fonction du scénario, différentes pertes sont considérées.

Le foisonnement impacte également le dimensionnement de la puissance à installer. Comme présenté dans le paragraphe 4.5, la somme des puissances installées en chaufferies individuelles à l'échelle du lot sera supérieure à la puissance d'une chaudière centralisée à l'échelle du programme.

Un outil développé en interne permet d'analyser et de croiser les profils de plusieurs postes de consommation et de plusieurs lots au périmètre désiré, afin de construire la monotone de puissance.

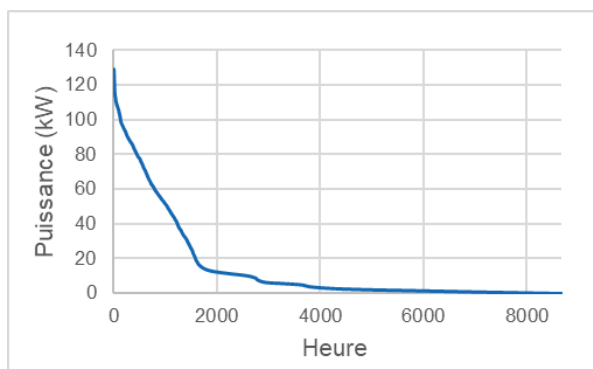


Figure 28 : Monotone de puissance en chaud du lot MLA2

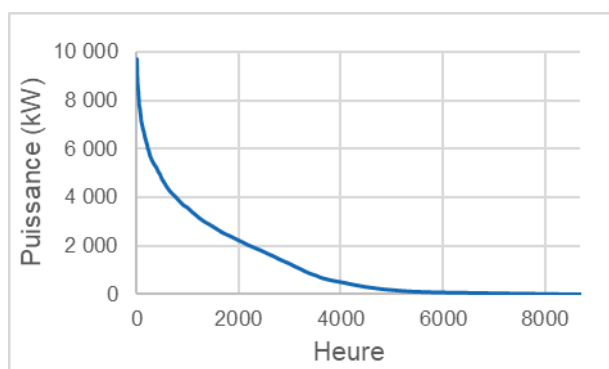


Figure 29 : Monotone de puissance en chaud du programme complet

Les monotones doivent être vues comme l'analyse du régime de fonctionnement de l'installation au cours de l'année. Dans les exemples présentés ci-dessus, le besoin en chaud du lot MLA2 représente environ 4 000 heures au cours de l'année. Cependant, on s'aperçoit que le régime de fonctionnement varie fortement et n'est supérieur à 60 kW que durant 1 000 heures environ. Le maximum atteint (ici 140 kW) est la puissance minimale à installer pour garantir le passage de la pointe de consommation.

Les unités de production et de distribution de l'énergie sont dimensionnées dans la suite de l'étude pour les besoins en énergie dit « standard » sans rafraîchissement des logements (paragraphe : 4.4.1) qui n'est pas

prévu à ce stade. A noter cependant que ces besoins sont compatibles avec les différentes solutions envisagées moyennant une puissance disponible plus importante qui sera à prendre en compte dans les études de conception.

7.1 Scénario Ref

Rappel : le scénario de référence consiste à créer des réseaux de chaleur et de froid sur le périmètre de la future ZAC et de les raccorder aux réseaux de CPCU et de Climespace. Des échangeurs permettent d'importer l'énergie sur la ZAC et de marquer la frontière entre les réseaux CPCU, Climespace et les réseaux de la ZAC. Le dimensionnement se focalise sur :

- les extensions des réseaux CPCU et Climespace en dehors de la future ZAC nécessaire au raccordement ;
- les stations d'échange en limite de ZAC ;
- les réseaux dans la ZAC ;
- et les sous-stations en pied d'immeuble.

► Réseau de distribution

Ce scénario implique la mise en place de deux réseaux, chaud et froid, sur des périmètres légèrement différents puisque certains lots ne sont pas concernés par des besoins en froid.

Les figures ci-dessous présentent le tracé des deux réseaux.

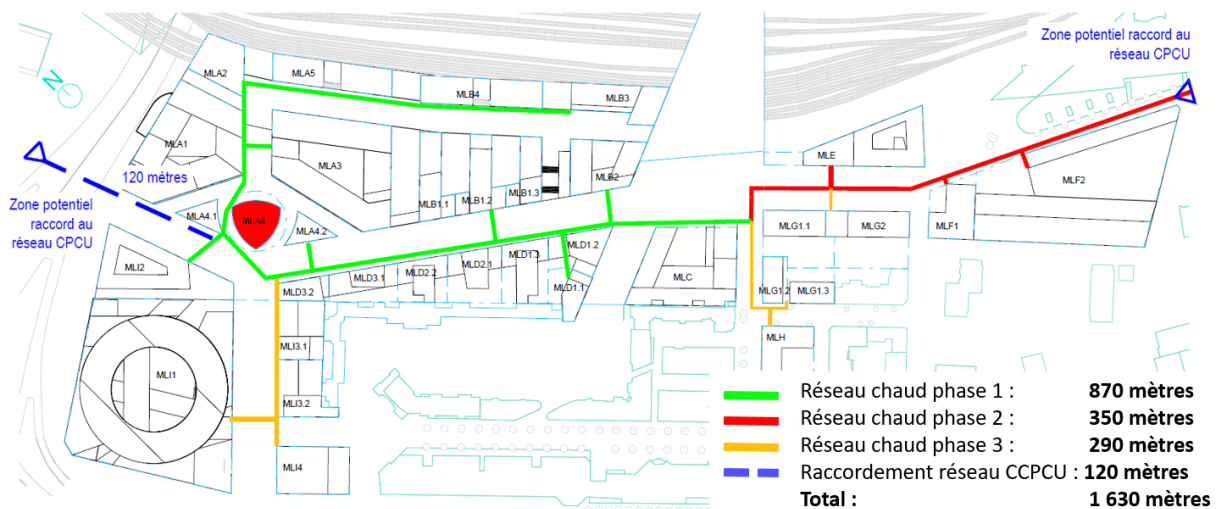


Figure 30 : Tracé réseau de chaud avec phasage

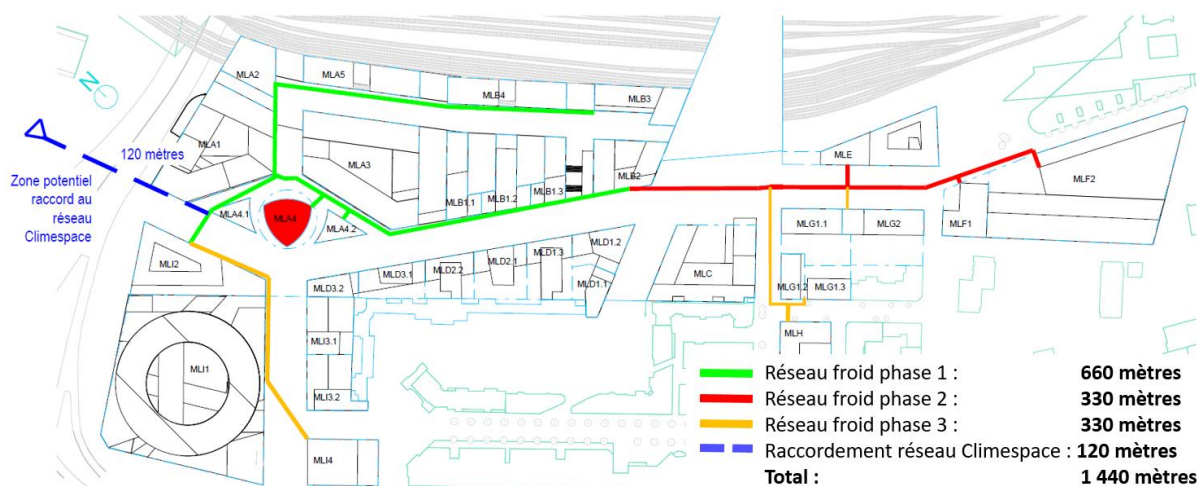


Figure 31 : Tracé réseau de froid avec phasage

► Sous-stations

Le tableau ci-dessous présente la puissance des échangeurs thermiques à installer en pied d'immeuble pour chaque lot. Ces échangeurs assurent l'interface entre les réseaux primaires de la future ZAC et les réseaux secondaires dans les immeubles. Les puissances thermiques des échangeurs sont déterminées à partir des puissances maximales des monotones multipliées par un coefficient de sécurité de 1,1.

Lot	Puissance échangeur chaud	Puissance échangeur froid
MLA1	410	590
MLA2	140	200
MLA3	550	790
MLA4	2120	1200
MLA4.1	20	30
MLA4.2	20	30
MLA5	190	250
MLB1.1	400	30
MLB1.2	260	40
MLB1.3	310	20
MLB2	260	110
MLB3	550	20
MLB4	190	260
MLC	100	0
MC1	110	0
MLC2	160	0
MLD	150	240
MLD1.1	90	0
MLD1.2	330	0

Lot	Puissance échangeur chaud	Puissance échangeur froid
MLD1.3	160	0
MLD2.1	260	0
MLD2.2	110	0
MLD3.1	200	0
MLD3.2	130	0
MLI2	440	380
MLE	210	290
MLF1	580	0
MLF2	170	230
MLG1.1	100	130
MLG1.2	140	0
MLG1.3	110	0
MLG2	80	110
MLH1	360	0
MLI1.1	1310	1970
MLI3.1	250	0
MLI3.2	160	0
MLI4	350	510
Total	11 500	7 400

Tableau 19 : Puissance des échangeurs thermiques installés en pied d'immeuble en chaud et en froid (en kW)

► Illustration du scénario de référence

La figure ci-dessous illustre l'architecture du scénario de référence

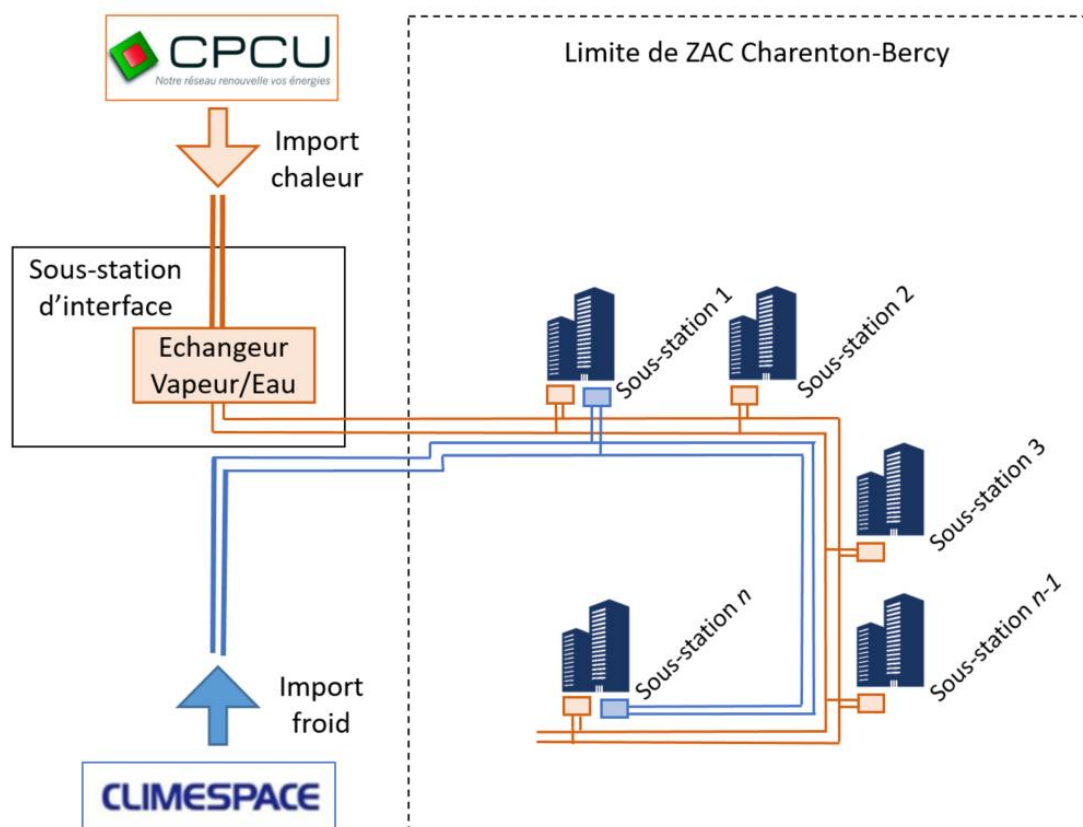


Figure 32 : illustration du scénario de référence

Remarque : Le taux d'insertion d'EnR de ce scénario de référence correspond au taux d'EnR contenu dans le kilowattheure livré par les exploitants et fournisseurs des réseaux CPCU et Climespace. Il est susceptible d'évoluer dans le temps et dépend de la volonté des exploitants.

Actuellement le taux d'EnR du réseau CPCU est de 51%. Concernant le réseau Climespace, des certificats d'origine verte peuvent être fournis pour 100% de l'électricité consommée par les groupes de production, mais dans ce cas, cela ne constitue pas une insertion directe d'EnR dans la production de froid.

7.2 Scénario EnR 1

Rappel : ce scénario prévoit la mise en place d'un ouvrage de géothermie à l'aquifère du Dogger. L'exploitation des eaux chaudes de la nappe implique des forages coûteux de 1,5 à 2 km de profond. Ils permettent d'extraire une puissance supérieure aux besoins du projet qui doit être valorisée par de l'export afin de rentabiliser l'investissement. Ce scénario implique également une emprise au sol importante pour la centrale géothermale (entre 800 et 1 200 m²).

Les besoins en froid sont assurés par des groupes froids décentralisés au niveau des bâtiments.

► Ouvrage au Dogger

Les caractéristiques techniques de l'ouvrage au Dogger considérées pour estimer la puissance et l'énergie disponibles en sortie de forage sont présentées ci-dessous (elles sont issues des caractéristiques du forage au Dogger voisin d'Ivry-sur-Seine) :

- Emprise au sol : 5 000 m² en phase de réalisation, 1 200 m² en exploitation ;
La faisabilité des forages dans la zone de pleine terre communiquée devra être déterminée en étude de faisabilité en fonction des caractéristiques du sous-sol et des contraintes d'aménagement du projet.

- Profondeur des forages : 1 600 mètres ;
- Température de l'eau en toit de nappe : 64°C ;
- Débit artésien : 170 m³/h ;
- Débit maximal en pompage : 350 m³/h ;
- Débit moyen d'utilisation : 200 m³/h ;
- ΔT sur la boucle géothermale : 30°C ;
- Puissance moyenne : 8 MW ;
- Energie annuelle : 55 000 MWh.

L'étude de faisabilité devra considérer l'ouvrage existant d'Ivry-sur-Seine et déterminer les caractéristiques d'un nouveau forage permettant d'éviter tout risque de recyclage thermique.

La boucle géothermale est complétée par des échangeurs à plaques en titane et des pompes à chaleur permettant d'élever la température du fluide.

► Réseau de distribution

Le réseau de distribution de la chaleur considéré dans ce scénario est le même que dans le scénario de référence, avec une distribution de la chaleur sur l'ensemble du projet, plus un conduit pour l'export de la chaleur en dehors de la zone d'aménagement (voir Figure 30 : Tracé réseau de chaud avec phasage).

Les mêmes puissances d'échangeurs thermiques en pied d'immeuble que dans le scénario de référence sont considérées (voir Tableau 19 : Puissance des échangeurs thermiques installés en pied d'immeuble en chaud et en froid (en kW)).

► Production de froid décentralisée

Le tableau ci-dessous présente la puissance des groupes froids à installer en pied d'immeuble ou en toiture pour chaque lot consommateur de froid. Les puissances installées sont déterminées à partir des puissances maximales des monotones issues des besoins en froid multipliées par un coefficient de surdimensionnement fixé à 1,1.

Puissance groupe		Puissance groupe	
Lot	froid	Lot	froid
MLA1	590	MLD1.3	0
MLA2	200	MLD2.1	0
MLA3	790	MLD2.2	0
MLA4	1200	MLD3.1	0
MLA4.1	30	MLD3.2	0
MLA4.2	30	MLI2	383
MLA5	250	MLE	291
MLB1.1	30	MLF1	0
MLB1.2	40	MLF2	233
MLB1.3	20	MLG1.1	127
MLB2	110	MLG1.2	0
MLB3	20	MLG1.3	0
MLB4	260	MLG2	115
MLC	0	MLH1	0
MC1	0	MLI1.1	1972
MLC2	0	MLI3.1	0
MLD	240	MLI3.2	0
MLD1.1	0	MLI4	510
MLD1.2	0	Total installé	7 440

Tableau 20 : Puissance des groupes froids installés en pied d'immeuble (en kW)

► Illustration du scénario EnR 1

La figure ci-dessous illustre l'architecture du scénario EnR 1.

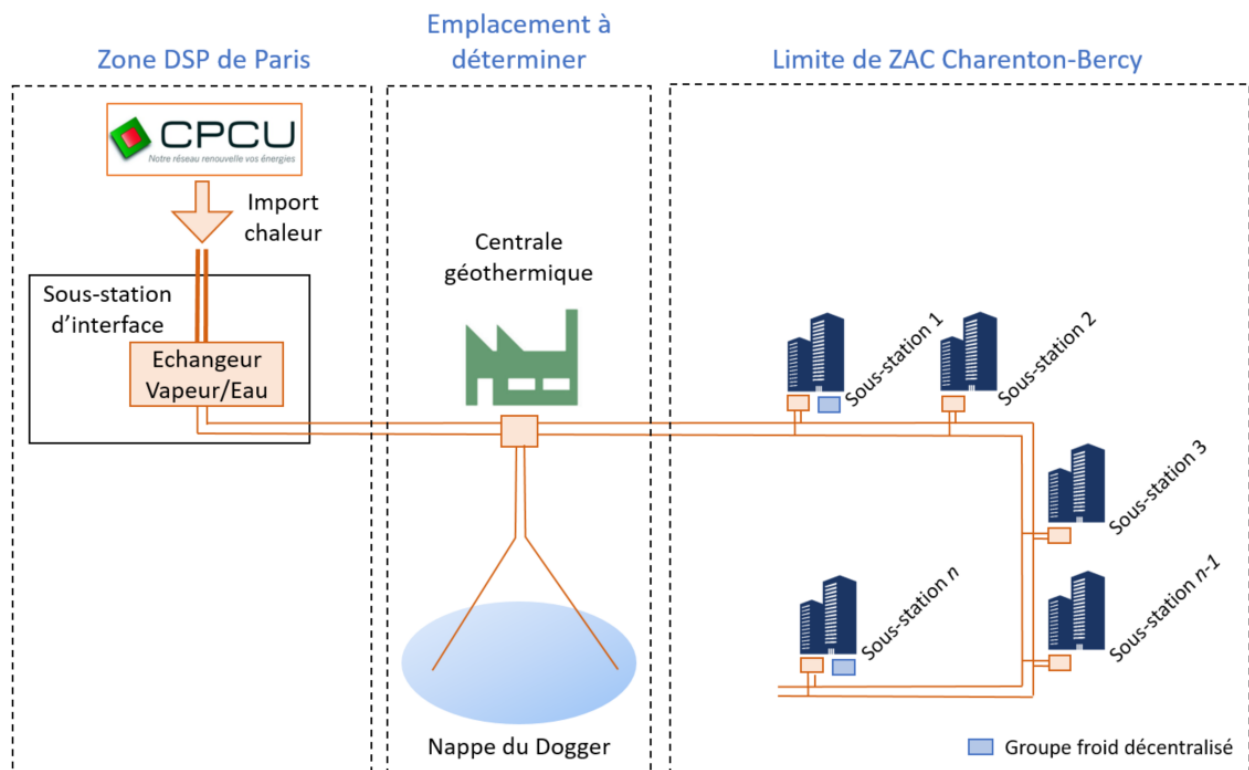


Figure 33 : illustration du scénario EnR 1

7.3 Scénario EnR 2

Rappel : ce scénario met en place un réseau de distribution de l'énergie thermique à l'échelle du quartier alimenté par différentes unités de production. Les filières constituant le mix énergétique de ce scénario sont :

- la géothermie très basse énergie et la biomasse pour fournir la base des besoins.
- l'import d'énergie depuis les réseaux CPCU et Climespace pour l'appoint et le secours.

Plusieurs variantes peuvent être considérées dans ce scénario et sont illustrées dans le schéma ci-dessous.

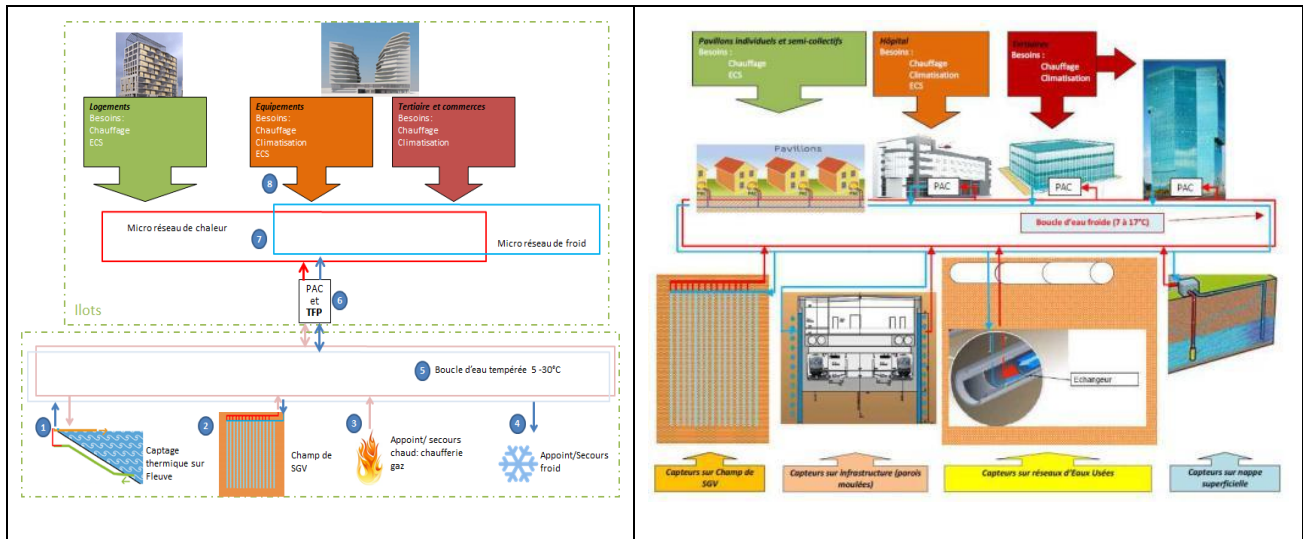


Figure 34 : Exemple des variantes envisageables pour le scénario 2 : BETEG (Boucle d'Eau Tempérée à Energie Géothermique) ou réseau 4 tubes

De nombreux paramètres techniques, de gouvernance ou encore juridique, non figés aujourd'hui peuvent influencer le choix des variantes de ce scénario. Cependant, dans une approche d'étude de valorisation du potentiel en énergie renouvelable, ces variantes impactent peu la conclusion de l'étude. En effet, que la distribution de l'énergie soit assurée par un réseau tempéré ou 4 tubes, que le combustible de biomasse soit solide ou liquide, le bilan d'intégration d'EnR n'évolue que très peu.

La variante retenue pour le dimensionnement de ce scénario est la suivante :

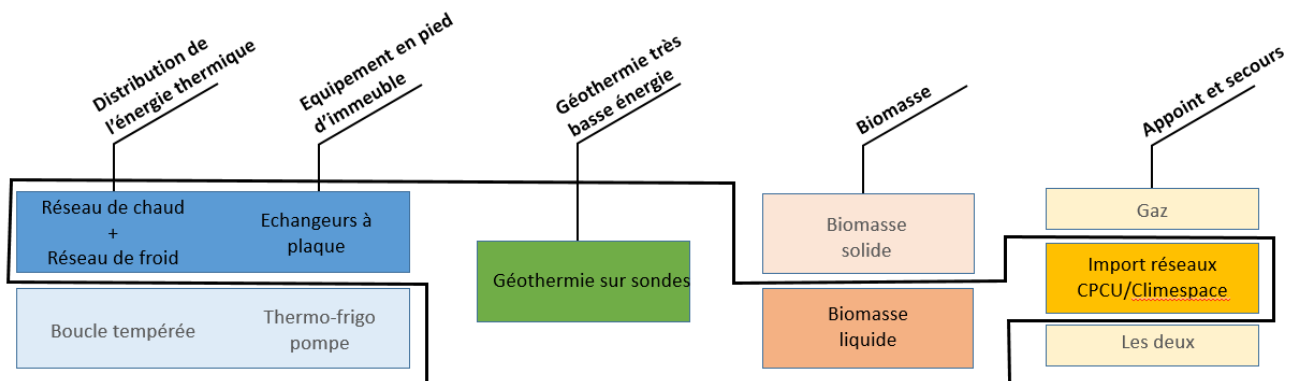


Figure 35 : Illustration des variantes retenue pour le dimensionnement du scénario 2

Ce choix est justifié de la façon suivante :

- Réseau de chaud et de froid : permet d'étudier une solution à isopérimètre avec les scénarios précédents et de focaliser les conclusions de l'étude sur les filières EnR ;
- Biomasse liquide : permet pour un projet dense et très urbain d'optimiser la dimension des locaux techniques et le fret lié à l'approvisionnement ;

La puissance utile à installer en géothermie et en chaufferie biomasse est déterminée en analysant les monotonies des besoins en chaud et en froid à l'échelle globale du projet. Ces filières affichent des ratios à l'investissement euro par kilowatt installé plus élevés qu'un import de chaleur du réseau CPCU ou qu'une chaudière au gaz. L'objectif du dimensionnement est de couvrir la part du besoin en énergie la plus importante avec les filières renouvelables tout en maîtrisant l'investissement et donc la puissance à installer.

A partir des besoins en énergie finaux, déterminés dans le paragraphe 4.4, le dimensionnement cumulé des unités de production est déterminé en considérant les rendements du réseau de distribution.

La monotone ci-dessous permet d'estimer que l'installation de 3 MW en géothermie + biomasse couvre 75% des besoins en chaud. La puissance cumulée à contractualiser (hors secours) en import depuis le réseau CPCU est alors de 8 MW.

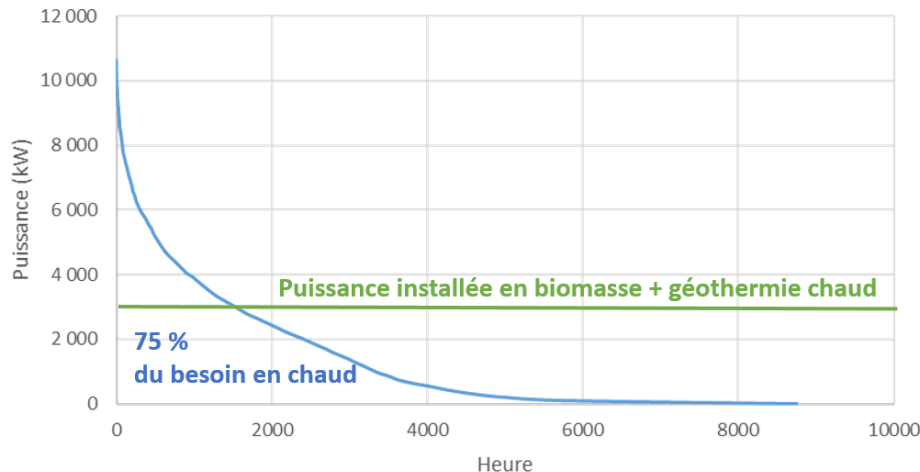


Figure 36 : monotone des besoins en chaud en sortie des unités de production

La répartition des 3 MW de puissance à installer entre la géothermie et la biomasse peut être discutée. Un dimensionnement de la géothermie en se limitant à la GMI, ne permet d'installer qu'une puissance en chaud de 420 kW. Cela implique un recours très important à la biomasse et donc à des contraintes de place et d'approvisionnement élevées (voir paragraphe 5.5). Il paraît plus intéressant de mieux équilibrer la puissance installée entre les deux filières. De plus, contrairement à la biomasse, la géothermie permet également de générer du froid. Afin d'atteindre un taux d'EnR également important sur la production de froid il est intéressant d'installer une puissance plus importante en géothermie qu'en biomasse.

► Production de chaud

Il est proposé de procéder au dimensionnement suivant pour les besoins en chaud :

- 2 MW en sortie de pompe à chaleur géothermique (dimensionnement étudié dans le paragraphe 5.6.2)
- 1 MW de chaudière biomasse
- 11 MW disponibles en import depuis le réseau CPCU

L'installation d'une capacité d'import de 11 MW depuis CPCU permet d'assurer la fourniture de l'appoint durant les périodes de pointes mais également d'assurer le secours en cas d'indisponibilité des unités renouvelables.

Les taux de couverture de chaque filière pour ce mix énergétique sont représentés sur la figure ci-dessous.

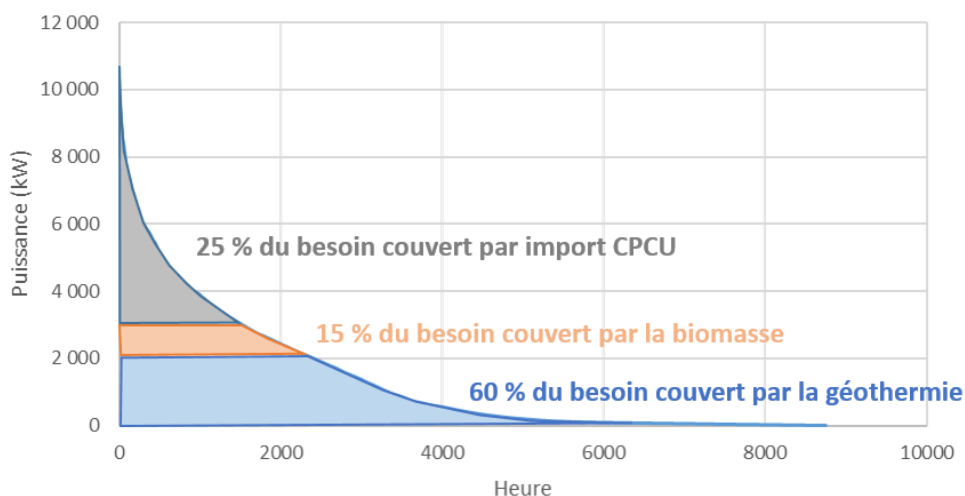


Figure 37 : Taux de couverture du besoin en chaud par filière du scénario EnR 2

Si les chaufferies biomasses sont jugées non pertinentes pour le projet (pour des raisons de rejets atmosphériques ou pour les contraintes d'approvisionnement du combustible), le scénario EnR 3 est une variante où cette unité de production n'est plus considérée.

► Production de froid

Le dimensionnement du système géothermique précédent conduit à une puissance de froid disponible en sortie du système de 2 500 kW. Cette puissance permet de couvrir 75 % du besoin en froid du projet. Le mix énergétique proposé est le suivant :

- 2,5 MW en sortie des thermo-frigo pompes géothermiques ;
- 7,5 MW de capacité d'import depuis le réseau de Climespace (appoint/secours).

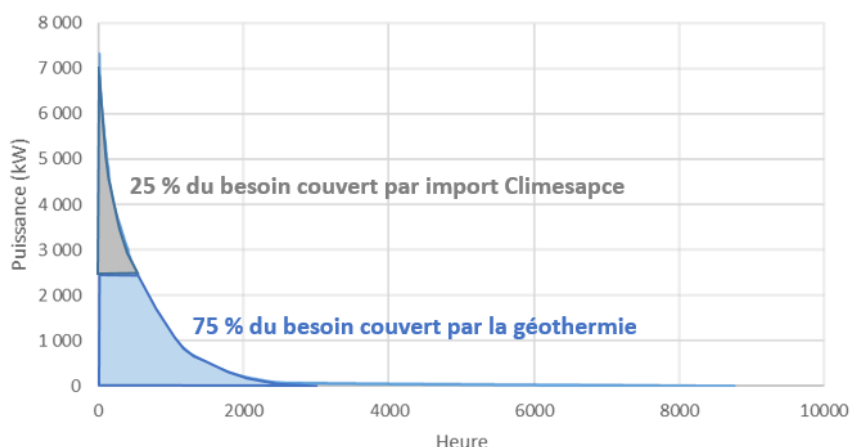


Figure 38 : monotone de puissance des besoins en froid en sortie des unités de production

► Réseau de distribution

Le réseau de distribution de la chaleur considéré dans ce scénario est le même que dans le scénario de référence, avec une distribution de la chaleur sur l'ensemble du projet, avec éventuellement un conduit pour l'import de la chaleur depuis l'extérieur du projet (voir Figure 30 : Tracé réseau de chaud avec phasage).

Le réseau de distribution du froid est également le même que dans le scénario de référence.

Remarque : contrairement au scénario EnR1, ce scénario permet de suivre le phasage du projet avec une bonne répartition des investissements. Les sondes géothermiques et les chaudières biomasses peuvent être installées par tranches de manière à suivre l'évolution de la demande en énergie liée au phasage (ce qui n'est pas possible avec l'ouvrage au Dogger).

► Illustration du scénario EnR 2

La figure ci-dessous illustre l'architecture du scénario EnR 2.

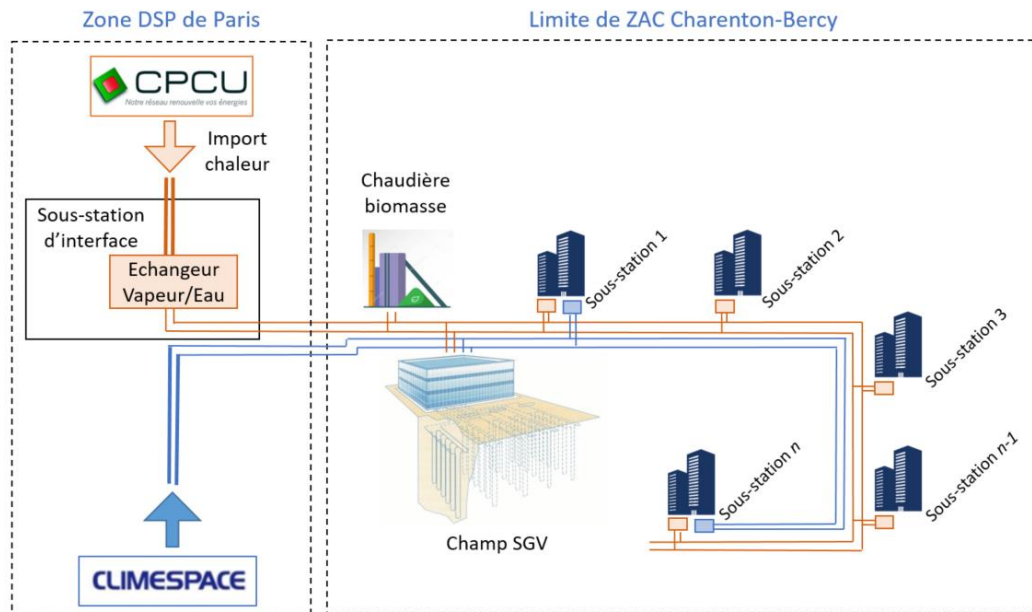


Figure 39 : illustration du scénario EnR 2

7.4 Scénario EnR 3

Rappel : ce scénario met en place des réseaux de distribution de l'énergie thermique à l'échelle du quartier alimenté par différentes unités de production :

- la géothermie très basse énergie pour participer aux besoins de chaud et de froid.
- l'import d'énergie depuis le réseau de CPCU pour l'appoint et le secours en chaleur.
- l'installation de groupes froids centralisés pour l'appoint et le secours des besoins en froid.

► Production de chaud

Le dimensionnement suivant est proposé pour couvrir les besoins en chaud :

- 2 MW en sortie de pompe à chaleur géothermique (dimensionnement identique au scénario EnR 2 et étudié dans le paragraphe 5.6.2)
- 11 MW disponibles en import depuis le réseau CPCU (couverture de l'appoint et secours de la géothermie).

Comme pour le scénario précédent, la figure ci-dessous représente sur la monotone d'appel de puissance en chaud la couverture des deux filières.

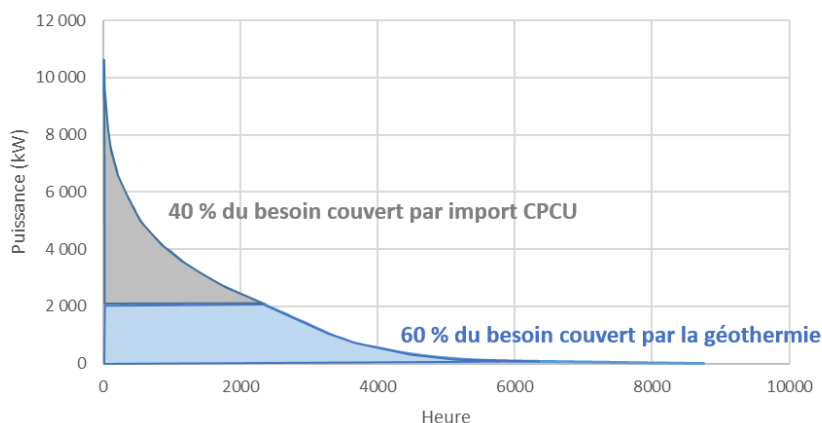


Figure 40 : Taux de couverture du besoin en chaud par filière du scénario EnR 3

► Production de froid

Comme pour le scénario EnR 2, le dimensionnement du système géothermique précédent conduit à une puissance de froid disponible en sortie du système de 2 500 kW. Cette puissance permet de couvrir 75 % du besoin en froid du projet. Les 25% restant sont assurés par les groupes froids centralisés.

La puissance en groupe froid à installer est de 7 500 kW (même dimensionnement que la puissance d'import depuis le réseau Climespace dans le scénario EnR 2).

L'emprise foncière totale de cette installation est évaluée à 340 m² hors éléments extérieurs pour la dissipation des calories.

► Réseau de distribution

Le réseau de distribution de la chaleur considéré dans ce scénario est le même que dans les autres scénarios, avec une distribution de la chaleur sur l'ensemble du projet.

Le réseau de distribution du froid est le même que dans le scénario de référence et EnR 2.

► Illustration du scénario EnR 3

La figure ci-dessous illustre l'architecture du scénario EnR 3

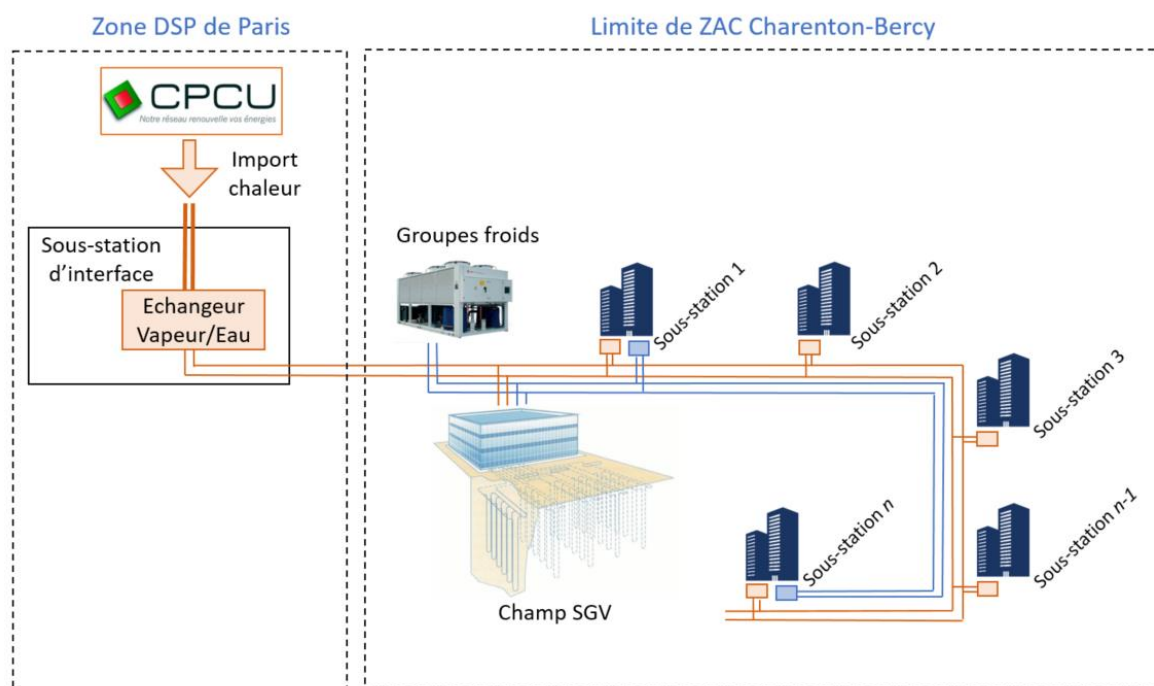


Figure 41 : illustration du scénario EnR 3

7.5 Scénario photovoltaïque

Rappel : le dimensionnement des champs photovoltaïques est décomposé en deux variantes : une première pour une intégration des modules en toiture des bâtiments du programme, puis une seconde pour une intégration d'un champ sur le bâtiment de la SCNF à l'Est du projet.

► Dimensionnement de champs photovoltaïques en toiture des bâtiments du programme

Le paragraphe 5.3 du cahier 1 a permis d'identifier le gisement photovoltaïque sur la commune de Charenton-le-Pont ainsi que le potentiel maximum des toitures de l'ensemble du programme. Une superficie estimée de 17 000 m² a été identifiée (mètre carré de capteur installable une fois une réserve pour les autres usages conservée, les zones potentiellement ombragées retirées, et un coefficient de forme considéré).

Le tableau-ci-dessous présente le dimensionnement du champ photovoltaïque installable sur chaque bâtiment en terme de nombre de modules, puissance crête, nombre d'onduleurs à installer et productible annuel.

Lot	m ² photovoltaïque	Nombre de modules	Puissance crête par lot (kWc)	Nombre d'onduleurs à installer en toiture	Energie produite par an (MWh)
MLA1	0	0	0	0	0
MLA2					
MLA3	1470	918	275	10	300
MLA4	0	0	0	0	0
MLA4.1	0	0	0	0	0
MLA4.2	140	87	26	1	30
MLA5	490	306	92	2	100
MLB1.1	850	531	159	6	170
MLB1.2					
MLB1.3					
MLB2	640	400	120	4	130
MLB3	610	381	114	4	120
MLB4	700	437	131	5	140
MLC	1420	887	266	9	290
MC1	0	0	0	0	0
MLC2	0	0	0	0	0
MLD	0	0	0	0	0
MLD1.1	1550	968	290	10	320
MLD1.2					
MLD1.3					
MLD2.1					
MLD2.2					
MLD3.1					
MLD3.2					
MLI2	520	325	98	2	110
MLE	644	402	121	5	130
MLF1	3360	2100	630	21	690
MLF2					
MLG1.1	315	196	59	1	60
MLG1.2	158	98	29	1	30
MLG1.3	161	100	30	1	30
MLG2	315	196	59	1	60
MLH1	504	315	95	2	100
MLI1.1	1925	1203	361	13	400
MLI3.1	730	456	137	5	150
MLI3.2					
MLI4	585	365	110	4	120
	17000	10671	3202		3480

Tableau 21 : Dimensionnement des champs photovoltaïques installables en toiture

► Bâtiment technique SNCF

Le bâtiment de la SNCF situé 150 mètres à l'Est du projet constitue un potentiel intéressant pour l'implantation d'un champ photovoltaïque. Des discussions sont en cours entre la SNCF et les aménageurs du programme de Charenton-Bercy pour exploiter cette superficie non valorisées et auto-consommer l'énergie produite dans le quartier.

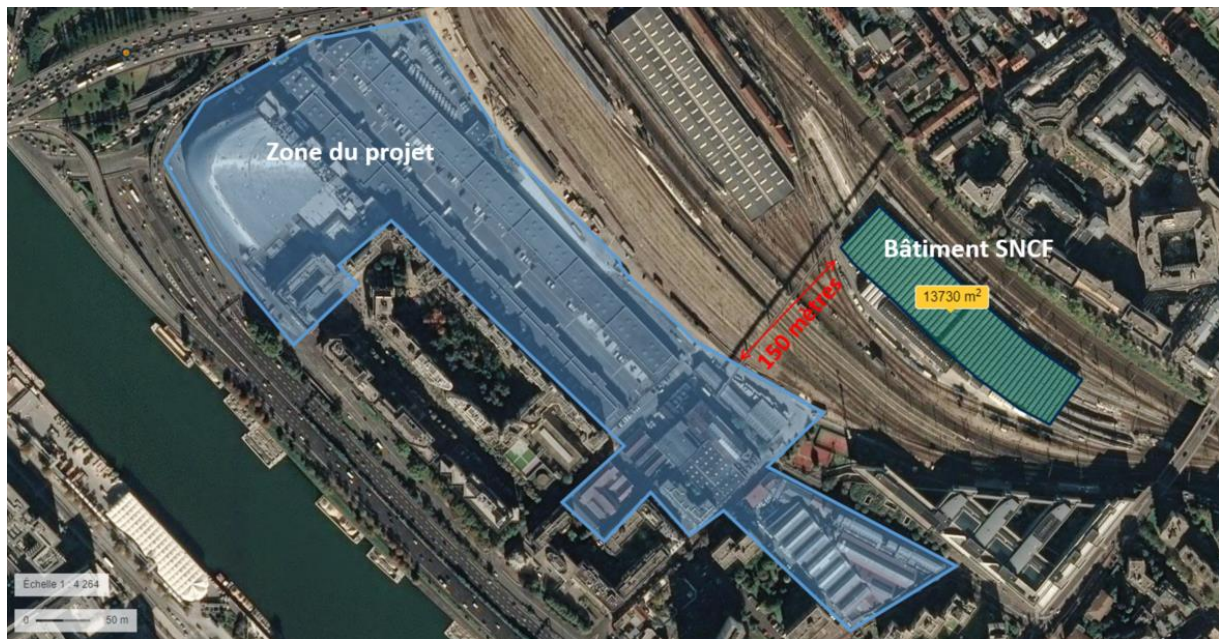


Figure 42 : emplacement et superficie du bâtiment SNCF pour intégration de photovoltaïque

Avec une superficie de plus de 13 000 m² le bâtiment serait en mesure d'accueillir un champ d'une puissance de 1 MWc en considérant que 40% de la toiture est exploitable.

- Superficie exploitable : 5 400 m²
- Nombre de modules : 3 375
- Puissance crête : **1 MWc**
- Energie produite par an : **1 100 MWh/an**

Bien que la toiture affiche un potentiel très intéressant grâce à sa taille, l'installation d'un champ photovoltaïque est soumise à de forte incertitude. En effet, la toiture est constituée de demi dôme, ce qui réduit considérablement la superficie exploitable mais pose également question sur le système d'intégration à utiliser. Enfin, sa localisation au milieu des voies SNCF et surtout des caténaires complexifie l'installation et l'exploitation.

Une étude de faisabilité photovoltaïque focalisée sur ce bâtiment devra être conduite afin de valider son potentiel.

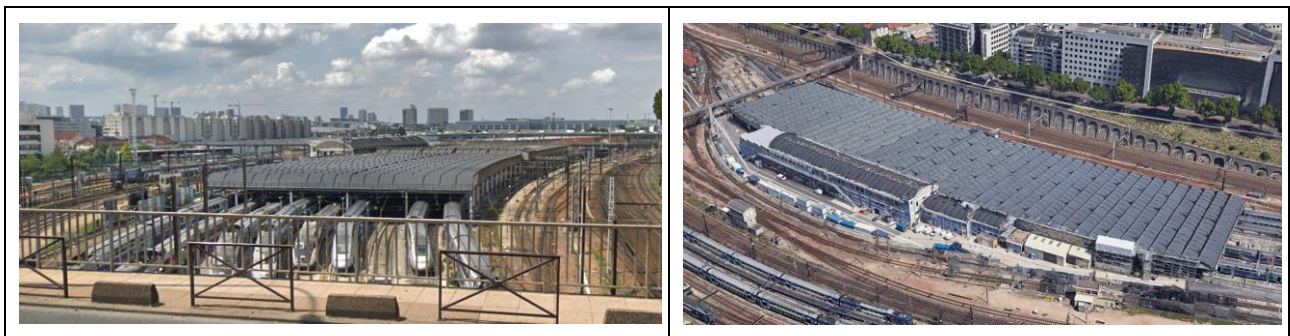


Figure 43 : photo et vue aérienne du bâtiment SNCF pour intégration de photovoltaïque

► Taux d'autoconsommation et stockage énergétique

En superposant au pas de temps horaire les courbes de consommation d'énergie électrique et de production PV, il est possible d'évaluer le taux d'autoconsommation et le taux d'autoproduction :

$$\text{Taux d'autoconsommation (\%)} = \frac{\text{Energie produite consommée (MWh)}}{\text{Energie produite (MWh)}}$$

$$\text{Taux d'autoproduction (\%)} = \frac{\text{Energie produite consommée (MWh)}}{\text{Energie totale consommée (MWh)}}$$

Avec :

$$\text{Energie produite consommée} = \sum \text{Puissance produite consommée}$$

Et :

Si, $\text{Production}(t) < \text{Consommation}(t)$ alors : $\text{Puissance produite consommée} = \text{Puissance produite}$

Si, $\text{Production}(t) > \text{Consommation}(t)$ alors : $\text{Puissance produite consommée} = \text{Consommation}$

Le tableau ci-dessous présente les deux indicateurs pour le PV sur la ZAC et/ou sur le bâtiment SNCF :

Centrale PV considérée	Besoin en énergie électrique considéré	Taux d'autoconsommation (%)	Taux d'autoproduction (%)	Energie PV non consommée (MWh/an)
PV ZAC	Besoin usage des bâtiments (élec. règ.+ élec. non règ.) : 20 900 MWh/an	99 %	16 %	35
	Besoin usage des bâtiments + IRVE : 46 000 MWh/an	100 %	8 %	0
PV SNCF	Besoin usage des bâtiments (élec. règ.+ élec. non règ.) : 20 900 MWh/an	100 %	5 %	0
	Besoin usage des bâtiments + IRVE : 46 000 MWh/an	100 %	2 %	0
PV ZAC + SNCF	Besoin usage des bâtiments (élec. règ.+ élec. non règ.) : 20 900 MWh/an	95 %	21 %	168
	Besoin usage des bâtiments + IRVE : 46 000 MWh/an	100 %	10 %	0

Tableau 22 : Taux d'autoconsommation et d'autoproduction photovoltaïque

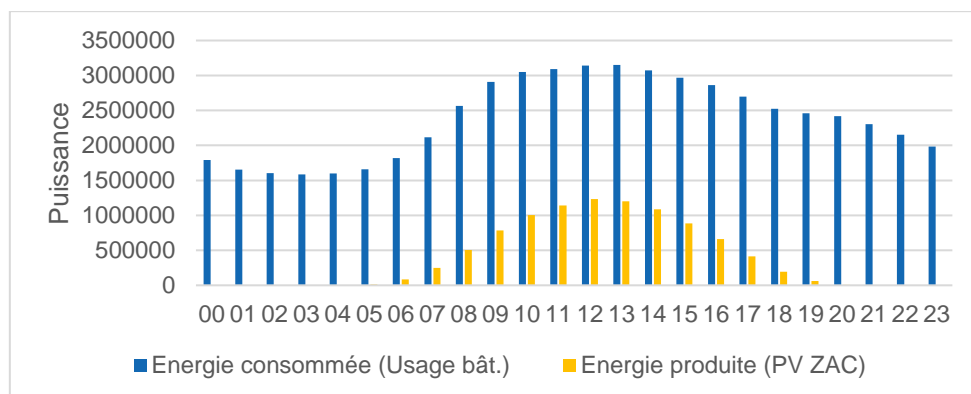


Figure 44 : Illustration journée moyenne des besoins en énergie et de la production PV

Les taux d'autoconsommation sont extrêmement élevés, cela signifie que l'énergie produite est très majoritairement consommée à l'échelle de la ZAC.

En considérant une autoconsommation de l'énergie PV à l'échelle de tout le projet, le stockage énergétique ne semble pas être une solution intéressante. En effet, le coût du stockage stationnaire reste élevé (environ 400€/kWh pour un stockage lithium-ion) et implique la mise en place d'un système centralisé de pilotage de l'énergie (Energy Management System) complexifiant l'installation. Avec une énergie PV non-autoconsommée très faible, le stockage énergétique n'est donc énergétiquement et économiquement pas intéressant.

8. Analyse multicritère des scénarios retenus

8.1 Coûts d'investissements

A partir des dimensionnements réalisés dans le paragraphe précédent, les investissements de chaque scénario sont estimés.

La tableau ci-dessous rappelle les postes d'investissement considérés et présente le coût d'investissement complet de chaque scénario :

Scénario	Investissement pris en compte	Coût d'investissement
Scénario de Réf	Extension du réseaux CPCU jusqu'en limite de ZAC Création du poste d'échange entre réseau CPCU et ZAC Création des réseaux de chaud la ZAC Extension du réseau Climespace jusqu'aux points de livraison des abonnés Aménagement des locaux techniques en pied de bâtiment + échangeurs thermiques Coût d'ingénierie technique et juridique	8,85 M€
Scénario EnR 1	Extension du réseau CPCU + poste d'échange pour export de l'énergie du Dogger Création du réseau de chaud dans la ZAC Création de l'ouvrage au Dogger Aménagement des locaux techniques en pied de bâtiment + échangeurs thermiques + groupes froid Coût d'ingénierie technique et juridique	6,25 M€
Scénario EnR 2	<i>Idem scénario de référence +</i> Création du champ de sondes géothermiques Chaudières biomasses et leurs auxiliaires	15,1 M€
Scénario EnR 3	Extension du réseaux CPCU jusqu'en limite de ZAC Création du poste d'échange entre réseau CPCU et ZAC Création des réseaux de chaud la ZAC Création du champ de sondes géothermiques Aménagement des locaux techniques en pied de bâtiment + échangeurs thermiques Groupe froid pour l'appoint et le secours Coût d'ingénierie technique et juridique	10,6 M€

Scénario	Investissement pris en compte	Coût d'investissement
Scénario PV	Etude, structure, module, conversion, supervision, raccordement, pose.	PV ZAC : 4 M€ PV SNCF : 1,4 M€

Tableau 23 : Postes d'investissements considérés pour les scénarios de production énergétique

Le financement de la solution énergétique peut être assuré suivant des répartitions différentes entre aménageur/promoteur et futur concepteur/exploitant du système énergétique. La répartition aura des conséquences sur le prix de l'énergie pour les abonnées. En effet :

- Si c'est l'aménageur ou le promoteur qui porte une grande partie des investissements, les abonnées du quartier bénéficieront d'une énergie peu chère. En revanche, les investissements du promoteur liés à la mise en place de la solution énergétique auront une répercussion sur le prix d'achat du foncier.
- Inversement, si l'intégralité des travaux liés à la production et la distribution d'énergie dans le quartier est portée par le futur exploitant du système énergétique, l'abonné devra payer dans sa facture énergétique l'amortissement de cet investissement. En revanche, le foncier sera *a priori* moins cher.

Entre ces deux répartitions extrêmes, de nombreux niveaux de répartition intermédiaire peuvent être envisagés. Afin de présenter des répartitions contrastées, les trois niveaux de répartitions suivants sont chiffrés :

- 1- Les promoteurs/aménageurs portent l'intégralité de l'investissement lié à la mise en place de la production et distribution de l'énergie (chauffage et froid).
- 2- Les promoteurs/aménageurs payent les travaux de réseau au périmètre de la ZAC et les droits de raccordement.
- 3- Les promoteurs payent uniquement les droits de raccordement aux réseaux, l'intégralité des travaux sont portés par un développeur / exploitant de la solution énergétique.

Dans les répartitions -2- et -3-, le futur exploitant du système énergétique investit dans les installations et répercute une part de son investissement au promoteur sous forme de droits de raccordement (noté D.R.). Ces droits de raccordement correspondent au montant à payer par le promoteur pour accéder au froid ou au chaud.

Les droits de raccordement considérés dans la modélisation économique sont les suivants :

- **150 €/kW pour le chaud** (fixé à partir de retour d'expérience)
- **795 €/kW pour le froid** (fixé à partir de la valeur communiquée par Climespace et appliquée au sein de leur DSP) pour les scénarios avec raccordement à Climespace (scénarios Ref et EnR2)
- **175 €/kW pour le froid** pour le scénario EnR3, réseau de froid dans la ZAC sans raccordement à Climespace (les droits de raccordement sont plus faibles et calculés pour couvrir le même pourcentage de l'investissement qu'avec un raccordement à Climespace).

Pour ces trois niveaux de répartition (notés -1-, -2- et -3-) le tableau ci-dessous présente les investissements :

Investissement porté par promoteurs et aménageur suivant répartition :			-1-		-2-		-3-	
Scénario énergétique			Invest.	D.R. ⁽¹⁾	Invest.	D.R.	Invest.	D.R.
R E F	Chaud	Extension CPCU	0,85	0	0	1,6	0	1,6
		Réseau ZAC	2,1		0,9		0	
	Froid	Extension Climespace	4,6	0	0	5,4	0	5,4
		Réseau ZAC	1,3		0,7		0	
	Total (M€)		8,85	0	1,6	7	0	7
E n R 1	Chaud	Ouvrage au Dogger	2,4 (22%) ⁽²⁾	0	0	1,6	0	1,6
		Extension CPCU pour export	0,85		0		0	
		Réseau ZAC	2,2		1		0	
	Froid	Groupe froid	0,8	0	0,8	0	0,8	0
	Total (M€)		6,25	0	1,8	1,6	0,8	1,6
E n R 2	Chaud	Extension CPCU	0,85	0	0	1,6	0	1,6
		Réseau ZAC	2,1		0,9		0	
		SGV	2,9 (50%) ⁽³⁾		0		0	
		Biomasse	0,44		0		0	
	Froid	Extension Climespace	4,6	0	0	5,4	0	5,4
		Réseau ZAC	1,3		0,7		0	
		SGV	2,9 (50%) ⁽³⁾		0		0	
	Total (M€)		15,1	0	1,6	7	0	7
E n R 3	Chaud	Extension CPCU	0,85	0	0	1,6	0	1,6
		Réseau ZAC	2,1		0,9		0	
		SGV	2,9 (50%) ⁽³⁾		0		0	
	Froid	Réseau ZAC	1,3	0	0,7	1,2 ⁽⁴⁾	0	1,2 ⁽⁴⁾
		SGV	2,9 (50%) ⁽³⁾		0		0	
		Groupes froid centralisés	0,5		0		0	
	Total (M€)		10,6	0	1,6	2,8	0	2,8

Tableau 24 : estimation de l'investissement en fonction de la répartition entre promoteur et exploitant (M€)

⁽¹⁾ D.R. Droit de Raccordement.

⁽²⁾ Le chiffrage de l'investissement de l'ouvrage Dogger au périmètre de la ZAC est déterminé proportionnellement entre le besoin en énergie mobilisé par la ZAC et le productible complet de l'ouvrage. L'ouvrage au dogger produit annuellement une énergie estimée à 60 000 MWh, le projet de Charenton-Bercy présente un besoin en chaud en limite de quartier de 13 000 MWh avec pertes. L'investissement de la boucle géothermale complète au Dogger, estimé à 11,1 M€, est donc porté à 22% par le projet Charenton-Bercy, soit 2,4 M.

⁽³⁾ L'investissement complet pour le champ de sonde géothermique est estimé à 5,8 M€. L'investissement est réparti de façon équilibrée entre le chaud et le froid.

⁽⁴⁾ Dans le scénario EnR 3, le réseau de froid de la ZAC n'est pas raccordé au réseau Climespace. Comme précisé précédemment, cela permet de considérer des droits de raccordement fortement réduits.

Les coûts d'investissement présentés dans ce tableau n'intègrent pas les frais de financement. Les frais de financement sont intégrés dans la suite de l'étude pour calculer le coût de revient de l'énergie. Une étude de la sensibilité du coût de l'énergie global par rapport aux frais de financement est également présentée (paragraphe 8.9).

► Coût de la mobilisation foncière

Le tableau ci-dessus ne considère pas le coût de la mobilisation foncière généré par la mise en place de la solution énergétique. Ils sont calculés ci-dessous à titre indicatif à partir des hypothèses suivantes :

- Mètre carré mobilisé en sous-sol : 1 150 €/m²
- Mètre carré mobilisé en rez-de-chaussée : 4 000 €/m²
- Mètre carré mobilisé en toiture : 0 €/m²

Le plan ci-dessous présente le lieu d'implantation des locaux techniques (sous-sol ou RdC) en fonction du PPRI.



Figure 45 : zonage des locaux techniques en sous-sol ou en RdC

Scénario énergétique		Coût de la mobilisation (M€)
Ref	Foncier mobilisé (m²)	- Sous-station : 440m² en RdC + 300m² en sous-sol - Echangeurs ZAC réseau : 240m² en sous-sol
	Total chaud + Froid (M€)	2,3 M€
EnR 1 Dogger hors ZAC	Foncier mobilisé (m²)	- Sous-station : 580m² en RdC + 360m² en sous-sol - Echangeurs ZAC réseau : 240m² en sous-sol
	Total chaud + Froid (M€)	3,0 M€
EnR 1 Dogger dans ZAC	Foncier mobilisé (m²)	- Sous-station : 580m² en RdC + 360m² en sous-sol - Echangeurs ZAC réseau : 240m² en sous-sol - LT Dogger 500m² en sous-sol + 25m² en RdC (+ 1200 m² non constructibles non comptabilisés)
	Total chaud + Froid (M€)	3,6 M€
EnR 2	Foncier mobilisé (m²)	- Sous-station : 440m² en RdC + 300m² en sous-sol - Echangeurs ZAC réseau : 240m² en sous-sol - LT SGV + Biomasse : 200m² RdC
	Total chaud + Froid (M€)	3,2 M€
EnR 3	Foncier mobilisé (m²)	- Sous-station : 440m² en RdC + 300m² en sous-sol - Echangeurs ZAC réseau : 240m² en sous-sol - LT SGV + GF centralisée : 190m² RdC
	Total chaud + Froid (M€)	3,1 M€

Tableau 25 : estimation de l'investissement avec coût de la mobilisation foncière

Le détail des calculs de ces superficies est donné en annexe 1.

Les coûts de la mobilisation foncière ne sont pas intégrés dans la suite du document dans le calcul du coût de revient de l'énergie. En effet, ils ne représentent pas nécessairement un investissement lié à la stratégie énergie (à amortir dans le prix de vente de l'énergie) mais plus à la construction des infrastructures et superstructures.

► Aide Fond Chaleur ADEME

Les scénarios peuvent bénéficier de subvention ADEME via le Fond Chaleur variant en fonction des unités de production qu'ils intègrent et des vecteurs de transfert de l'énergie mis en place. **Les aides du fond chaleur ne sont pas comptabilisées dans le tableau précédent. Les aides sont comptabilisées dans la suite du document pour le calcul du coût de revient de l'énergie.**

Le tableau ci-dessous présente une estimation des aides mobilisables par scénario. Pour bénéficier d'une aide du Fond Chaleur, un réseau de chaleur doit intégrer au minimum 50% d'énergie renouvelable dans son mix énergétique.

Scénario énergétique	Aide ADEME Fond Chaleur (M€)	Pourcentage d'aide (%)
Scénario de Référence	0,4	4 %
Scénario EnR 1	0,9 ⁽¹⁾	15 %
Scénario EnR 2	1,4 ⁽²⁾	9 %
Scénario EnR 3	1,3 ⁽²⁾	13 %

Tableau 26 : Aide ADEME mobilisable par scénario

- (1) L'aide du fond chaleur pour l'ouvrage au Dogger complète est estimée à 2,1 M€. Comme pour l'investissement, uniquement 20% de cette subvention est considérée pour le périmètre de projet. S'ajoute ensuite à cela les subventions pour le réseau de chaleur.
- (2) L'aide du fond chaleur pour les SGV est déterminée par rapport à l'investissement complet de l'ouvrage (5,8 M€). Elle est comptabilisée ensuite uniquement sur les 50% de l'investissement des SGV liés au chaud.

Ces estimations sont des ordres de grandeurs issus de données moyennes. La consultation de fournisseurs permettra dans la suite du projet d'affiner ces prévisions économiques. Elles sont données avec une précision de +/- 30%.

8.2 Analyse économique du coût de l'énergie (hors photovoltaïque)

Le coût d'investissement seul est une vision à très court terme de la problématique énergétique. Pour apprécier le coût réel d'un scénario le coût global annualisé est calculé. Il s'agit du coût total sur la durée de vie des équipements (investissement et fonctionnement) rapporté à l'année.

8.2.1 Hypothèses économiques

Les paramètres suivants sont fixés pour la suite de l'étude :

- Durée d'amortissement des équipements :
 - 20 ans : forage au dogger
 - 20 ans : réseau de chaleur et de froid, géothermie sur sondes et chaudière biomasse
 - 15 ans : groupes froid, avec un remplacement considéré en année 15 à hauteur de 60% du coût considéré en année 0.
- Les frais financiers sont considérés pour les investissements suivants :
 - Forage au Dogger
 - Réseau de chaleur et de froid
 - Chaudières biomasses
 - Géothermie sur sondes
 - Groupes froid

Les conditions d'emprunt sont les suivantes : 20 ans à un taux de 3,5 % sur 100 % du montant d'investissement.

Pour rendre l'analyse du coût global possible, le calcul des 5 postes suivants est réalisé pour chaque scénario et chaque filière :

- P1 : coût du combustible,
- P2 : coûts de maintenance courante,
- P3 : coûts de renouvellement,
- P41 : investissement (présenté au paragraphe 8.1),
- P42 : coût de l'emprunt et autres taxes.

Calculé à partir de ces 5 postes, les termes R1 et R2 représentent respectivement le prix du kWh et le prix de l'abonnement (en €/kW).

Le coût global intègre les deux composantes R1 et R2 en considérant la puissance installée.

8.2.1 Coût de l'énergie

Ce tableau présente le coût de l'énergie pour la répartition des investissements où le promoteur paye uniquement les droits de raccordement. Le reste de l'investissement est porté par l'exploitant du système énergétique (répartition notée -3-).

Les coûts de l'énergie ci-dessous intègrent donc l'amortissement de l'investissement porté par l'exploitant. Des trois niveaux de répartition étudiés (notés -1-, -2-, -3-), c'est celui qui engendre le coût de l'énergie le plus élevé pour les abonnés.

	Scénario de référence	Scénario EnR1	Scénario EnR2	Scénario EnR3
CHAUD				
R1 (€/MWh)	65 €/MWh	17 €/MWh	53 €/MWh	49 €/MWh
R2 (€/kW)	23 €/kW	57 €/kW	56 €/kW	50 €/kW
TVA	5.5 %	5.5 %	5.5 %	5.5 %
Global - HT (€/MWh)	85 €/MWh	69 €/MWh	103 €/MWh	94 €/MWh
Global - TTC (€/MWh)	90 €/MWh	73 €/MWh	109 €/MWh	100 €/MWh
FROID				
R1 (€/MWh)	57 €/MWh	53 €/MWh	39 €/MWh	38 €/MWh
R2 (€/kW)	65 €/kW	17 €/kW	108 €/kW	68 €/kW
TVA	20 %	20 %	20 %	20 %
Global - HT (€/MWh)	187 €/kW	89 €/kW	257 €/kW	161 €/kW
Global - TTC (€/MWh)	225 €/MWh	106 €/MWh	308 €/MWh	193 €/MWh

Tableau 27 : coût de l'énergie suivant la répartition notée -3-

Comme précisé précédemment l'estimation du coût de l'énergie pour le scénario EnR1 considère une valorisation de l'intégralité de la production de chaud non consommée sur la ZAC (80 %) via un export (suivant les mêmes conditions de vente R1 et R2). Les potentielles autres zones de consommation de cette énergie sont la future ZAC de Bercy-Charenton, la ville de Charenton et la ville de Saint Maurice. Ce scénario est envisageable mais doit être validé puisque sa pertinence dépend de l'export du surplus d'énergie.

8.2.2 Evolution du coût de l'énergie en fonction de la répartition de l'investissement

Le coût global de l'énergie est présenté dans le tableau ci-dessous pour les 3 niveaux de répartition de l'investissement entre promoteur et exploitant notés -1-, -2- et -3-.

	Scénario Ref.	Scénario EnR1	Scénario EnR2	Scénario EnR3
CHAUD – Coût global en €TTC/MWh				
Réparation -1- (100% promoteur/aménageur)	84	31	86	79
Réparation -2- (promoteur/aménageur paye le réseau ZAC+DR)	86	69	106	94
Réparation -3- (Promoteur paye les DR)	90	73	109	100
FROID – Coût global en €TTC/MWh				
Réparation -1- (100% promoteur/aménageur)	158	77	183	99
Réparation -2- (promoteur/aménageur paye le réseau ZAC+DR)	213	<i>Pas de réseau</i>	296	191
Réparation -3- (Promoteur paye les DR)	225	106	308	193

Tableau 28 : coût de l'énergie suivant les différents niveaux de répartition de l'investissement

Analyse des résultats sur le chaud :

L'évolution de la répartition de l'investissement n'influence pas de la même façon les quatre scénarios. Cela s'explique par un rapport différent entre le R1 et le R2 dans le calcul du coût global de l'énergie pour chaque scénario.

Dans le scénario de référence, le R1 est grand face au R2. Le coût global de l'énergie dépend plus de l'achat de l'énergie que des frais liés à l'exploitation et l'amortissement de l'investissement. La répartition de l'investissement entre aménageur/promoteur et exploitant influence donc peu le coût de l'énergie.

C'est en revanche l'inverse pour le scénario EnR 1 avec l'ouvrage au Dogger. Le R2 est beaucoup plus important que le R1. Une prise en charge de l'investissement par l'aménageur et/ou le promoteur permet donc de considérablement réduire le coût global de l'énergie.

Les scénarios EnR 2 et EnR 3 sont intermédiaires avec un rapport entre R1 et R2 proche de 1.

Analyse des résultats sur le froid :

La même analyse peut être effectuée avec le rapport entre les R1 et R2 de chaque scénario. Avec des groupes froids, le coût global du froid dans le scénario EnR 1 est moins sensible à la répartition de l'investissement que les scénarios EnR 2 et EnR 3 avec des SGV.

8.3 Variantes du calcul du coût de l'énergie

8.3.1 R2 Chaud variable entre usage tertiaire et résidentiel

Une variante du calcul du R2 est réalisée pour les scénarios EnR 2 et EnR 3 suivant la répartition d'investissement **-3-**.

Afin de présenter un coût de l'énergie plus compétitif pour les lots résidentiels, la part fixe du coût de l'énergie (R2) est calculée différemment pour les lots résidentiels et pour les lots tertiaires / commerces.

La sécurisation de l'approvisionnement est justifiée par les activités tertiaires et commerciales plus que par les logements. Ainsi, dans le calcul du R2 le surinvestissement lié aux équipements de secours est porté uniquement par les lots tertiaires et les lots de commerces. Cela concerne le raccordement au réseau CPCU dimensionné sur l'appel de puissance maximal.

Cette modélisation se justifie également par une plus grande capacité à payer pour les usages tertiaires et commerciaux.

	Scénario EnR2 Standard		Scénario EnR2 VARIANTE				Scénario EnR3 Standard		Scénario EnR3 VARIANTE			
			Résidentiel		Autre usage				Résidentiel		Autre usage	
CHAUD												
R1 (€/MWh)	53	€/MWh	53	€/MWh	53	€/MWh	49	€/MWh	49	€/MWh	49	€/MWh
R2 (€/kW)	55	€/kW	47	€/kW	62	€/kW	50	€/kW	38	€/kW	57	€/kW
TVA	5.5	%	5.5	%	5.5	%	5.5	%	5.5	%	5.5	%
Global - HT (€HT/MWh)	103	€/MWh	95	€/MWh	109	€/MWh	95	€/MWh	83	€/MWh	101	€/MWh
Global - TTC (€HT/MWh)	109	€/MWh	100	€/MWh	116	€/MWh	100	€/MWh	88	€/MWh	106	€/MWh

Tableau 29 : analyse du coût de l'énergie des scénarios EnR2 et EnR3 avec R2 différent par usage

L'analyse n'est pas réalisée sur les scénarios de référence et EnR1 puisqu'il n'y a pas d'investissement lié au secours.

8.3.2 Amortissement des investissements communs entre chaud et froid proportionnellement aux besoins

Les coûts de revient de l'énergie précédemment présentés (paragraphe 8.2.1) sont déterminés à partir d'une modélisation où les investissements communs entre le chaud et le froid sont amortis de façon équilibrée (50% des investissements communs portés par le chaud et 50% portés par le froid).

Les investissements communs sont la VRD pour les réseaux et surtout le champ de sondes géothermiques permettant de produire du chaud et du froid (pour les scénarios EnR2 et EnR3).

La variante proposée ici présente les coûts de l'énergie avec une répartition des investissements entre chaud et froid proportionnelle aux besoins en énergie. Le besoin en froid représente 27 % du besoin en chaud et porte donc une part moins importante de l'investissement.

Les résultats sont présentés pour le niveau de répartition **-3-** entre promoteur et exploitant.

	Scénario de référence		Scénario EnR2		Scénario EnR3	
	R2 homogène chaud/froid	R2 proportionnel besoin énergie	R2 homogène chaud/froid	R2 proportionnel besoin énergie	R2 homogène chaud/froid	R2 proportionnel besoin énergie
CHAUD						
R1 (€/MWh)	65 €/MWh	€/MWh	53 €/MWh	53 €/MWh	49 €/MWh	49 €/MWh
R2 (€/kW)	23 €/kW	€/kW	56 €/kW	67 €/kW	50 €/kW	62 €/kW
TVA	5.5 %	5.5 %	5.5 %	5.5 %	5.5 %	5.5 %
Global - HT (€/MWh)	85 €/MWh	€/MWh	103 €/MWh	114 €/MWh	94 €/MWh	105 €/MWh
Global - TTC (€/MWh)	90 €/MWh	€/MWh	109 €/MWh	120 €/MWh	100 €/MWh	111 €/MWh
FROID						
R1 (€/MWh)	57 €/MWh	57 €/MWh	39 €/MWh	39 €/MWh	38 €/MWh	38 €/MWh
R2 (€/kW)	65 €/kW	65 €/kW	108 €/kW	90 €/kW	56 €/kW	45 €/kW
TVA	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %
Global - HT (€/MWh)	187 €/MWh	187 €/MWh	257 €/MWh	220 €/MWh	161 €/MWh	136 €/MWh
Global - TTC (€/MWh)	225 €/MWh	€/MWh	308 €/MWh	264 €/MWh	193 €/MWh	164 €/MWh

Tableau 30 : analyse économique avec R2 proportionnel aux besoins de chaud et de froid

L'impact est négligeable sur le scénario de référence pour lequel uniquement les frais de VRD sont répartis différemment. En revanche l'impact est notable sur les scénarios EnR2 et EnR3.

Le scénario EnR1 n'est pas concerné par cette variante puisque aucun équipement n'est commun entre le chaud et le froid.

8.4 Résultat économique à 20 ans

Afin d'évaluer les scénarios sur le long terme, il convient de s'interroger sur l'évolution des prix des différentes énergies primaires mobilisées. Les hypothèses d'inflation suivantes sont faites (linéaire sur 20 ans) :

- Gaz : +4%/an
- Electricité : +4%/an
- Biomasse énergie : +2%/an
- Achat de chaleur CPCU : +3%/an
- Achat de froid Climespace : +3%/an

Pour une mise en service en année n , le coût de revient de l'énergie pour les 4 scénarios en année $n+20$ sont présentés dans la tableau suivant.

		Scénario de réf.			Scénario EnR1			Scénario EnR2			Scénario EnR3		
CHAUD													
Global - TTC (€/MWh)	Année n	97	€/MWh	Ecart	80	€/MWh	Ecart	116	€/MWh	Ecart	100	€/MWh	Ecart
	Année n+20	157	€/MWh	61 %	96	€/MWh	19 %	170	€/MWh	47 %	153	€/MWh	53 %
FROID													
Global - TTC (€/MWh)	Année n	225	€/MWh	Ecart	106	€/MWh	Ecart	308	€/MWh	Ecart	193	€/MWh	Ecart
	Année n+20	281	€/MWh	25 %	183	€/MWh	72 %	356	€/MWh	16 %	241	€/MWh	25 %

Tableau 31 : évolution du coût global de l'énergie entre l'année 0 et l'année 20

Pour la production de chaleur, logiquement, c'est le scénario EnR1 qui subit le moins les effets de l'inflation, puisqu'en dehors de la consommation électrique des auxiliaires, l'énergie primaire ne subit pas d'inflation (chaleur de la nappe du Dogger).

Pour la production de froid, les groupes froid en pied d'immeuble subissent l'inflation la plus importante (fortement dépendant du prix de l'électricité). Le scénario EnR2, produisant du froid à partir des sondes géothermiques et du réseau Climespace, est la solution qui affiche l'augmentation la plus faible.

8.5 Coût de revient annuel du chaud pour un logement

A partir des coûts exposés précédemment les tableaux ci-dessous présentent le coût annuel du chaud (chauffage + ECS) pour un logement de 60 m² suivant les différentes méthodes de calcul du R2.

Les faibles coûts affichés si dessous résultent de deux paramètres :

- La performance énergétique considérée pour les bâtiments (voir paragraphe 4.4) ;
- Le coût de l'énergie de chaque scénario (voir paragraphe 8.2).

► Avec R2 homogène entre chaud et froid et R2 fixe entre résidentiel et tertiaire

	Scénario de réf.	Scénario EnR1	Scénario EnR2	Scénario EnR3
Coût du chaud pour un logement de 60m ²	251 € / an	203 € / an	303 € / an	277 € / an

► Avec R2 proportionnel à l'énergie entre chaud et froid et R2 fixe entre résidentiel et tertiaire

	Scénario de réf.	Scénario EnR1	Scénario EnR2	Scénario EnR3
Coût du chaud pour un logement de 60m ²	250 € / an	203 € / an	335 € / an	308 € / an

► Pour R2 homogène entre chaud et froid et R2 variable entre résidentiel et tertiaire

	Scénario de réf.	Scénario EnR1	Scénario EnR2	Scénario EnR3
Coût du chaud pour un logement de 60m ²	251 € / an	203 € / an	280 € / an	244 € / an

Tableau 32 : Coût annuel du chaud pour un logement de 60 m² (TTC)

A titre de comparaison, le coût de revient annuel du chauffage et des ECS pour un logement où le besoin est couvert à 100% par du gaz serait de 234€/an (abonnement compris).

8.6 Analyse économique du scénario photovoltaïque

Le tableau ci-dessous présente l'analyse économique des champs photovoltaïques positionnés en toiture des bâtiments du programme et du bâtiment SNCF.

Cette analyse est basée sur les hypothèses suivantes :

- Le productible de Charenton-le-Pont est de 1 210 kWh/m² (source PVGIS voir paragraphe 5.3.1)
- Le rendement global des modules et de la chaîne de conversion est de 17 %

- L'économie sur la facture électrique correspond au scénario optimal pour lequel l'intégralité de l'énergie produite par l'installation photovoltaïque est autoconsommée et génère donc une réduction de la facture électrique.
- Le ROI correspond, en année, au temps de retour sur investissement.

		PV bâtiment	PV SNCF
Puissance crête installée (MWc)		3,2	1
Energie produite annuellement (MWh/an)		3 500	1 100
CAPEX (sans loc. technique)		4 000 000 €	1 425 000 €
OPEX (€/an)		126 000 €	31 000 €
Coût de remplacement des onduleurs à 10 an €/10ans		312 000 €	99 000 €
Coût du MWh électrique (€/MWh)		207	
Economie sur la consommation d'électricité	en €/an	720 000 €	230 000 €
	en % de la consommation globale	17 %	5,2 %
ROI		7,1	7,5

Tableau 33 : analyse économique des champs photovoltaïques en toiture

8.7 Taux d'insertion d'énergie renouvelable

Le tableau ci-dessous présente les différents taux d'insertion d'énergie renouvelable atteint pour chaque scénario.

Ils sont déterminés en considérant la part d'énergie d'origine renouvelable face au besoin total en énergie.

	Scénario réf.	Scénario EnR1	Scénario EnR2	Scénario EnR3
Chauffage + ECS	51%	95%	72%	66%
Froid	0%	0%	60%	60%
Global périmètre RT	29%	55%	53%	49%
Global consommation réelle (hors IRVE)	16%	30%	29%	26%
Global consommation réelle + PV ZAC	26%	40%	39%	36%
Global consommation réelle + PV SNCF	19%	33%	32%	29%
Global consommation réelle + PV ZAC et SNCF	29%	43%	42%	26%
Energie renouvelable produite (chaud + froid) par rapport au besoin global de la tour	106%	202%	195%	178%
Taux EnR ZAC hors tour (périmètre RT) avec tour 100% effacée (sans PV)	1%	15%	13%	11%
Energie renouvelable produite (chaud + froid + PV) par rapport au besoin global de la tour	173%	269%	258%	245%
Taux EnR ZAC hors tour (périmètre RT) avec tour 100% effacée (sans PV)	11%	25%	23%	21%
Prod PV ZAC / Besoin élec complet programme			17%	
Prod PV SNCF / Besoin élec complet programme			5%	
Prod PV ZAC+SNCF / Besoin élec complet programme			22%	
Prod PV ZAC / Besoin élec complet Tour			146%	
Prod PV SNCF / Besoin élec complet Tour			46%	

Le tableau ci-dessous reprend les Taux d'EnR des différents scénarios avec prise en compte de certificat d'origine de l'électricité consommée par les groupes froids Climespace (électricité certifiée 100% d'origine verte) :

	Scénario ref.	Scénario EnR1	Scénario EnR2	Scénario EnR3
Chauffage + ECS	51%	95%	72%	66%
Froid	100%	0%	88%	60%
Global périmètre RT	46%	55%	57%	49%
Global consommation réelle (hors IRVE)	25%	30%	31%	26%

Tableau 34 : Taux d'insertion d'énergie renouvelable par scénario

8.8 Résultats environnementaux

L'ensemble des scénarios étudiés sont comparés sur trois critères environnementaux : leurs émissions annuelles de gaz à effet de serre et les particules PM10 et PM2.5. Concernant les particules, uniquement les émissions locales sont comptabilisées.

Les usages pris en compte dans ce calcul sont la production de chaleur pour le chauffage et l'ECS et la production de froid.

Les émissions présentées dans le tableau ci-dessous sont déterminées à partir de la base carbone mise à jour par l'ADEME sur le site <http://www.bilans-ges.ademe.fr/>.

Scénario	GES émis (tCO ₂ e/an)	PM10 (kg/an)	PM2,5 (kg/an)
Scénario fictif gaz	2 959	41	40
Scénario ref	2 315	0	0
Scénario EnR 1	116	0	0
Scénario EnR 2	921	712	712
Scénario EnR 3	1 178	0	0

Tableau 35 : Impacts environnementaux des scénarios

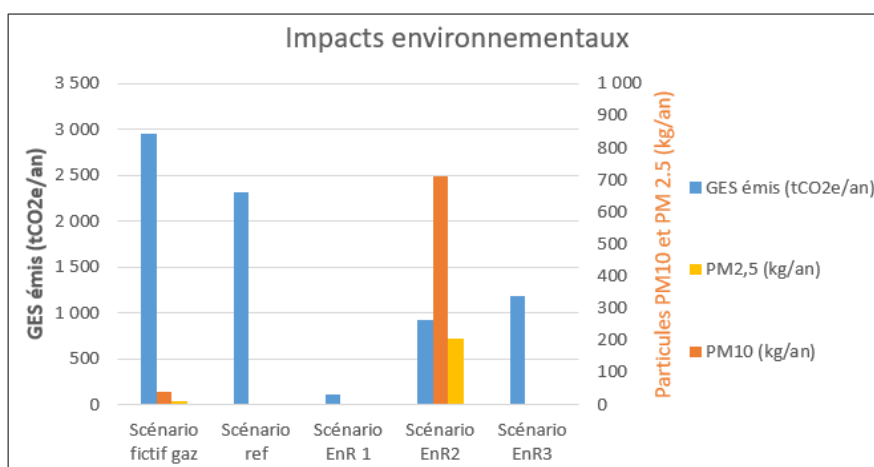


Figure 46 : graphique des impacts environnementaux des scénarios

Les émissions de GES dues aux fuites de fluide frigorigène des PAC ne sont pas prises en compte, le taux de fuite et le facteur d'émission variant fortement d'un système à l'autre.

Le scénario de référence est largement le plus émissif en terme de gaz à effet de serre. Le scénario EnR 2, sollicitant la biomasse, émet des particules PM10 et PM2.5, mais divise par 2,5 les gaz à effet de serre. Le scénario EnR 1 émet très peu de CO₂ avec l'utilisation de la chaleur de la nappe du Dogger.

8.9 Etude de sensibilité

Une étude évaluant les coûts de revient de l'énergie dans en phase amont d'un projet se base inévitablement sur des hypothèses d'entrée. Alors que les solutions techniques, les modes de financement et de gouvernance liés à l'énergie ne sont pas encore figés, il est possible que certaines hypothèses d'entrée soient in fine éloignées de la réalité.

L'intérêt de l'étude de sensibilité est de déterminer pour une hypothèse d'entrée donnée quel est son niveau d'influence sur une variable de sortie, en l'occurrence le prix de revient de l'énergie.

A partir de l'outil de modélisation, des variations sont appliquées successivement sur les variables d'entrée ci-dessous, et l'influence sur le prix de revient de l'énergie en sortie est observé.

Variable d'entrée évaluée	Variation de la variable d'entrée	Impact sur le coût de l'énergie	Scénario d'évaluation	Sensibilité du coût de l'énergie à la variable
Frais de financement	+20% (4,2% à la place de 3,5%)	+1,1% (91€TTC/MWh)	Scénario Réf. (chaud)	Faible , n'influence que le P4 dans le calcul du coût de l'énergie
	-50% (1,75% à la place de 3,5%)	-1,2% (89€TTC/MWh)	Scénario Réf.	

Variable d'entrée évaluée	Variation de la variable d'entrée	Impact sur le coût de l'énergie	Scénario d'évaluation	Sensibilité du coût de l'énergie à la variable
			(chaud)	
Durée de l'emprunt	-50% (10ans à la place de 20ans)	-1,2% (89€TTC/MWh)	Scénario Réf. (chaud)	Faible , n'influence que le P4 dans le calcul du coût de l'énergie
Subvention ADEME	+50% (20% d'aide sur le chaud à la place de 13%)	-0,6% (89,5€TTC/MWh)	Scénario Réf. (chaud)	Très faible , n'influence que P4 dans le calcul du coût du chaud (pas d'aide ADEME sur réseau de froid)
Montant global de l'investissement	+20% (10,6M€ à la place de 8.9M€)	+7% (96,5€TTC/MWh)	Scénario Réf. (chaud)	Important , influence tous les paramètres qui composent le terme R2 Pour chaque Sc. l'impact évolue en fonction du poids du R1 par rapport au R2 dans le prix de l'énergie.
	+20% (7,6M€ à la place de 6,3M€)	+23% (88€TTC/MWh)	Scénario EnR1 (chaud)	
	+20% (18,1M€ à la place de 15,1M€)	+13% (122€TTC/MWh)	Scénario EnR2 (chaud)	
	+20% (12,7M€ à la place de 10,6M€)	12% (112€TTC/MWh)	Scénario EnR3 (chaud)	
Coût de l'énergie primaire	+20% sur hypothèses d'inflation à 20 ans évalué précédemment (8.4)	12% (176€TTC/MWh)	Scénario Réf (chaud)	Important , influence le terme R1 dans le calcul du coût global de l'énergie Pour chaque Sc. l'impact de la variation dépend également du poids du R1 par rapport au R2 dans le prix de l'énergie.
		4 % (100€TTC/MWh)	Scénario EnR1 (chaud)	
		11 % (192€TTC/MWh)	Scénario EnR2 (chaud)	
		12% (175€TTC/MWh)	Scénario EnR3 (chaud)	
Réduction de la SDP du projet à dimensionnement de la stratégie énergétique équivalent	-8 % de SDP logement (revient à supprimer les lots MLI3.1 et MLI3.2 en dernière phase du projet)	1,1% (91€TTC/MWh)	Scénario Réf (chaud)	Faible , implique une diminution du besoin en énergie de 4% et une diminution de la puissance totale d'abonnement de 3% à l'échelle de la ZAC. L'impact sur le coût global de l'énergie intervient sur le terme R2 qui augmente. L'amortissement et les coûts d'exploitation sont portés par moins d'abonnée.
		2,7 % (75€TTC/MWh)	Scénario EnR1 (chaud)	
		1,8 % (111€TTC/MWh)	Scénario EnR2 (chaud)	
		1,2% (104€TTC/MWh)	Scénario EnR3 (chaud)	

Tableau 36 : résultats de l'étude de sensibilité

8.10 Analyse qualitative de l'impact du rafraîchissement des logements sur les scénarios

Dans l'analyse des besoins en énergie, il a été évalué que le rafraîchissement des logements à l'échelle du programme engendre un besoin en froid supplémentaire de 1 200 MWh/an, soit +37% par rapport au besoin sans rafraîchissement des logements.

Sans réaliser une étude complète de dimensionnement des 4 scénarios pour cette variante des besoins, il est proposé ci-dessous une analyse qualitative de l'impact de ce besoin supplémentaire sur les 4 scénarios :

Scénario de référence : **impact le plus faible**. Le dimensionnement du raccordement au réseau de Climespace est à adapter au nouveau besoin en froid. Le taux d'EnR est légèrement dégradé. L'impact sur l'emprise foncière est faible.

Scénario EnR1 : **impact très important**. Des groupes froids décentralisés doivent être installés dans tous les lots (y compris les lots 100% logement où aucun groupe froid n'était prévu). L'effet d'îlots de chaleur est aggravé, la mobilisation foncière est plus importante, le bilan EnR global est très dégradé.

Scénario EnR2 : impact modéré. Le pourcentage du besoin en froid couvert par les SGV est plus faible, l'appoint fourni par Climespace est plus important. Le taux d'EnR est légèrement dégradé. L'impact sur l'emprise foncière est faible.

Scénario EnR3 : impact important. Le pourcentage du besoin en froid couvert par les SGV est plus faible, l'appoint fourni par groupe froid centralisé plus important. Le taux d'EnR est dégradé. L'emprise foncière est plus importante avec une puissance d'appoint en groupe froid plus importante et un effet d'îlots de chaleur accentué.

9. Gouvernance

La mise en œuvre du volet réseaux/énergie soulève un certain nombre de problématiques d'ordre juridique qu'il s'agit d'énumérer pour permettre à Bouygues Immobilier UrbanEra de se positionner sur la meilleure stratégie à mettre en œuvre pour chacun des scénarios techniques présentés lors de la phase de faisabilité.

9.1 Prise en compte des spécificités de l'énergie

9.1.1 Rappel des problématiques posées par la mutualisation de l'énergie

L'énergie n'est pas un « bien » comme les autres. Il n'est pas totalement dématérialisable et reste rattaché à un réseau physique avec lequel il faut composer pour dimensionner l'offre de service tout en garantissant la robustesse, la pérennité et l'évolutivité dans le temps et dans l'espace des solutions énergétiques.

L'énergie fait partie des activités dites « sensibles » et ceci quelle que soit l'échelle de son déploiement ou la puissance mise en œuvre tout comme c'est le cas pour l'eau, les transports, les communications électroniques et la santé publique. La prise en compte de la réglementation applicable et les risques associés en cas de détournement constitue des paramètres indispensables dont il faut tenir compte dans la faisabilité juridique du projet :

- au stade des règles relatives à la production, la distribution, le transport et la fourniture de l'électricité dont certaines sont d'ordre public, sont associées des règles de la Commande publique et/ou pénalement sanctionnées en cas de non-respect ;
- au stade du contrôle des activités ou de fixation tarifaire avec la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) ;
- au stade de l'usage dès lors qu'il est lié au numérique avec l'Agence Nationale de Sécurité des Systèmes informatique (ANSSI) ;
- au stade des règles de compétence des intervenants et des collectivités associés au projet (imbrication avec le rôle de l'aménageur – Loi MAPAM /NotRe/Elan– Métropole Grand Paris) en fonction de la qualification juridique du service envisagé ;
- au stade de l'innovation (dans ses dimensions réglementaires).

Chacun de ces paliers est une source potentielle de mise en cause de la responsabilité des acteurs à hauteur de leur intervention et implique une connaissance globale et approfondie des enjeux liés :

- aux conditions et modalités de mise en œuvre d'un projet d'aménagement urbain :
 - Limite de la contractualisation avec les usagers de la future ZAC Charenton Bercy ;
 - Rapport à la conformité réglementaire des équipements et autres réseaux dépendants de la responsabilité de l'aménageur ;
 - Plus généralement de l'imbrication de ce dispositif de fourniture d'un service énergétique dans l'écosystème de la ZAC Charenton Bercy ;
 - Des conditions de vente du « service énergétique » / dispositions contractuelles et commerciales envisagées au regard de la réglementation applicable.

- aux fonctions de production, de transport, de distribution, de fourniture et de consommation de l'énergie et plus particulièrement de l'énergie renouvelable et de leurs modes d'échange (y compris de partage des données) :
 - Découlant des règles inhérentes au marché de l'énergie et de leurs spécificités en matière de contractualisation selon l'utilisateur final ;
 - De la fiscalité attachée à l'activité et à l'usage et l'optimisation du réseau ;
 - Du droit de la concurrence ;
 - Bien entendu du droit de la consommation et ses règles de protection des données – qui se révèlent un champ bien différent de la spécialité relative à la propriété industrielle classique dont la loi n° 2016-1321 du 7 octobre 2016 pour une République numérique pour les conditions notamment de réutilisation des données ;
 - Et notamment la maîtrise de l'impact sur la protection des données personnelles au sens du RGDP ;
- à la filière immobilière comprise dans toute sa chaîne de valeur :
 - De la planification des usages et destination des espaces privés et publics ;
 - Jusqu'aux conditions et modes d'occupation de la propriété ;
 - En passant par les règles de construction ;
 - De garantie de performance énergétique ;
 - De droit de la propriété, droit de la construction, droit des baux ruraux / commerce / habitation ;
- aux règles applicables aux interfaces numériques (définies comme un dispositif électronique permettant d'établir, grâce à une application, une communication entre le monde réel de l'énergie et le monde numérique) pour évaluation des impacts et/ou contradictions potentielles avec l'architecture juridique à mettre en place :
 - Garantie du respect des règles liées au protocole de communication ;
 - Sécurité des produits défectueux, produits électroniques communicants ;
 - Droit de la santé publique ;
 - Responsabilité du fait des interfaces (concepteur de l'application, concepteur de l'intelligence, fabricant, fournisseur, opérateur de communications électroniques, donneur d'ordre, exploitant – facilitateur, utilisateur final ...), responsabilité pénale.

La démarche de la contractualisation des enjeux portant sur la flexibilité implique de faire un état des lieux sur les modèles retenus et/ou à s'interroger sur les problématiques suivantes :

- Quelle qualification des services ? Répondant à quel besoin pratique ?
- Quels sont les acteurs concernés par le modèle et quelle faculté d'évolution ?
- Quelles garanties à mettre en place à toutes les étapes de la mise en œuvre du dispositif ?
- Comment sera déterminée la valeur du gain que les services de flexibilité apportent à la gestion des réseaux publics d'électricité et/ou à l'exploitation et la maintenance du système électrique (économie sur les coûts de production, économies sur les coûts de réseau, etc.) ?

9.1.2 Méthodologie

Lors de l'élaboration de la méthodologie initiale, nous avons identifié la nécessité de pouvoir échanger avec les différents pouvoirs adjudicateurs en charge des différents services et de pouvoir avoir accès aux éléments contractuels des principaux exploitants des réseaux concernés par le projet comme CPCU ou Climespace.

En tirant partie des informations librement accessibles pour préserver la confidentialité du projet nous avons pu identifier quelques dispositifs contractuels mais qui ne sont pas exhaustifs et devront être analysés en détail lors des étapes suivantes du projet.

La traduction juridique de chacun des scénarios énergétiques passera ici par deux étapes :

Etape 1 : repose en effet sur une **analyse multicritère** qui présentera pour chaque scénario énergétique proposé :

- Les **acteurs** potentiels concernés (compétence – gouvernance) :
 - la production (fourniture du fluide ou de l'énergie photovoltaïque ...)
 - la construction des réseaux et la distribution
 - la maintenance et l'exploitation
 - la consommation

Etape 2 : sur la base de ces éléments, élaboration d'une première **cartographie précisant pour Bouygues Immobilier UrbanEra les avantages, les inconvénients et les écueils à éviter dont les responsabilités en matière de garanties et mettant en évidence** :

- le **partage des risques** entre le maître d'ouvrage, l'exploitant du réseau et le consommateur
- la **facilité de mise en œuvre**
 - opportunité et temporalité de mise en œuvre sur la zone (phasage, équilibre économique, délais)
 - procédure à mettre en place (respect des règles de la commande publique, DSP)
 - risque de recours
- les modes de **mitigation** de ces risques

9.2 Panorama organisationnel

La prise en compte de la qualité des acteurs et de leurs compétences est déterminante dans la définition de la cartographie de la gouvernance d'une opération complexe telle que la future ZAC Charenton Bercy.

A la définition de la gouvernance est en effet associée la question portant sur la compétence des différents acteurs en présence et qui peut avoir un effet déterminant sur les relations contractuelles. C'est le cas particulièrement pour les conditions de création et d'exploitation du réseau de chaleur et/ou de production d'énergie renouvelable.

9.2.1 Acteurs identifiés dans le projet et rôles

L'analyse juridique et de gouvernance du présent chapitre se fonde sur les échanges menés avec l'équipe projet de Bouygues Immobilier UrbanEra. L'accès aux documents contractuels liant Bouygues Immobilier UrbanEra, Grand Paris Aménagement et la collectivité organisatrice a été demandé, mais les documents n'ont pas été communiqués.

Il ressort par ailleurs des échanges avec Bouygues Immobilier UrbanEra que ces documents dans leur version initiale ne précisent pas de manière tranchée et définitive les responsabilités des acteurs sur l'énergie.

Nous comprenons que la mission de Bouygues Immobilier UrbanEra est susceptible d'évoluer selon les besoins de l'aménageur Grand Paris Aménagement d'une part et de la Ville de Charenton d'autre part.

Nous précisons néanmoins que lors de l'approfondissement du scénario technique retenu, il sera nécessaire de faire un état des lieux contractuel pour fixer les limites des prestations financières qui devront être retranscrites notamment dans la Convention de répartition des équipements publics.

Nous faisons donc les réserves d'usages sur les limites des prestations selon les scénarios qui seront retenus et qui impliquent un important travail de mise en cohérence des acteurs et des voisins du projet.

Tableau 37 : Acteurs en présence

Acteurs	Identification
Etat et Collectivités concernés (signataire d'un CIN – novembre 2016)	Ville de Charenton Etablissement Public Territorial Paris Est-Marne et Bois Etat Grand Paris Aménagement
Aménageur et maître d'ouvrage de l'opération d'aménagement (notamment responsable de la concertation de la ZAC)	Grand Paris Aménagement
Opérateur Urbain – Rôle possible de co-aménageur en sus du rôle de promoteur sur l'énergie	Bouygues Immobilier UrbanEra
Promoteur pour les bâtiments	Bouygues Immobilier UrbanEra / autres Promoteurs selon les modalités de cession de la charge foncière de la ZAC à définir
Energy Manager	Acteur identifié dans la réponse à appel à projet, dont le rôle est de piloter les flux énergétiques dans le but d'optimiser la facture énergétique et lorsque possible d'offrir une garantie de performance voir de charge. Il n'est pas identifié à ce stade.
Autres propriétaires fonciers	Propriétaires fonciers (accords fonciers avec Bouygues Immobilier UrbanEra) - SNCF
Usagers et habitants de la ZAC	Futurs occupants (propriétaires ou locataires)

9.3 Traduction juridique des scénarios

Pour rappel, le volet technique compare trois scénarios « renouvelables » avec un scénario de référence, selon des critères techniques, économiques et environnementaux qui se déclinent comme suit :

- **Scénario EnR 1** : recours à un réseau de chaleur alimenté par de la géothermie basse énergie avec un forage à la nappe du Dogger. Le besoin en froid est produit de façon décentralisée en pied d'immeuble par des groupes froids.
- **Scénario EnR 2** : recours à deux réseaux, un réseau chaud et un réseau froid. De la géothermie de très basse énergie sur sondes alimente en chaud et froid les deux réseaux. Des chaudières biomasses participent également à la production de chaleur. L'appoint et le secours sont assurés par un raccordement aux réseaux de CPCU et de Climespace.
- **Scénario EnR 3** : c'est une version simplifiée du scénario EnR 2 visant à réduire l'investissement et le coût de l'énergie mais mobilisant légèrement moins les énergies renouvelables. Le champ de sondes géothermiques reste dimensionné comme dans le scénario EnR 2, en revanche les chaudières biomasses sont supprimées, l'appoint et le secours sont toujours assurés par le réseau CPCU pour le chaud. Pour la couverture du besoin en froid, des groupes froids assurent le complément de la géothermie et le raccordement au réseau Climespace n'est plus considéré.

Ces trois scénarios sont comparés avec le scénario de référence :

- **Scénario ref** : recours à deux réseaux, un réseau chaud et un réseau froid, pour distribuer l'énergie dans le quartier. Ces réseaux sont raccordés aux réseaux de CPCU et Climespace pour importer l'intégralité du besoin en énergie.

En parallèle un **scénario photovoltaïque** étudie la faisabilité technique d'installations photovoltaïques en toiture et leur rentabilité suivant une valorisation en autoconsommation (individuelle ou collective)

9.3.1 Traduction juridique du scénario énergétique de référence

9.3.1.1 Contextualisation juridique du scénario de référence

Scénario de référence	Mode d'alimentation de la ZAC	Commentaires et échanges avec les parties prenantes
Chauffage et ECS	Raccordement au réseau de la CPCU en limite de ZAC puis distribution par un exploitant dont le périmètre est restreint à la ZAC.	L'investissement initial pour la mise à disposition de la puissance souhaitée en limite de ZAC ne sera pas prise en charge par la CPCU qui souhaite s'arrêter à la sous-station d'interface avec le quartier. La facturation de la vapeur livrée en limite de ZAC suivra le terme R1.
Froid	Raccordement à Climespace en limite de ZAC puis distribution par un exploitant dont le périmètre est restreint à la ZAC	Climespace propose de considérer ce qui est fait dans Paris : <ul style="list-style-type: none"> • Climespace porte les investissements et facture un droit de raccordement (795€/kW). • Facturation du froid en pied d'immeuble suivant les termes R1 et R2.

Ce scénario implique de s'interroger sur les questions suivantes :

- Quel cadre juridique d'exploitation du réseau de distribution ?
- Quelle est la limite de cette qualification d'équipement public ?

► Quel cadre juridique d'exploitation des réseaux de distribution ?

On rappelle que quel que soit le type de l'opération, le raisonnement habituel consiste à distinguer trois catégories :

- Les infrastructures « primaires » qui desservent l'opération mais répondent encore à des besoins plus généraux de la Ville
- Les infrastructures « secondaires » qui irriguent les grands îlots de l'opération
- Les infrastructures « tertiaires » qui desservent les lots privatifs et sont à la charge de l'opération

Dans notre hypothèse, nous avons compris que la maîtrise foncière de la ZAC était « partielle » au sens où l'aménageur n'a pas à acquérir la totalité des terrains de l'opération. Si tel est bien le cas, la ZAC utilisée ici

comme un outil procédural et financier peut imposer, par convention distincte, une participation spécifique aux propriétaires ou mandataires de l'opération (article L. 311-4 du Code de l'urbanisme).

Ce mécanisme permet aux Collectivités de s'appuyer sur l'initiative de l'opérateur et des différents propriétaires plutôt que de recourir à une maîtrise foncière totale de la zone tout en conservant les moyens d'une coordination urbaine publique d'ensemble.

D'une manière générale donc, la charge de ces équipements seront déterminés et chiffrés dans le cadre de la convention de participation. Cette convention doit être validée par la Collectivité organisatrice et le montant des équipements doit être justifié en vertu du principe d'égalité des bénéficiaires de l'opération, même s'il peut être individualisé à la marge.

On touche ici du doigt la nécessité de l'étude de définition des besoins des futurs habitants et usages de la ZAC qui doivent être appréciés à l'échelle du projet.

A ce stade deux modes de gestion de ces équipements sont alors possibles :

- Soit les ouvrages et équipements collectifs **sont rétrocédés à la Collectivité** (ce qui est le mode le plus courant de gestion des espaces et réseaux publics en ZAC après achèvement – lesquels sont valorisés financièrement dans le bilan de la ZAC) ;
- Soit le promoteur peut être amené à réaliser des voies de desserte interne à un îlot par exemple et qui va rester **la propriété de la** copropriété de l'ensemble ou transféré à une ASL (Association Syndicale Libre) suivant la technique du « macro lot » ou du « Lot XXL » et être soumis aux règles de gestion privée.

La frontière entre les ouvrages et équipements qui resteront la propriété des propriétaires/acheteurs des lots de la ZAC ou de ceux qui seront rétrocédés à la collectivité devra être déterminée dans la convention de partenariat à conclure dans le cadre de la ZAC.

► Quelle est la limite de cette qualification d'équipement public ?

Se pose ensuite logiquement la question d'une externalisation (totale ou partielle) des réseaux de la ZAC au profit de l'Opérateur Urbain. Indirectement, cette interrogation pose la question des réseaux privés.

Dit autrement, ces équipements partagent avec les équipements publics l'affectation à but d'intérêt général mais ne suivent pas les modalités de création, de réalisation et d'exploitation par une personne publique.

On note en marge que c'est l'une des raisons qui ont conduit le législateur à ajuster les nomenclatures des destinations dans le code de l'urbanisme avec la notion d'« *équipements d'intérêt collectif et services publics* ».

Rapporté au réseau de chaleur, en l'espèce, serait ainsi concerné :

- le réseau de distribution primaire qui est composé de canalisations dans lesquelles la chaleur issue de l'unité de production est transportée par un fluide caloporteur (vapeur ou eau chaude). Un circuit retour ramène le fluide, qui s'est délesté de ses calories au niveau de la sous-station d'échange.
- les sous-stations d'échange, situées en pied d'immeuble, qui permettent le transfert de chaleur par le biais d'un échangeur entre le réseau de distribution primaire et le réseau de distribution secondaire qui dessert un immeuble ou un petit groupe d'immeubles (le réseau secondaire ne fait pas partie du réseau de chaleur au sens juridique, car il n'est pas géré par le responsable du réseau de chaleur mais par le responsable de l'immeuble).

Pour ce qui est du réseau de froid seraient concernés :

- les réseaux de canalisations permettant le transport de la chaleur par un fluide caloporteur (eau) et
- les sous-stations assurant la collecte de la chaleur dans les immeubles cibles.

En effet, les unités de production de chaleur ne sont pas incluses dans le périmètre du fait de la livraison des fluides en limite de ZAC par les concessionnaires (actuellement CPCU) avec éventuellement une variante d'approvisionnement jusqu'au sous-station en pied d'immeuble (Climespace).

Or, il y a réseau de chaleur au sens juridique dès lors que le propriétaire ou l'entreprise déléguée vend de la chaleur, au travers d'un réseau de transport de chaleur passant sur le domaine public, à au moins un client qui n'est pas propriétaire de la chaufferie.

Par ailleurs, le réseau est privé s'il n'y a pas eu de maîtrise d'ouvrage publique et si le propriétaire privé du réseau assure seul les investissements afférant à son développement et à la distribution de la chaleur.

En effet, le service public de la chaleur, selon la loi du 15 juillet 1980 relative aux économies d'énergie et à l'utilisation de la chaleur, est une compétence optionnelle des collectivités territoriales ou groupements de collectivités territoriales. Ce principe a été confirmé par la loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 dite « Grenelle 2 ».

Toutefois, si l'« Autorité organisatrice » du réseau de chaleur est une personne publique, le service public de chaleur qui en résulte doit respecter les principes du service public que sont l'égalité des usagers du service public, la continuité du service public et des tarifs reflétant le service rendu aux usagers.

Par ailleurs, il est rappelé que la loi du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement (dite Grenelle II) a réformé la procédure de classement des réseaux de chaleur et de froid instituée par la loi du 15 juillet 1980. Le classement d'un réseau de chaleur ou de froid est une procédure permettant de définir des zones à l'intérieur desquelles toute installation d'un bâtiment neuf ou faisant l'objet de travaux de rénovation importants est obligatoirement raccordé au réseau dès lors que la puissance pour le chauffage, la climatisation ou la production d'eau chaude dépasse 30 kW. Le classement d'un réseau n'est possible que si trois conditions sont respectées :

- le réseau est alimenté à au moins 50 % par des énergies renouvelables ou de récupération ;
- un comptage des quantités d'énergie livrées par point de livraison est assuré ;
- l'équilibre financier de l'opération pendant la période d'amortissement des installations est assuré.

Le classement est prononcé par délibération de la collectivité ou du groupement de collectivités sur le territoire desquelles se trouve le réseau.

9.3.1.2 Analyse multicritère

CONTRACTUALISATION ENTRE LES DIFFERENTS ACTEURS		
Etapes du projet	Identification possible	Commentaires / Point de vigilance
Production – fourniture du fluide	Concessionnaire CPCU et Concessionnaire Climespace	<p>Alerte sur les termes et durée des conventions de DSP des deux concessionnaires.</p> <p>Si l'export est possible au sens de la convention de la DSP de CPCU une garantie de production devra être donnée et probablement faire l'objet d'un accord préalable de la Mairie de Paris (qui détient 33,5 % du capital). Pour mémoire la délégation donnée à CPCU expire le 31 décembre 2024 (cf. cartographie ci-dessus des réseaux).</p> <p>Concernant Climespace les conventions ne sont pas publiques ou du moins pas de manière exhaustive aux termes. Une convention a été conclue entre la Ville de Paris et Climespace le 28 janvier 1991 pour une durée de 30 ans. Son périmètre représente actuellement environ 38% du territoire parisien. La Convention expirera le 6 février 2021 (cf. cartographie ci-dessus des réseaux).</p> <p>Les dates d'échéances de ces conventions ne sont pas à l'échelle de la réalisation du projet.</p> <p>Pour consolider ce scénario, s'il devait être retenu, des échanges devront être menés avec l'autorité adjudicatrice afin de clarifier une volonté de mettre d'étendre les concessions sur le périmètre ZAC.</p>
Construction du réseau sur la ZAC	GPAm / Bouygues Immobilier UrbanEra / concessionnaire	<p>CPCU ne souhaite pas intervenir sur le périmètre ZAC (livrera la chaleur en limite de ZAC).</p> <p>Climespace ne s'interdit pas d'intervenir sur la construction du réseau.</p> <p>Il devra être clarifié sur la question de la construction du réseau et de son exploitation si une DSP sur le périmètre ZAC est envisagée.</p> <p>La Convention de répartition des équipements devra être rédigée au regard du montage pressenti.</p>
Maintenance - Exploitation	Energy manager-Exploitant / concessionnaire	La Convention de répartition des équipements devra être rédigée au regard du montage pressenti.
Consommation	Usagers	Contrat de vente

Sur la définition des limites ouvrages publics / privés : l'enjeu de la phase de programmation de la ZAC va consister à déterminer :

- (i) les conditions de pilotage et de gestion des réseaux pour l'opérateur et les ambitions politiques des collectivités de maîtriser le réseau ainsi que la politique de fixation tarifaire de l'énergie.

- (ii) le sort des réseaux de distribution à l'intérieur du périmètre de la ZAC à l'issue de la mise en œuvre de la ZAC : possibilité de rétrocession des réseaux construits pour distribuer l'énergie fournie en limite de ZAC à la collectivité publique et in fine être étendue au périmètre des concessions de DSP (dont le renouvellement en cours devrait accélérer la prise en compte dans leur périmètre ou non). En phase opérationnelle, cela induit que dans le cahier des charges de la ZAC, l'aménageur ou l'opérateur devront prendre toutes les précautions nécessaires pour ne pas supporter de risques inhérents à la fourniture par les concessionnaires (passage obligé de négociation des clauses du contrat de fourniture, précision dans le cadre de cession des lots l'obligation de raccordement au réseau etc.)

Cette solution est techniquement très dépendante des fluides d'approvisionnement des concessionnaires CPCU et Climespace. Elle implique donc la prise en compte des enjeux liés au renouvellement des concessions et des orientations politiques qui pourraient être prises à l'échelle du territoire de la Commune de Charenton.

9.3.1.3 Implications sur la gouvernance et le rôle de Bouygues Immobilier UrbanEra

Ce scénario nécessite donc un dialogue avec la collectivité et un point de vigilance concernant les renouvellements des concessions et de leurs éventuelles extensions au périmètre de la ZAC.

Sur la chaleur, ce scénario avec le concessionnaire CPCU se limitant à de l'export en limite de ZAC et n'intervenant pas en exploitation sur la ZAC, pose la question de l'identification d'un exploitant propre à la ZAC sur le fluide chaleur ce qui nécessite de clarifier la volonté de la collectivité à maîtriser le réseau de chaleur.

Le montage d'un réseau privé sur la ZAC trouve peu de justification économique dans un contexte de possible extension de périmètres des concessionnaires au voisinage, l'exploitant ZAC étant cantonné dans un modèle d'affaire rachat/revente avec une faible marge de manœuvre sur du pilotage à l'échelle quartier.

De façon générale, ce scénario laisse peu de place à l'intervention de l'Energy Manager (forte dépendance aux conditions de fourniture et d'approvisionnement via les concessionnaires).

L'Energy Manager peut cependant intervenir en garantie de charge sur les bâtiments tertiaires sur le pilotage du fluide chaleur (échelle bâtiment) et sur l'autoconsommation collective (échelle quartier).

9.3.2 Traduction juridique du scénario énergétique EnR1

9.3.2.1 Contextualisation juridique du scénario EnR1

Scénario EnR1	Mode d'alimentation de la ZAC	Commentaires et échanges avec les parties prenantes
Chauffage et ECS	Un ouvrage au Dogger assure les besoins en chauffage et ECS. Le surplus est exporté vers CPCU	La collectivité a montré un intérêt fort pour l'ouvrage au dogger, une maîtrise d'ouvrage publique (par le SIPEREC ?) peut être envisagée.
Froid	Les lots affichant un besoin en froid sont équipés de groupes froids en pied d'immeuble.	Intervention directe du promoteur

Ce scénario implique de s'interroger sur les questions suivantes :

- Quelles sont les règles de compétence en matière de géothermie sur la Commune de Charenton-le-Pont ? et quel impact cela peut-il avoir sur le projet ?
- Comment s'articulera les contrats relatifs à la production décentralisée de froid ?

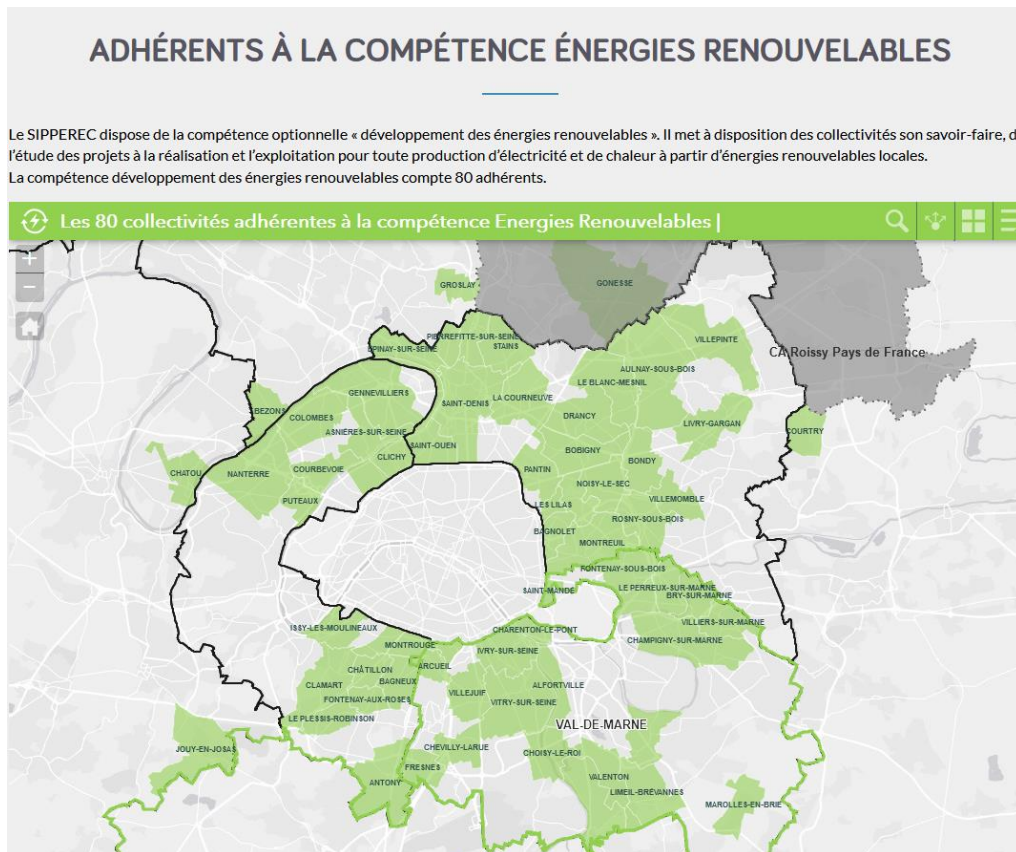
► Quelles sont les règles de compétence en matière de géothermie sur la Commune de Charenton-le-Pont ? et quel impact cela peut-il avoir sur le projet ?

La Commune de Charenton-Le-Pont dépend du territoire « *Paris-Est Maine et Bois* » lequel fait partie de l'EPCI à fiscalité propre et à statut particulier de la Métropole du Grand Paris créé le 1^{er} janvier 2016.

On rappelle qu'en exécution de ses compétences, la Métropole du Grand Paris a élaboré son plan climat air énergie métropolitain. Dans le cadre de la mise en œuvre de ce plan climat, la Métropole est chargée de la mise en cohérence des réseaux de distribution d'électricité, de gaz, de chaleur et de froid. Elle établit en concertation les autorités compétentes intéressées, un schéma directeur des réseaux de distribution d'énergie métropolitain qui a pour objectif de veiller à leur complémentarité, notamment pour l'application de l'article L.712-2 du Code de l'énergie.

La métropole a lancé les études de préparation de **Schéma Directeur Energétique de la Métropole** du Grand Paris. A l'échelle du projet, un point d'attention devra être porté à la réalisation de ce document d'envergure.

Par ailleurs, la **Commune de Charenton-le-Pont a délégué sa compétence « Energies Renouvelables » au SIPPEREC** qui porte que les projets de réalisation et d'exploitation pour toute production d'électricité et de chaleur à partir d'énergies renouvelables locales, le SIPPEREC ayant ensuite la capacité, selon les demandes des collectivités concernées, soit de lancer une consultation pour choisir un concessionnaire dans le cadre de l'attribution d'une DSP soit d'exploiter en direct.



Source : <https://www.sipperec.fr/le-sipperec/adherents/adherents-a-la-competence-energies-renouvelables/>

On précise qu'une délégation de compétence a pour conséquence de « déposséder » la collectivité qui délègue au syndicat et ne peut donc plus prendre de participation dans le projet. La jurisprudence cristallise régulièrement ce principe.

Concrètement dans le cas d'un projet de géothermie, lorsque les études relatives à la faisabilité d'un tel projet sont concluantes, la collectivité délibère au profit du Syndicat pour activer la mise en œuvre du projet (et le cas échéant transférer les ouvrages et autres dépendances nécessaires à la réalisation du projet).

En l'espèce, cette délégation de compétence doit s'articuler avec le projet notamment par aux règles de **financement des équipements dans la ZAC**.

Pour guider la réflexion, il nous paraît essentiel de revenir à la solution technique et au dimensionnement de l'équipement pour évaluer si la puissance et le productible de cet équipement dépassent ou non les besoins de la ZAC.

En l'espèce selon les études de dimensionnement réalisées par BURGEAP, le productible ne sera que partiellement consommé par la ZAC.

Dans ces conditions, il sera discutable de faire entrer cet équipement dans la liste des ouvrages à financer par l'aménageur/opérateur comme un équipement nécessaire aux besoins des usages de la ZAC au sens de l'article L 311-4 du Code de l'urbanisme précité.

Cet article dispose dans sa version modifiée par la loi LOI n°2018-1021 du 23 novembre 2018 que :

« Il ne peut être mis à la charge de l'aménageur de la zone que le coût des équipements publics à réaliser pour répondre aux besoins des futurs habitants ou usagers des constructions à édifier dans la zone.

Lorsque la capacité des équipements programmés excède les besoins de l'opération, seule la fraction du coût proportionnelle à ces besoins peut être mise à la charge de l'aménageur.

Lorsqu'un équipement doit être réalisé pour répondre aux besoins des futurs habitants ou usagers des constructions à édifier dans plusieurs opérations successives devant faire l'objet de zones d'aménagement concerté ou de conventions de projet urbain partenarial, la répartition du coût de cet équipement entre différentes opérations peut être prévue dès la première, à l'initiative de l'autorité publique qui approuve l'opération.

Lorsqu'une construction est édifiée sur un terrain n'ayant pas fait l'objet d'une cession, location ou concession d'usage consentie par l'aménageur de la zone, une convention conclue entre la commune ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent pour créer la zone d'aménagement concerté et le constructeur, signée par l'aménageur, précise les conditions dans lesquelles le constructeur participe au coût d'équipement de la zone. La convention constitue une pièce obligatoire du dossier de permis de construire ou de lotir.

La participation aux coûts d'équipement de la zone peut être versée directement à l'aménageur ou à la personne publique qui a pris l'initiative de la création de la zone si la convention conclue avec le constructeur le prévoit ».

Dans notre cas, cela implique que, dans tous les cas, la maîtrise du projet de construction du Dogger ainsi que ses conditions d'exploitation ne pourront pas être laissées en totalité à la charge de l'Aménageur ou de l'Opérateur Urbain agissant comme co-Aménageur car non répercutables en totalité dans les charges foncières. Il ne paraît également pas économiquement viable que l'Opérateur urbain prenne à sa charge la maîtrise d'ouvrage totale de l'ouvrage dont le productible est supérieur aux seuls besoins de la zone du projet. A cette problématique matérielle et financière s'ajoute un risque non négligeable de critique dans le cadre du montage et de l'appel à manifestation d'intérêt relatif au projet qui était limité au périmètre de la ZAC.

Notons que ce point, relatif au périmètre de la ZAC, des limites de ses équipements devra faire l'objet d'une discussion dans le cadre de la convention de financement des équipements publics en tenant compte de sa spécificité et du contexte de sa création (cf. analyse à faire de la CIN (Convention d'Intérêt National)).

Pour le cas où cet équipement devrait être « ressorti » de ceux de la ZAC, l'autorité publique devra alors se positionner sur son mode de construction et d'exploitation. Dans un tel cas, se posera alors la question du choix par le pouvoir politique du déclenchement et de l'organisation d'une concession ou non via le SIPPAREC et surtout de l'aire géographique d'implantation du puit en cas de volonté de mutualisation avec les voisins de la ZAC.

Comment s'articuleront les contrats relatifs à la production décentralisée de froid ?

Dans ce cas de figure on retrouve les modes de contractualisation standards (qui peuvent aller du simple contrat d'exploitation au contrat de performance énergétique mutualisé avec d'autres bâtiments sur l'îlot). Ce point ne pose pas de difficulté juridique majeure et devra être organisé entre l'opérateur et le promoteur puis de l'Energy Manager dans un souci de rentabilité et d'efficacité pour les usagers et propriétaires des immeubles concernés.

9.3.2.2 Analyse multicritère EnR1 (uniquement sur la production de chaud)

CONTRACTUALISATION ENTRE LES DIFFENTS ACTEURS			
Etapes du projet	du	Identification possible	Commentaires / Point de vigilance
Production – du fluide	du	Concessionnaire d'une DSP future	<p>Le scénario avec maîtrise d'ouvrage du forage géothermique par l'Opérateur Urbain seul est écartée car elle sortirait des règles de la commande publique (équilibre du bilan impossible compte tenu d'un investissement surdimensionné par rapports au besoin de la ZAC).</p> <p>Le scénario de mise en place d'une DSP autour d'un ouvrage au Dogger sur une zone englobant la ZAC est à clarifier avec la collectivité et le SIPEREC (tout comme le périmètre de la DSP, la concession pouvant être limitée à la création du forage ou étendue à l'ensemble du réseau du chaleur).</p> <p>La question de la maîtrise d'ouvrage du réseau ZAC pose la question de la dépendance à l'échéancier de la mise en place du concessionnaire de la DSP.</p> <p>Les délais de la commande publique peuvent impacter le projet.</p> <p>Une possibilité de mitigation du risque peut être de construire le réseau ZAC sans attendre la mise en place du réseau primaire du concessionnaire. Un export fluide en provenance de l'exploitant CPCU peut être identifié comme une solution d'approvisionnement provisoire tant que le puit au dogger ne sera pas opérationnel. Cependant :</p> <p>A) Cette solution repose la question de la prise en charge de la construction du réseau en l'absence de concessionnaire et de l'identification de l'exploitant provisoire sur la ZAC ayant vocation à être dans le périmètre de la DSP. Selon la convention signée par BI, l'opérateur urbain pourra être amené à recruter de manière concurrentielle un exploitant pour la période transitoire. Cela implique également un investissement sur la conduite de raccordement au réseau CPCU à fonds perdus (une fois le concessionnaire dogger identifié la conduite ne sera plus utilisée).</p> <p>B) Une attention particulière devra être portée sur le conflit d'intérêt potentiel si les études concernant la DSP sont lancées en amont avec un risque que les exploitants potentiels soient attentistes et se positionnent prioritairement sur le marché DSP plutôt que sur le marché exploitant temporaire de la ZAC. Le recrutement d'un</p>
Construction du réseau sur la ZAC	du	Aménageur / Bouygues Immobilier UrbanEra / Concessionnaire de la DSP	
Maintenance Exploitation	-	Concessionnaire/ Exploitant temporaire ZAC	

CONTRACTUALISATION ENTRE LES DIFFENTS ACTEURS		
		exploitant temporaire peut dès lors se révéler complexe à mener. La Convention de répartition des équipements devra être rédigée au regard du montage pressenti.
Consommation – Pilotage / services énergétiques	Directement Usagers de la ZAC - Energy Manager + Usagers de la ZAC	Contrat d'abonnement et de fourniture / pilotage des équipements

9.3.2.3 Implications sur la gouvernance et le rôle de Bouygues Immobilier UrbanEra

Cette solution est techniquement très dépendante des orientations politiques qui pourraient être prises à l'échelle du territoire de la Commune de Charenton notamment en cas d'organisation d'une procédure de concession pour la mise en œuvre du projet géothermique.

Ce scénario nécessite donc un dialogue fort avec la collectivité sur les orientations qui seront prises et un point de vigilance très important concernant les calendriers de la DSP d'une part et de l'opération d'autre part.

La période transitoire avec recrutement d'un exploitant temporaire nécessite également une clarification de la convention des équipements, des modalités de recrutement de cet exploitant transitoire et des responsabilités portées par l'opérateur urbain.

Un scénario avec un concessionnaire exploitant sur une zone comprenant la ZAC laisse peu de place à l'intervention de l'Energy Manager à l'échelle du seul quartier (pas de prise sur les conditions de fourniture et d'approvisionnement chaleur via le futur concessionnaire).

Un Energy Manager n'étant pas exploitant de la fourniture chaleur peut cependant intervenir en garantie de charge sur les bâtiments tertiaires sur le pilotage du fluide chaleur (à l'échelle bâtiment) et sur l'autoconsommation collective (à l'échelle quartier).

L'Energy Manager trouvera une justification à l'échelle de la DSP, le cahier des charges de recrutement du concessionnaire pourra prévoir d'intégrer pilotage et de garantie de charge, sur le périmètre ZAC a minima.

9.3.3 Traduction juridique du scénario énergétique EnR2

Pour mémoire, le scénario EnR 2 consiste (i) en la mise en œuvre d'un réseau de géothermie de très basse énergie sur sondes alimentant en chaud et froid les deux réseaux à créer. En complément des chaudières biomasses doivent participer également à la production de chaleur, l'appoint et le secours étant assurés par un raccordement aux réseaux de CPCU et de Climespace.

9.3.3.1 Contextualisation juridique du scénario ENR2

Scénario EnR2	Mode d'alimentation de la ZAC	Commentaire
Chauffage et ECS	Solution multi-énergie avec un champ de sondes géothermiques, des chaudières biomasses et un raccordement CPCU pour la pointe et le secours.	L'investissement initial pour la mise à disposition de la puissance souhaitée en limite de ZAC ne sera pas prise en charge par CPCU qui ne souhaite pas intervenir en pied d'immeuble. La facturation de la vapeur livrée en limite de ZAC suivra le terme R1.
Froid	Solution multi-énergie avec un champ de sondes géothermiques et un raccordement à Climespace.	Climespace propose de considérer ce qui est fait dans Paris : <ul style="list-style-type: none"> Climespace porte les investissements et facture un droit de raccordement (795€/kW). Facturation du froid en pied d'immeuble suivant les termes R1 et R2.

9.3.3.2 Analyse multicritère

CONTRACTUALISATION ENTRE LES DIFFENTS ACTEURS		
Etapes du projet	Identification possible	Commentaires / Point de vigilance
Production – du fluide	Appoint chaleur/froid : CPCU et Climespace / Concessionnaire Chaudières biomasse et SGV : Opérateur/Promoteurs/Exploitant Energéticien	Volonté politique de mettre en place une DSP sur la ZAC à clarifier Contexte se prêtant à la mise en place d'un réseau privé. Convention de répartition des équipements entre l'aménageur / BI UrbanEra / promoteurs
Construction du réseau sur la ZAC	Chaleur : Aménageur / BI UrbanEra / Exploitant Energéticien Froid : Climespace	Convention de répartition des équipements entre l'aménageur / BI UrbanEra / promoteurs

CONTRACTUALISATION ENTRE LES DIFFENTS ACTEURS		
Maintenance - Exploitation	Energy manager – Exploitant Energéticien	Convention de répartition des équipements entre l'aménageur / UbanEra / promoteurs
Consommation	Usagers de la ZAC	Contrat d'abonnement et de fourniture / contrat en garantie de charge ou performance

Comme dans les autres montages, la temporalité et le phasage du projet sera déterminant dans la mesure où la maîtrise foncière a un impact immédiat sur les modes juridiques d'organisation du projet.

Dans ce cas de figure, le montage le plus efficace paraît être celui qui consiste pour l'Opérateur Urbain de dimensionner et de construire les réseaux nécessaires sous le bénéfice de sa qualité de propriétaire du foncier puis de transférer l'ensemble du foncier et des équipements à une Association Syndicale Libre (ASL) (cf montage ci-dessous). Ce transfert est habituellement réalisé par le biais d'un bail civil.

Ce scénario consiste donc pour l'opérateur urbain à assurer les diligences suivantes :

- Phase 1 : Montage des dossiers de consultation en intégrant les aspects techniques, économiques (détermination du prix et taux d'EnR), et juridiques de type marché global de performance (MGP) qui a remplacé les CREM ou REM ;
 - Analyse des offres et accompagnement du maître d'ouvrage à la contractualisation ;
 - Suivi d'exécution des travaux ;
 - Assistance aux opérations de réception
- Phase 2 : Conclusion du bail avec l'ASL (ou tout autre organisme équivalent) et contractualisation avec l'Opérateur Energétique en vue l'accomplissement des diligences suivantes :
 - Pilotage
 - Suivi du projet
 - Contractualisation avec les usagers

9.3.3.3 Implications sur la gouvernance et le rôle de Bouygues Immobilier UrbanEra :

Dès lors que la contractualisation et la définition des ouvrages peuvent être définies dans la convention sur le financement des équipements avec l'aménageur et même si elles impliqueront la rédaction de nombreuses conventions pour s'assurer de la cohérence technique entre les propriétaires et exploitants des bâtiments, ce dispositif est juridiquement envisageable par l'opérateur. Cette solution permet le plus de créativité sur le plan juridique.

C'est encore le schéma qui laisse le plus de place à un Energy Manager en charge du pilotage du projet afin d'intervenir à l'échelle quartier sur les fluides froid et chaud et sur l'autoconsommation collective.

Cependant, il semble difficile dans ce montage de s'affranchir d'une mise en concurrence de l'exploitant de la boucle, tel ne serait pas le cas si l'exploitation était déjà identifiée lors de la consultation initiale. Ceci repose la question des documents contractuels.

9.3.4 Traduction juridique du scénario énergétique EnR3

Pour mémoire, le scénario EnR 3 consiste c'est une version simplifiée du scénario EnR 2 visant à réduire l'investissement et le coût de l'énergie mais mobilisant légèrement moins les énergies renouvelables. Le champ de sondes géothermiques reste dimensionné comme dans le scénario EnR 2, en revanche les chaudières biomasses sont supprimées, l'appoint et le secours sont toujours assurés par le réseau CPCU pour le chaud. Pour la couverture du besoin en froid, des groupes froids assurent le complément de la géothermie et le raccordement au réseau Climespace n'est plus considéré.

9.3.4.1 Contextualisation juridique du scénario ENR 3

Scénario EnR3	Mode d'alimentation de la ZAC	Commentaire
Chauffage et ECS	Solution multi-énergie avec un champ de sondes géothermiques et un raccordement CPCU pour la pointe et le secours.	L'investissement initial pour la mise à disposition de la puissance souhaitée en limite de ZAC ne sera pas prise en charge par CPCU qui ne souhaite pas intervenir en pied d'immeuble. La facturation de la vapeur livrée en limite de ZAC suivra le terme R1.
Froid	Groupes froid	/

9.3.4.2 Analyse multicritère

CONTRACTUALISATION ENTRE LES DIFFENTS ACTEURS			
Etapes du projet	du	Identification possible	Commentaires / Point de vigilance
Production – du fourniture fluide		Appoint chaleur : CPCU / Concessionnaire Chaudières biomasse, groupes froids et SGV : Opérateur/Promoteur/exploitant	Volonté politique de mettre en place une DSP sur la ZAC à clarifier Contexte se prêtant à la mise en place d'un réseau privé. Convention de répartition des équipements entre l'aménageur / opérateur / constructeur
Construction du réseau sur la ZAC		Chaleur : Aménageur/ UrbanEra/ Exploitant Energéticien Froid : Climespace	Convention de répartition des équipements entre l'aménageur / BI UrbanEra / promoteurs
Maintenance - Exploitation		Energy manager – Exploitant Energéticien	Convention de répartition des équipements entre l'aménageur / BI UrbanEra / promoteurs
Consommation		Usagers de la ZAC	Contrat d'abonnement et de fourniture / contrat en garantie de charge ou performance

Même analyse que qu'en 9.3.3.3 sur le montage.

9.3.4.3 Implications sur la gouvernance et le rôle de BI UrbanEra :

Même analyse que qu'en 9.3.3.3

9.3.5 Traduction juridique du scénario énergétique PV

9.3.5.1 Contextualisation juridique du scénario PV

Scénario Electricité	Mode d'alimentation de la ZAC	Commentaires
Electricité	Production décentralisée sur les toitures des bâtiments du programmes (dont bâtiment technique de la SNCF) pour 4,2 MW au maximum	/

Ce scénario implique de s'interroger sur les questions suivantes :

- Quelles sont les limites d'une opération en autoconsommation collective ?
- Comment se structure l'opération ? et quelle désignation de la PMO ?
- Quelles évolutions sont attendues autour de la thématique des communautés d'énergie ?

► Quelles limites d'une opération en autoconsommation collective ? Comment se structure l'opération ? et quelle désignation de la PMO ?

Rappelons que l'autoconsommation collective est prévue dans le code de l'énergie qui contient un chapitre dédié à l'autoconsommation : le chapitre V du titre Ier du livre III (partie législative et réglementaire). D'après l'article L315-2 du code de l'énergie, l'opération d'autoconsommation est dite collective :

« Lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et dont les points de soutirage et d'injection sont situés en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension. »

Ces articles sont issus de l'ordonnance n° 2016-1019 du 27 juillet 2016 prise en exécution du 3^{ème} de l'article 119 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et ratifiée par la loi n°2017-227 du 24 février et du décret d'application n°2017-676 du 28 avril 2017, publié le 30 avril 2017.

L'article 126 de la loi PACTE modifie temporairement le Code de l'énergie et sa définition du périmètre d'une opération d'autoconsommation collective :

I. - A titre expérimental, pour une durée de cinq ans à compter de la publication de la présente loi, le chapitre V du titre Ier du livre III du code de l'énergie est ainsi modifié :

1° A la fin de la première phrase de l'article L. 315-2, les mots : « en aval d'un même poste public de transformation d'électricité de moyenne en basse tension » sont remplacés par les mots : « sur le réseau basse tension et respectent les critères, notamment de proximité géographique, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie » ; (...)

II. - Avant le 31 décembre 2023, le ministère chargé de l'énergie et la Commission de régulation de l'énergie dressent un bilan de l'expérimentation.

L'« Arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue » fixe la distance maximale entre deux participants à l'opération d'autoconsommation de deux kilomètres et la puissance maximale de 3 MWc.

Le projet devra répondre à des problématiques très pratiques telles que :

• La définition du véhicule juridique pour l'opération d'autoconsommation collective :

Cette étude passera par l'élaboration d'un comparatif des différents outils juridiques susceptibles de répondre aux caractéristiques du projet et aux contraintes de la procédure d'autoconsommation collective selon le profil du producteur, des consommateurs associés et la gouvernance du projet imposant la création d'une personne morale organisatrice.

Cette analyse permettra d'identifier les outils juridiques connus et éprouvés tels que les associations, ASL et AFUL (association syndicale de propriétaire libres), SCIC (Société coopérative d'intérêt collectif). Chacun de ces outils feront l'objet d'une présentation d'une matrice (avantage / inconvénient) selon :

- la pertinence économique du projet
- la faisabilité technique
- la robustesse dans le temps du module

l'adaptabilité du projet (à d'autres acteurs locaux ou pour les besoins du financement).

• La mise en œuvre opérationnelle du projet :

La mise en œuvre du projet passe, outre la conclusion des contrats et marchés de travaux et de maîtrise d'œuvre garantissant les délais de réalisation du projet, par la mise au point d'un rétro planning et la description de l'ensemble des éléments contractuels à rédiger pour permettre une bonne prise en compte des liens contractuels entre les parties dont l'opérateur.

Compte tenu du phasage du projet une solution transitoire sera recherchée, le cas échéant pour s'ajuster au calendrier tels que les éléments généraux au projet :

- Le calendrier opérationnel de la contractualisation en tenant compte des contraintes techniques (obtention des autorisations administratives, passation des marchés, purge des délais de recours), des délais de livraison des projets (conditions des marchés) et de la contractualisation avec les consommateurs associés à l'opération ;

Puis les contrats spécifiques à l'opération d'autoconsommation :

- Les formalités de création de la Personne Morale Organisatrice de l'Opération (PMO)
- Le contrat liant la PMO au consommateur et aux consommateurs
- Le contrat d'autoconsommation collective entre le producteur et les consommateurs
- Les clauses contractuelles spécifiques à intégrer pour les différents usagers sur site (sur l'ajustement des conditions tarifaires)

► Quelles évolutions sont attendues autour de la thématique des communautés d'énergie ?

Les dispositions relatives aux Communautés énergétiques sont contenues dans deux directives de l'Union européenne :

- Directive (UE) 2018/2001 du parlement européen et du conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables
- Directive (UE) 2019/944 du parlement européen et du conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE.

Les directives sont des textes normatifs qui fixent des orientations que doivent obligatoirement décliner les États membres. L'originalité de ces textes est de laisser une marge de manœuvre importante aux États pour les décliner dans le cadre de la transposition législative ou réglementaire.

Ces directives font partie du 4^{ème} paquet énergie et établissent deux définitions :

- La « communauté d'énergie renouvelable » (CER), qui se comprend comme « l'entité juridique **a)** qui, conformément au droit national applicable, repose sur une participation ouverte et volontaire, est autonome, est effectivement contrôlée par les actionnaires ou des membres se trouvant à proximité des projets en matière d'énergie renouvelable auxquels l'entité juridique a souscrit et qu'elle a élaborés ; **b)** dont les actionnaires ou les membres sont des personnes physiques, des PME ou des autorités locales, y compris des municipalités ; **c)** dont l'objectif premier est de fournir des avantages environnementaux, économiques ou sociaux à ses actionnaires ou à ses membres ou en faveur des territoires locaux où elle exerce ses activités, plutôt que de rechercher le profit » (article 2 de la directive « énergie renouvelable »).
- La « communauté énergétique citoyenne » (CEC), qui se comprend comme « L'entité juridique qui **a)** repose sur une participation ouverte et volontaire, et qui est effectivement contrôlée par des membres ou des actionnaires qui sont des personnes physiques, des autorités locales, y compris des communes, ou des petites entreprises, **b)** dont le principal objectif est de proposer des avantages communautaires environnementaux, économiques ou sociaux à ses membres ou actionnaires ou aux territoires locaux où elle exerce ses activités, plutôt que de générer des profits financiers », **c)** peut prendre part à la production, y compris à partir de sources renouvelables, à la distribution, à la fourniture, à la consommation, à l'agrégation, et au stockage d'énergie, ou fournir des services liés à l'efficacité énergétique, des services de recharge pour les véhicules électriques ou d'autres services énergétiques à ses membres ou actionnaire ; » (article 2 de la directive « électricité »).

Le projet de loi énergie-climat est une première étape de transposition des dispositions relatives aux communautés énergétiques.

En effet :

- Seule la transposition complète des dispositions relatives aux CER est contenue à l'article 6A de la loi énergie-climat
- Des dispositions concernent les CEC, mais la loi n'établit pas un régime juridique suffisant pour leur mise en place : il faudra attendre un autre texte.

Dans tous les cas, ces dispositions sont attendues par les acteurs notamment pour différencier les installations de production d'énergie renouvelable locales.

9.3.5.2 Analyse multicritère

D'une manière générale, pris isolément, la mise en œuvre des centrales photovoltaïques sur le site ne pose pas de difficultés juridiques spécifiques et il est attendu dans les prochaines années un ajustement du dispositif de l'autoconsommation collectives et/ou l'évolution des communautés énergétiques renouvelables qui devrait permettre un essor de ces modèles de production décentralisés.

CONTRACTUALISATION ENTRE LES DIFFENTS ACTEURS		
Etapes du projet	Identification possible	Commentaires / Point de vigilance
Production – fourniture de la production PV	Producteur/SPV	BI UrbanEra via Energy Manager pouvant intervenir comme associé de la SPV à constituer + acteur dans la PMO
Construction des centrales photovoltaïque	Producteur/SPV	BI UrbanEra via Energy Manager pouvant intervenir comme associé de la SPV à constituer + acteur dans la PMO
Distribution dans la ZAC	Producteur/SPV/Gestionnaire du réseau	BI UrbanEra via Energy Manager pouvant intervenir comme associé de la SPV à constituer + acteur dans la PMO
Maintenance - Exploitation	Producteur/SPV/Gestionnaire du réseau	BI UrbanEra via Energy Manager pouvant intervenir comme associé de la SPV à constituer + acteur dans la PMO
Consommation	Consommateur	Convention autoconsommation

Ce scénario permet de soutenir l'activité de l'Energy Manager en complétant le mix énergétique par une énergie renouvelable produite de manière décentralisée et pouvant être facilement contractualisation sous couvert de la réglementation à venir notamment de l'autoconsommation collective (après élargissement du périmètre en cours de discussion) voir des communautés énergétiques.

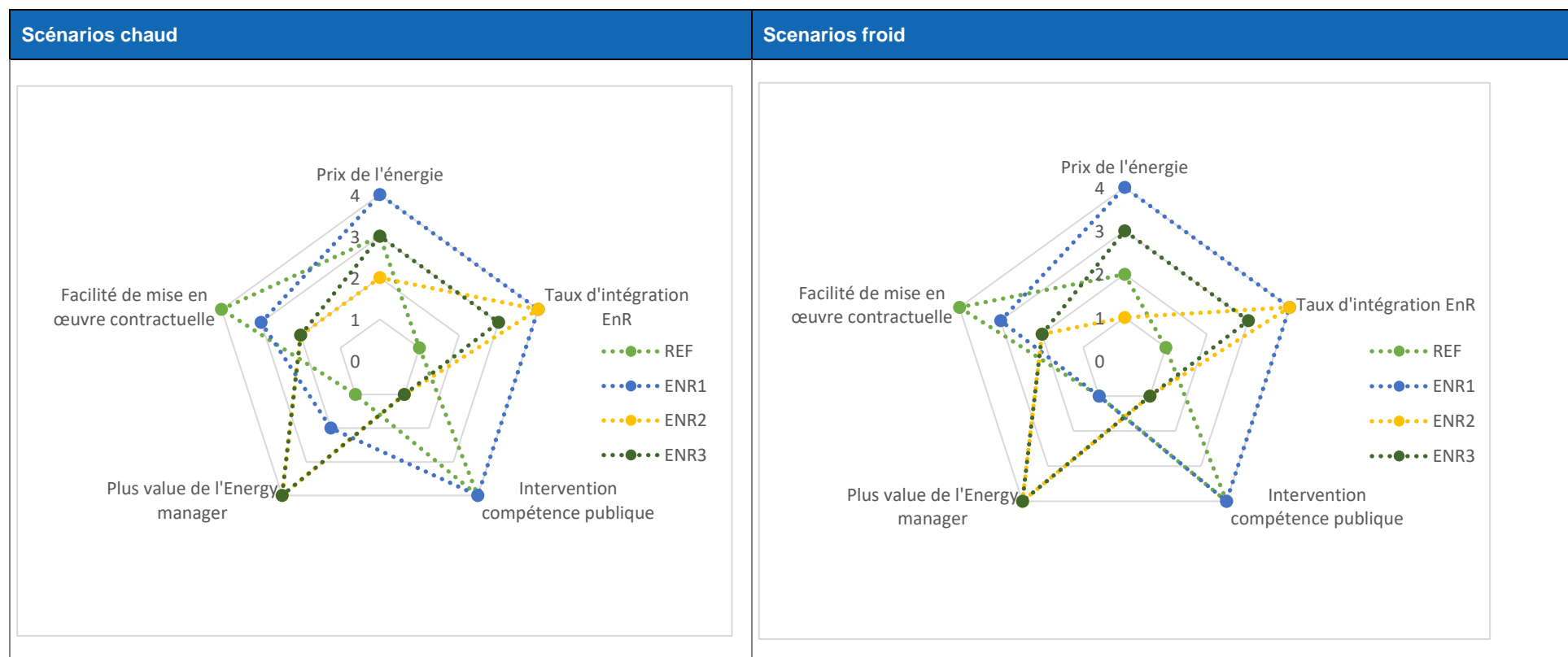
9.4 Synthèse des enjeux

Sur la base de ces éléments, il a été élaboré une première cartographie précisant pour URBANERA les avantages, les inconvénients et les écueils à éviter dont les responsabilités en matière de garanties.

Scénario	Avantages - Opportunités	Risques - Inconvénient	Mitigation des risques
Référence	Maîtrise du foncier permettant de justifier et de négocier la convention de répartition des coûts d'installations des équipements de la zone	<p>Situation de dépendance avec les concessionnaires CPCU et Climespace (problématique de temporalité de renouvellement des concessions)</p> <p>Faible marge de discussion sur le tarif/concessionnaire</p> <p>Evaluation des modes d'approvisionnement de secours à évaluer</p> <p>Valeur ajoutée de l'Energy Manager à l'échelle quartier faible sur le thermique</p>	<ul style="list-style-type: none"> Echanges à engager avec les autorités sur le positionnement de la collectivité sur la volonté de mettre en place une DSP sur la ZAC Négociation / contrôle de la convention de répartition des équipements publics qui doit être validée par l'autorité publique dans le cadre de la ZAC avec l'aménageur – répartition des interventions avec l'opérateur. Déterminer modalité de contractualisation avec les concessionnaires + cahier de cession des terrains (conditions de raccordement etc.) Attention aux limites de service des concessionnaires, CPCU ne souhaitant pas intervenir sur le périmètre ZAC (livre la chaleur en limite de ZAC)
EnR1	Une ZAC au cœur d'un ensemble urbain dont l'échelle est propice à la mise en place d'une concession sur le Dogger	<p>Enjeux portant sur la qualification de l'ouvrage par rapport à son dimensionnement au-delà des besoins de la ZAC</p> <p>Contrainte liée à l'exercice de la compétence « EnR » par le SIPEREC pour l'organisation d'une procédure de sélection d'un concessionnaire pour l'exploitation du puit géothermique</p> <p>En cas de DSP, dépendance du projet à un calendrier de recrutement du concessionnaire, risque de nécessité de mise en place d'un</p>	<ul style="list-style-type: none"> Echanges à engager avec les autorités sur le positionnement de la collectivité sur la création d'un ouvrage au Dogger dépassant les besoins des usages de la ZAC et sur la mise en place d'une DSP potentielle Ajustements des calendriers entre DSP et ZAC et identification de la nécessité ou non d'avoir un dispositif temporaire pour la ZAC tant que le contrat du concessionnaire n'est pas mis en œuvre Modalité de contractualisation avec les concessionnaires + cahier de cession des terrains (conditions de raccordement etc.)

Scénario	Avantages - Opportunités	Risques - Inconvénient	Mitigation des risques
		exploitant temporaire sur la ZAC et alimentation par CPCU en export. Risques de calendrier et de superposition de montages Valeur ajoutée de l'Energy Manager à l'échelle quartier faible sur le thermique sauf si le Concessionnaire Exploitant prend en charge le pilotage énergétique	<ul style="list-style-type: none"> Négociation / contrôle de la convention de coûts des équipements publics qui doit être validée par l'autorité publique dans le cadre de la ZAC – répartition des interventions avec l'opérateur Définition des performances et garanties de charges pour les usagers ZAC à intégrer au cahier des charges du futur concessionnaire de la DSP
EnR2&3	Maîtrise foncière propice à la réalisation du projet	Risque lié à la faisabilité technique des ouvrages Risques liés à l'articulation juridique des différents contrats (fourniture / GESS etc.) Valeur ajoutée d'un Energy Manager en charge du pilotage à l'échelle quartier, et modalités de mise en concurrence à explorer.	<ul style="list-style-type: none"> Echanges à engager avec les autorités sur le positionnement de la collectivité sur la volonté de mettre en place une DSP sur la ZAC Définition des emprises privées permettant l'organisation d'un mode d'exploitation des réseaux secondaires de distribution et de pilotage et négociation des conventions d'occupation du domaine public par le gestionnaire de la voirie pour le passage des réseaux en sous-sol Négociation / contrôle de la convention de coûts des équipements publics qui doit être validée par l'autorité publique dans le cadre de la ZAC – répartition des interventions avec l'opérateur Modalité de contractualisation avec les concessionnaires + cahier de cession des terrains (conditions de raccordement etc.)
PV	Maîtrise juridique des toitures permettant d'atteindre un productible d'EnR	Montage juridique reposant sur un dispositif réglementaire évoluant vers davantage de flexibilité Pilotage à associer avec les autres scénarios	<ul style="list-style-type: none"> Négociation / contrôle de la convention de coûts des équipements publics qui doit être validée par l'autorité publique dans le cadre de la ZAC Définition du véhicule et de la gouvernance de la PMO (puis ultérieurement de la CER)

Tableau 38 : Synthèse des résultats des scénarios - prisme gouvernance



10. Conclusion

L'étude de faisabilité du potentiel de développement en énergies renouvelables du projet d'aménagement de la future ZAC de Charenton-Bercy, s'est déroulée en trois étapes.

Dans un premier temps, la **caractérisation des besoins en énergie** a permis d'estimer les apports en énergie nécessaires au fonctionnement du projet. Ainsi, sur l'ensemble de la zone, **les besoins de chaleur en énergie utile s'élèvent à près de 11 000 MWh/an et 3 200 MWh/an pour les besoins en froid**. La répartition de ces besoins au cours de l'année a permis de dimensionner les installations de production énergétique nécessaires.

Dans un deuxième temps, l'**analyse du potentiel en énergies renouvelables** de la zone a permis de dégager l'utilisation des énergies renouvelables et de récupération les plus pertinentes au regard des gisements et des contraintes du projet. Les filières **géothermiques de basse et très basse énergie**, ainsi que la **biomasse**, l'**aérothermie** et le **photovoltaïque** ont été identifiés comme pertinents. Le recours à des **réseaux de chaleur et de froid** a également été jugé intéressant.

La mise en place d'un ouvrage géothermique de basse énergie étant fondamentalement différent des autres filières renouvelables, plusieurs scénarios, intégrant localement des énergies renouvelables, ont été étudiés :

- Scénario EnR 1 : recours à un réseau de chaleur alimenté par de la géothermie basse énergie avec un forage à la nappe du Dogger. Le besoin en froid est produit de façon décentralisé en pied d'immeuble par des groupes froids.
- Scénario EnR 2 : recours à deux réseaux, un réseau chaud et un réseau froid. De la géothermie sur sondes alimente en chaud et froid les deux réseaux. Des chaudières biomasses participent également à la production de chaleur. L'appoint et le secours sont assurés par un raccordement aux réseaux de CPCU et de Climespace.
- Scénario EnR 3 : variante du scénario EnR 2, le système énergétique est simplifié avec la suppression des chaudières biomasses. Pour le froid, l'appoint et le secours sont assurés par des groupes froids à la place du raccordement au réseau Climespace.

Ces trois scénarios ont été comparés avec le scénario de référence :

- Scénario ref : recours à deux réseaux, un réseau chaud et un réseau froid, pour distribuer l'énergie dans le quartier. Ces réseaux sont raccordés aux réseaux de CPCU et Climespace pour importer l'intégralité du besoin en énergie.

Scénario photovoltaïque : en parallèle des scénarios précédents, ciblés sur la couverture des besoins en chaud et froid, le scénario photovoltaïque a permis d'étudier l'intégration de champs photovoltaïques en toiture des bâtiments du projet et du bâtiment industriel voisin propriété de la SNCF.

L'ensemble de ces scénarios permettent d'atteindre des taux d'intégration d'EnR variant de 16 à 43 % pour des investissements allant de 6,2 à 20 M€.

Les scénarios mobilisent des ressources énergétiques différentes qui impliquent :

- des contraintes d'exploitation,
- des mobilisations foncières,
- et des modes de gouvernance différentes.

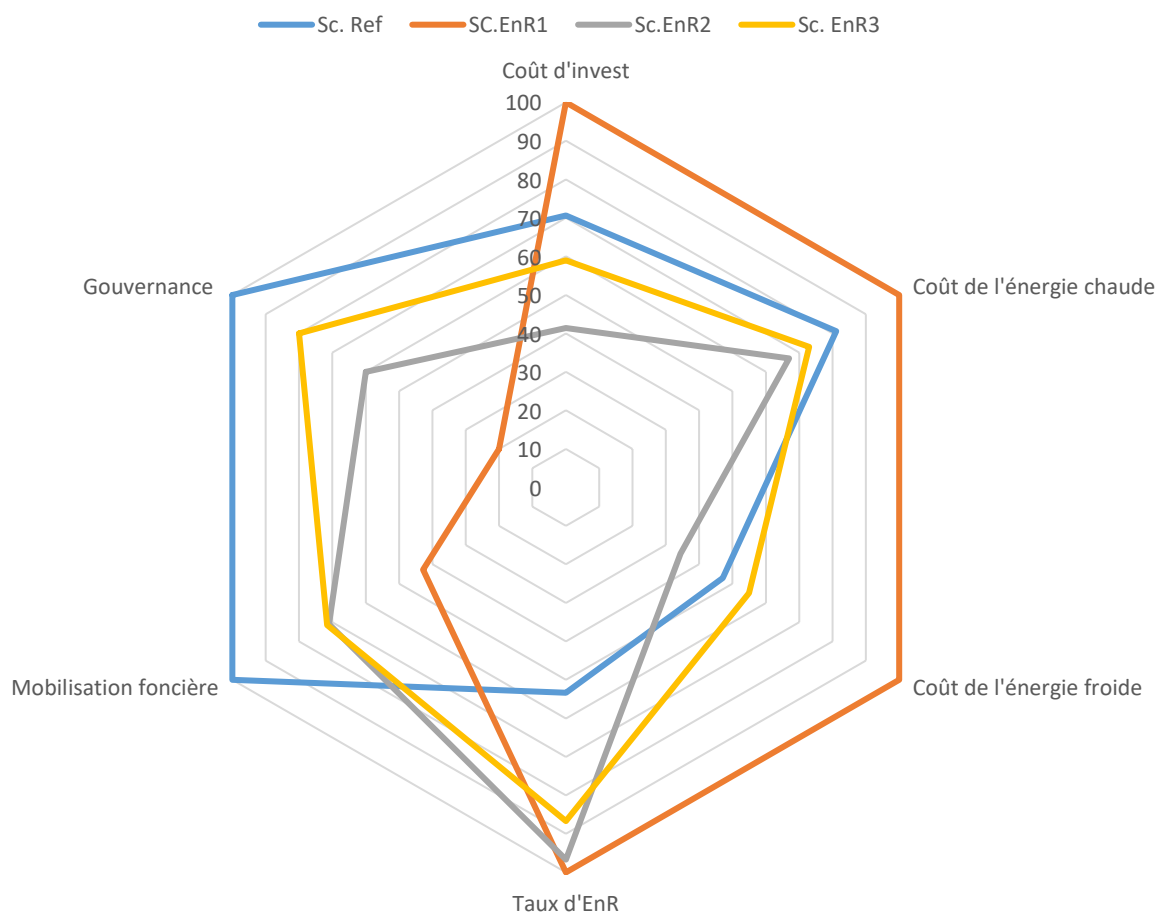
Le tableau ci-dessous positionne, par ordre croissant de taux d'insertion d'EnR, le 4 scénarios avec ou sans photovoltaïque et communique les grandeurs clés des scénarios.

Scénario	Taux d'EnR (%)	Invest. (M€)	Prix chaud €TTC/MWh	m² mobilisé LT ⁽¹⁾	m² mobilisé pied d'immeuble ⁽¹⁾	m² mobilisé toiture	Gouvernance
Ref.	16 %	8,85	90	240	740	0	Simple : Exploitant réseau ZAC avec import d'énergie depuis les réseaux CPCU et Climespace
EnR3	26 %	10,6	100	630	740	0	Moyen : Exploitant réseau gère champ de sonde + groupe froid centralisé et import depuis réseau CPCU
Ref. + PV ZAC	26 %	12,9	90	240	740	24 200	<i>Idem ref</i> + montage d'une SPV autoconsommation
EnR2	29 %	15,1	109	640	740	0	Moyen : idem EnR3 avec en plus gestion unité biomasse et import Climespace à la place des groupes froids
EnR1	30 %	6,25	73	1 340	950	24 200	Complexe : Exploitant réseau ZAC + Dogger avec export d'énergie vers CPCU. Solution dépendante d'acteurs extérieurs à la ZAC
EnR3 + PV ZAC	36	14,6	100	630	740	24 200	<i>Idem EnR3</i> + montage d'une SPV autoconsommation
EnR2 + PV ZAC	39 %	19,1	109	640	740	0	<i>Idem EnR2</i> + montage d'une SPV autoconsommation
EnR1+PV ZAC	40 %	10,3	73	1 340	950	24 200	<i>Idem EnR1</i> + montage d'une SPV autoconsommation

Tableau 39 : Synthèse des résultats des scénarios
⁽¹⁾ Voir annexe 1.

Le graphique ci-dessous présente, suivant une approche multicritère, les forces et faiblesses des 4 scénarios (note de 0 à 100).

100 représente le meilleur résultat (coût d'investissement ou de l'énergie le plus faible, gouvernance la plus simple, taux d'EnR le plus important, mobilisation foncière la plus basse).



	Sc. Ref	SC.EnR1	Sc.EnR2	Sc. EnR3
Coût d'investissement	71	100	41	59
Coût de l'énergie chaude	81	100	67	73
Coût de l'énergie froide	47	100	34	55
Taux d'EnR	53	100	97	87
Mobilisation foncière	100	43	71	72
Gouvernance	100	20	60	80

Les scores sur 100 pour chaque critère sont déterminés de la façon suivante :

$$Note_{Sc. n} = \frac{Coût\ meilleur\ Sc.}{Coût\ Sc. n} * 100$$

L'analyse multicritère conduite dans cette étude permet de préconiser les scénarios **EnR1** et **EnR3** pour la stratégie énergétique de la ZAC de Charenton Bercy.

► Scénario EnR1 – Dogger et groupes froid décentralisés

Malgré une gouvernance complexe et une contrainte d'intégration de l'ouvrage au Dogger élevée, le scénario EnR1 affiche le coût d'investissement le plus faible en considérant une répartition de l'investissement avec les autres utilisateurs de la chaleur produite (Ville de Charenton et de Saint Maurice). Il permet également de mobiliser le taux d'EnR le plus important en couvrant l'intégralité des besoins en chaud de la ZAC avec le prix de la chaleur le plus compétitif des 4 scénarios étudiés.

Dans ce scénario EnR1, le froid est assuré par des groupes froid décentralisés. Cela contribue à rendre le scénario compétitif au niveau de l'investissement. En revanche, la solution groupes froid décentralisés est la moins vertueuse sur le plan environnemental. Avec un besoin en froid limité aux usages tertiaire et commercial cette solution est acceptable et est « compensée » à l'échelle du projet avec une couverture des besoins en chaud 100% renouvelable par l'ouvrage au Dogger.

En revanche, dans un scénario où un besoin en froid pour l'ensemble des logements est retenu, la production de froid décentralisée par groupes froid semble difficilement envisageable (contraintes : d'ilot de chaleur, visuelle, surfacique, bilan EnR). Dans ce cas, une variante du scénario EnR1 sur le froid avec centralisation de la production serait une alternative intéressante (réseau de distribution du froid avec groupes froid centralisés et éventuellement rafraîchissement à l'eau de Seine selon contraintes juridiques). Cette variante du scénario EnR1 permettrait de lutter contre les effets d'ilot de chaleur mais augmenterait inévitablement le coût d'investissement et le prix du froid.

► Scénario EnR3 – Sondes géothermiques, appoint CPCU et groupes froid centralisés

Contrairement au scénario EnR1, le scénario EnR3 est plus simple sur la gouvernance. Sa mise en place n'est pas conditionnée à l'avancement de projets d'aménagement extérieurs à la ZAC de Charenton Bercy.

Le scénario EnR3 permet d'afficher un taux d'insertion d'EnR intéressant avec un champ de sondes géothermiques important, assurant une production de chaud et de froid.

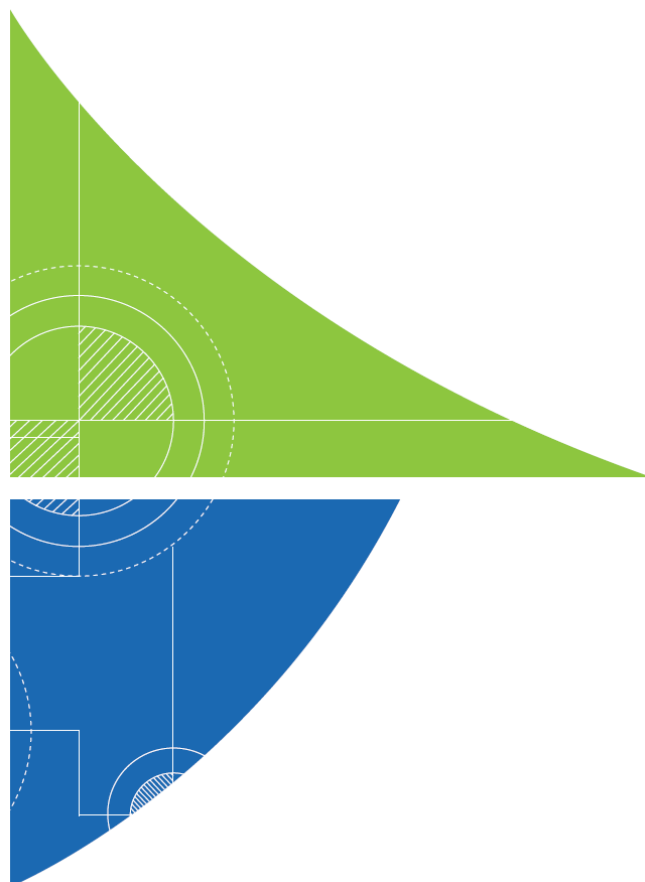
Ce scénario est le plus équilibré sur les différents critères d'évaluation : coûts de l'énergie chaude et froid, investissement, taux d'EnR, et complexité de la gouvernance.

► Scénario photovoltaïque

En parallèle de la solution énergie thermique, le photovoltaïque est préconisé. Avec un déploiement important à l'échelle du projet, il permet d'augmenter le taux d'EnR de façon significative, de façon flexible et sans contrainte de phasage. Le photovoltaïque est une source EnR facilement intégrable dans un programme neuf avec des modes de gouvernance connus.

Bien que la législation sur l'autoconsommation collective soit actuellement floue et en pleine évolution, l'énergie photovoltaïque produite sera, quel que soit l'évolution de la législation, valorisable soit sous forme d'autoconsommation collective, ou en couverture de besoin pour la mobilité électrique, des groupes froid, etc.

ANNEXES



Annexes 1 : Détail des superficies mobilisées pour la mise en place des stratégies énergétiques

-1- Superficies mobilisées dans chaque lot du programme

Représente la somme des superficies mobilisées dans chaque lot nécessaire à la mise en place des :

- sous-stations entre réseau ZAC et réseau technique du bâtiment,
- équipements techniques décentralisés.

-1.1- Scénario Rêf., EnR2 et EnR3

Tableau des superficies des locaux techniques pour les scénarios avec raccordement à un réseau chaud et un réseau froid.

Lot	Estimation m ² LT *
MLA1	22
MLA2	21
MLA3	23
MLA4	29
MLA4.1	21
MLA4.2	21
MLA5	21
MLB1.1	21
MLB1.2	21
MLB1.3	21
MLB2	21
MLB3	22
MLB4	21
MLC	17
MC1	17
MLC2	17
MLD	21
MLD1.1	17
MLD1.2	17

Lot	Estimation m ² LT *
MLD1.3	17
MLD2.1	17
MLD2.2	17
MLD3.1	17
MLD3.2	17
MLI2	21
MLE	21
MLF1	18
MLF2	21
MLG1.1	21
MLG1.2	17
MLG1.3	17
MLG2	21
MLH1	17
MLI1.1	29
MLI3.1	17
MLI3.2	17
MLI4	21
Total	734

* Méthode de calcul :

Superficie = part fixe * Nb d'échangeurs + m²/échangeur en fonction de la tranche de puissance

-1.1- Scénario EnR1

Tableau des superficies des locaux techniques pour les scénarios avec raccordement au réseau chaud et groupe froid décentralisé.

Lot	Estimation m ² LT *
MLA1	34
MLA2	30
MLA3	35
MLA4	44
MLA4.1	30
MLA4.2	30
MLA5	30
MLB1.1	30
MLB1.2	30
MLB1.3	30
MLB2	30
MLB3	31
MLB4	30
MLC	17
MC1	17
MLC2	17
MLD	30
MLD1.1	17
MLD1.2	17

Lot	Estimation m ² LT *
MLD1.3	17
MLD2.1	17
MLD2.2	17
MLD3.1	17
MLD3.2	17
MLI2	30
MLE	30
MLF1	18
MLF2	30
MLG1.1	30
MLG1.2	17
MLG1.3	17
MLG2	30
MLH1	17
MLI1.1	44
MLI3.1	17
MLI3.2	17
MLI4	30
Total	941

* Méthode de calcul :

= part fixe * (Nb d'échangeurs + Nb Groupe Froid) + m²/échangeur en fonction de la tranche de puissance + m²/Groupe froid en fonction de la tranche de puissance

-2- Superficies mobilisées pour les systèmes centralisés

Représente la somme des systèmes centralisés (échangeur en limite de ZAC et unité de production centralisée) pour chaque scénario.

-2.1- Scénario Référence

Au total : 240 m² répartis de la façon suivante :

- 120 m² pour échangeur entre CPCU et réseau ZAC
- 120 m² pour échangeur entre Climesapce et réseau ZAC

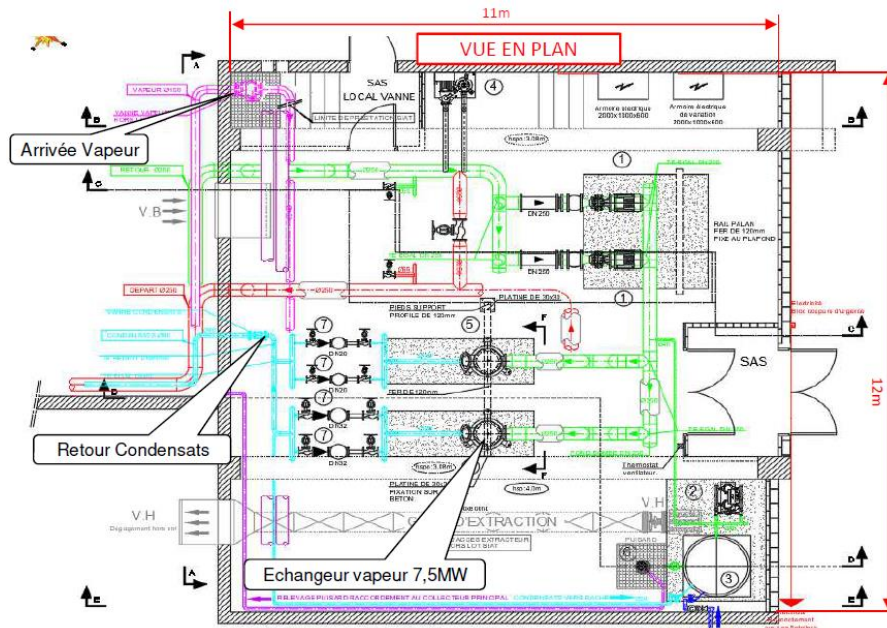


Figure 47 : Exemple vue de dessus échangeur entre réseau ZAC et réseau CPCU

Cette superficie peut être considérée sous infra.

-2.2- Scénario EnR1

Au total : 1 340 m² répartis de la façon suivante :

- 140 m² pour échangeur entre CPCU et réseau ZAC, qui peuvent être considérés sous infra (légèrement plus grand que dans le scénario Ref car puissance plus importante).
- 1 200 m² pour la géothermie au Dogger (tête de puit avec dégagement autour et bâtiment technique). 1 000 m² à considérer de pleine terre avec mobilisation permanente du niveau à l'air libre et 200 m² qui peuvent être sous infra.



Figure 48 : Photo d'une tête de puits géothermique au Dogger

La photo ci-dessus illustre la tête de puit d'un forage au Dogger. Les têtes de puits sont à l'air libre pour être accessibles aux engins de maintenance. Sous la tête de puits est installé une pompe immergée pouvant dépasser les 10 mètres de hauteur.

-2.3- Scénario EnR2

Au total : 640 m² répartis de la façon suivante :

- 120 m² pour échangeur entre CPCU et réseau ZAC
- 120 m² pour échangeur entre Climesapce et réseau ZAC
- 170 m² pour local technique pour champ de sondes géothermique (sous infra)
- 230 m² pour chaufferie biomasse + stockage (en RdC de bâtiment pas forcément dédié au chauffage).

-2.4- Scénario EnR3

Au total : 630 m² répartis de la façon suivante :

- 120 m² pour échangeur entre CPCU et réseau ZAC
- 170 m² pour local technique pour champ de sondes géothermique
- 340 m² pour les groupes froids centralisés (en toiture ou en RdC avec tour de dissipation à l'extérieur)