



Direction générale Valorisation du territoire



OPERATION D'AMENAGEMENT BORDEAUX INNO CAMPUS EXTRA-ROCADE

IV. Dossier d'enquête publique n°1 sur la déclaration de projet L. 126-1 du code de l'environnement et la mise en compatibilité du plan local d'urbanisme

IV.A. SOUS-DOSSIER RELATIF A LA DECLARATION DE PROJET

IV.A3. Etude Energies nouvelles et renouvelables (ENR)



Opération d'intérêt métropolitain
Bordeaux Inno Campus - Opération
d'aménagement Vallée Créative

Etude énergétique

1^{ère} partie - Etat des lieux

24 janvier 2018



**OPERATION D'INTERET METROPOLITAIN
BORDEAUX INNO CAMPUS - OPERATION
D'AMENAGEMENT VALLEE CREATIVE**

Objet :

Rapport d'état des lieux – Opération d'aménagement Vallée Creative

Destinataire :

Bordeaux Métropole

Rédacteurs :

Emmanuel Romieu, AEC

Marie-Lauraine, AEC

Quentin Bouré, AEC

Edmond Cousin, AEC

Bruno Marsaud, Antea

Selecteurs :

Florian Coupé, AEC

Date :

3 novembre 2017

Version :

2

Sommaire

Liste des figures	6
Liste des tableaux	7
1. Introduction	8
1.1. L'OIM BIC	8
1.2. L'opération d'aménagement « Vallée Créative »	8
1.3. Le contexte et les objectifs de l'étude	9
1.4. 1 ^{ère} partie : état des lieux	9
1.5. La « Vallée Créative » aux portes de Bordeaux, en interconnexion avec les réseaux de la Métropole	10
2. Eléments clés caractérisant le territoire	13
2.1. Etat et caractéristiques des réseaux	13
2.1.1. Le réseau de gaz	13
2.1.2. Le réseau électrique	20
2.2. Quels consommateurs aujourd'hui ?	24
2.2.1. Présentation des hypothèses de calculs	25
2.2.2. Focus sur des bâtiments clés	27
2.2.3. Niveaux de consommations actuels	27
2.3. Les émissions de carbone actuelles imputables à la mobilité domicile-travail	29
3. Analyse du projet d'aménagement	32
3.1. Descriptif du projet d'aménagement	32
3.2. Point sur la réglementation et les labels énergie et carbone et leviers de maîtrise de la demande	34
3.2.1. La réglementation thermique et les labels E+C-	34
3.2.2. Les labels Effinergie	37
3.2.3. Quels choix pour la maîtrise de la demande ?	38
3.3. Evaluation des besoins énergétiques : chaleur et froid	39
3.3.1. Choix de la solution de référence et précisions sur les autres scénarios	39
3.3.2. Chaleur et froid	40
3.4. Évaluation des besoins électriques et de l'impact sur le réseau	43
3.4.1. Évaluation des besoins électriques	43
3.4.2. Postes sources	45
3.4.3. Réseau HTA	45
3.4.4. Postes HTA/BT	46

3.5.	Estimation prospective des émissions de CO2 du projet d'aménagement	46
4.	La production d'énergie renouvelable : état des lieux de l'existant et des potentiels de production.....	50
4.1.	Production EnR existante : une installation emblématique.....	50
4.2.	Un projet de réseau de chaleur au nord de la zone	50
4.3.	Evaluation du potentiel géothermique	50
4.3.1.	Cadre de l'étude	50
4.3.2.	Cadre géologique.....	52
4.3.3.	Cadre hydrogéologique	52
4.3.4.	Usages existants	54
4.3.5.	Contrainte réglementaires	57
4.3.6.	Potentialités pour la géothermie sur nappe	58
4.3.7.	Potentialités pour la géothermie sur sonde.....	64
4.4.	Evaluation du potentiel photovoltaïque	65
4.4.1.	Description de la solution et contraintes de mise en œuvre	65
4.4.2.	2 scénarios envisageables	66
4.4.3.	Hypothèses	67
4.4.4.	Méthode de calcul.....	67
4.4.5.	Contraintes réseautiques	70
4.4.6.	Eléments d'analyse économique.....	73
4.5.	Le potentiel solaire thermique	74
4.5.1.	Description de la solution et contrainte.....	74
4.5.2.	Evaluation du potentiel	75
4.5.3.	Éléments d'analyse économique.....	76
4.6.	Le potentiel biomasse	76
4.7.	Le potentiel de récupération d'énergie sur les réseaux d'eaux usées.....	76
4.7.1.	Sur collecteurs	76
4.7.2.	En sortie de bâtiments	78
4.8.	Les autres solutions	80
4.8.1.	Chaleur fatale	80
4.8.2.	L'éolien	81
4.8.3.	La méthanisation	81
5.	Revue d'opportunités.....	82
5.1.	Réponses juridico-technico-économiques	88

Etude basée sur la programmation urbaine et immobilière de septembre 2017.

Actualisation attendue après la mise à jour du plan guide de l'opération vallée créative.

Liste des figures

Figure 1 - Situation de l'OIM Bordeaux Inno Campus au sein des zones à enjeux de la Métropole.....	8
Figure 2 - Situation géographique du périmètre de la Vallé Créative.....	10
Figure 3 - Desserte de la zone par le réseau de transport électrique	11
Figure 4 - Desserte de la zone par le réseau de transport gaz.....	12
Figure 5 - Ilots intégrés à l'étude RCU intra/extra-rocade de Pessac.....	12
Figure 6 - Carte des gestionnaires du réseau de transport gaz.....	13
Figure 7 - Poste HP/MP "Gradignan"	15
Figure 8 - Alimentation en gaz de la Vallée Créative.....	16
Figure 9 - Cartographie de la présence d'une infrastructure gazière par îlot	18
Figure 10 - Répartition journalière des consommations par profil de consommation (profil 2018-2019).....	19
Figure 11 - Schéma de principe du réseau électrique - Source SIPPEREC.....	20
Figure 12 - AODE sur le périmètre de la Vallée Créative.....	21
Figure 13 - Desserte électrique de la zone	22
Figure 14 - Disponibilité des postes sources	23
Figure 15 - Disponibilité des postes HTA/BT	24
Figure 16 - Consommations de chaleur des surfaces existantes - Situation actuelle	28
Figure 17 - Puissance électrique des surfaces existantes conservées.....	29
Figure 18 - Répartition des futures surfaces par typologies de bâtiments	34
Figure 19 - Détail des niveaux de performance énergétique des labels E+C- en termes de réductions attendues par rapport à la RT (NR = Non Renouvelable)	36
Figure 20 - Détail des niveaux de performance carbone des labels E+C-	37
Figure 21 - Secteurs opérationnels attendus avant 2020	40
Figure 22 - Cartographie des besoins de chaleur et de froid, Scénario Label Bepos Effinergie 2017... ..	41
Figure 23 - Répartition par îlot des surfaces créées et conservées.....	42
Figure 24 - Carte des besoins de chaleur et de froid avec et sans action sur l'existant - Scénario Energie 2.....	43
Figure 25 - Puissance électrique foisonnée évaluée à fin du projet Vallée Créative	44
Figure 26 - Disponibilité des postes HTA/BT existants	46
Figure 27 - Emissions de CO2 selon les scénarios "Energie" – Carbone 1 – 870 Mt éq CO2.....	48
Figure 28 - Répartition des émissions de CO2, scénario Energie 2 Carbone 2 – 666 Mt éq. CO2	49
Figure 29 – Coupe géologique au droit de la zone d'étude (Source BRGM RP 58156-FR)	52
Figure 30 – Carte piézométrique du Miocène, année 2015 (Source SIGES Aquitaine).....	53
Figure 31 – Carte piézométrique de l'Oligocène, année 2015 (Source SIGES Aquitaine)	54
Figure 32 – Localisation des ouvrages exploités (- de 200 m) à proximité du secteur d'étude (Source SIGES Aquitaine et BSS)	56
Figure 33 – Zonage réglementaire de la géothermie minime importance	57
Figure 34 - Potentialité des solutions de géothermie sur nappe par îlot.....	62
Figure 35 - Carte des contraintes patrimoniales sur la zone de la Vallée Créative	66
Figure 36 - Potentiel de production PV maximal	69
Figure 37 - Projet de centrale solaire photovoltaïque du Bourgailh (Source : Bordeaux Métropole) ..	69

Figure 38 - Modélisation au pas demi-heure des consommations par typologie et des productions sur une semaine	70
Figure 39 - Possibilité de raccordement sur le réseau de distribution	71
Figure 40 - Capacité réservée au titre du S3REnR.....	73
Figure 41 - Schéma de principe d'une installation solaire thermique de production d'ECS	74
Figure 42 - Installation d'un échangeur dans le collecteur - Degrés bleus Source : CSTB.....	77
Figure 43 - Schéma de fonctionnement de la technologie Energido Source : Veolia	77
Figure 44 - Collecteurs traversant la zone et diamètres supérieurs à 300 mm	78
Figure 45 - Schéma de la technologie de récupération de chaleur sur les eaux grises en sortie de bâtiment Biofluides – Source : Biofluides	79
Figure 46 - Carte des potentiels solaire thermique et eaux grises en sortie de bâtiment.....	80

Liste des tableaux

Tableau 1 - Liste des infrastructures gazières par îlot.....	17
Tableau 2 - Puissance installée et estimée en pointe des postes sources	23
Tableau 3 - Part des différentes typologies dans les surfaces conservées	25
Tableau 4 - Ratios de consommations de chaleur et de froid pour l'existant	25
Tableau 5 - Ratios de consommations et de puissances électriques souscrite foisonnée pour l'existant	26
Tableau 6 - Surfaces totales et à créer par typologies de bâtiments.....	33
Tableau 7 - Modulation de la consommation d'énergie primaire pour les niveaux d'énergie 1 à 3 du label E+C.....	36
Tableau 8 - Tableau synthétique des labels BBC, BEPOS et BEPOS + Effinergie 2017	38
Tableau 9 - Consommations et puissances de chaleur et de froid selon le scénario choisi	40
Tableau 10 - Consommations de chaleur pour un scénario Energie 2 - 30% sur l'existant	42
Tableau 11 - Ratios de consommations et de puissances électriques souscrite foisonnée pour le neuf	43
Tableau 12 - Calcul de la disponibilité des postes sources.....	45
Tableau 13 - Niveaux de performances cibles pour les produits de construction et équipements	47
Tableau 14 - Cadre réglementaire de l'étude (décret 78-498)	51
Tableau 15 - Caractéristiques des ouvrages exploités (- de 200 m) à proximité du secteur d'étude (Source SIGES Aquitaine et BSS)	54
Tableau 16 - Potentialité géothermique du Miocène	59
Tableau 17 - Potentialité géothermique de l'oligocène.....	60
Tableau 18 - Potentialité géothermique par îlot.....	61
Tableau 19 - Potentialité de la solution sondes géothermiques.....	65
Tableau 20 - Hypothèse du nombre de niveaux par typologie de bâtiment	67
Tableau 21 - Evaluation du potentiel solaire thermique.....	75
Tableau 22 - Evaluation du potentiel de récupération de chaleur sur les eaux grises en sortie de bâtiment.....	79

1. Introduction

1.1. L'OIM | BIC

L'Opération d'Intérêt Métropolitain Bordeaux Inno Campus est l'un des trois territoires prioritaires pour le développement de Bordeaux Métropole, aux côtés de l'Opération d'Intérêt National Bordeaux Euratlantique et de l'OIM Bordeaux Aéroparc.

Cette opération est motivée par les enjeux de développement majeurs du territoire qui abrite non seulement de grands équipements d'enseignement, de recherche et d'innovation, avec 80% des locaux du CHU et le campus universitaire, mais aussi une vaste zone d'activités économiques, placée au bord de l'autoroute A63 avec un accès direct à la rocade et au reste de la métropole.

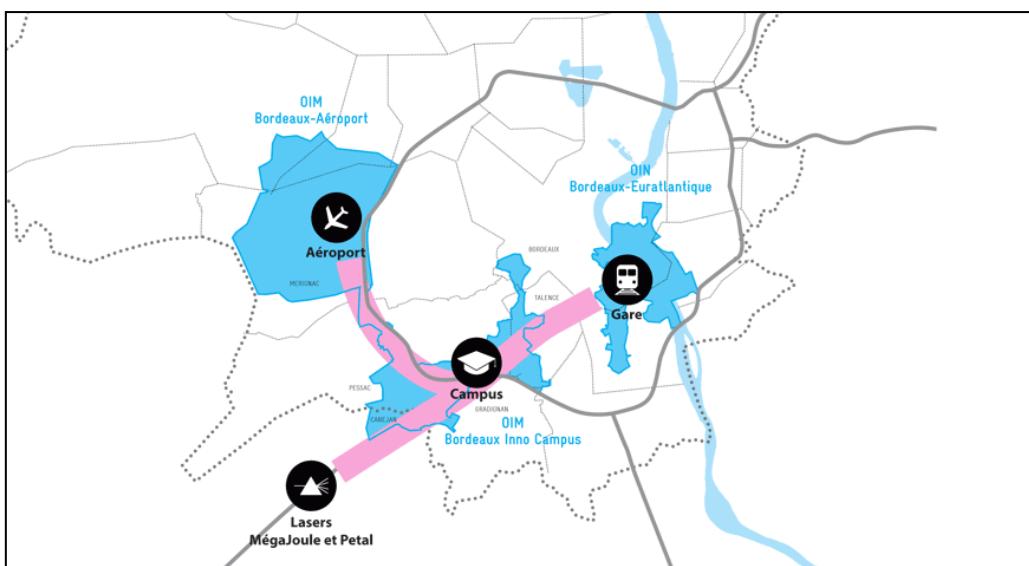


Figure 1 - Situation de l'OIM Bordeaux Inno Campus au sein des zones à enjeux de la Métropole
(Source : Bordeaux Métropole)

1.2. L'opération d'aménagement « Vallée Créative »

L'opération d'aménagement Vallée Créative s'intègre dans la partie extra-rocade du territoire de l'OIM | BIC. Elle s'étale sur un territoire de 542 ha, sur les communes de Pessac, Mérignac, Gradignan et Canéjan.

Il s'agit d'un grand territoire monofonctionnel typique de la périphérie des grandes agglomérations, qui souffre d'un développement passé non maîtrisé ayant entraîné une forte consommation d'espace, une importante dégradation de l'environnement et du cadre de vie et une forte saturation routière.

Les premières études urbaines ont permis d'évaluer le potentiel constructible à environ 700 000 m² pour une surface finale projetée de l'ordre d'1,5 millions de m² en intégrant les surfaces conservées.

Porte d'entrée Sud de la Métropole, la Vallée Créative concentre des objectifs multithématiques et en particulier des attentes sur les problématiques de l'énergie et du développement durable, en faisant la future vitrine des politiques territoriales. L'objectif y est de promouvoir une mobilité

durable et d'améliorer le bilan écologique du territoire via un patrimoine plus vertueux et des solutions énergétiques alternatives.

La Vallée Créative pourra bénéficier en cela de l'implication des grands acteurs universitaires, institutionnels et économiques de la zone. L'étude énergétique sera ainsi maillée de groupes de travail participatifs avec les acteurs clés du territoire.

1.3. Le contexte et les objectifs de l'étude

Bordeaux Métropole s'est engagée dans une démarche TEPOS à l'horizon 2050 et a adopté un nouveau Plan Climat Énergie Territorial.

La présente étude a pour but de définir des objectifs dans le cadre de l'élaboration d'une stratégie énergétique pour la Vallée Créative. Ces objectifs seront en cohérence avec cette politique globale à l'échelle de la Métropole.

Toutefois, la volonté de porter des innovations dans le cadre de l'OIM|BIC se fera en parallèle d'une recherche de solutions opérationnelles aussi bien d'un point de vue technique que juridique. La compétitivité et la durabilité économiques et financières seront également recherchées afin de fidéliser les futurs utilisateurs de la zone.

L'étude devra permettre de faire ressortir les objectifs de la Vallée Créative en termes de consommations énergétiques, et de proposer des scénarios permettant d'y parvenir. On mettra ainsi en lumière l'impact de ces scénarios sur les consommations énergétiques et les émissions de GES.

1.4. 1^{ère} partie : état des lieux

L'étude énergétique se découpe en 3 phases. Le présent rapport concerne l'état des lieux objet de la première partie du travail. Il s'agit de déterminer les éléments clés du territoire existant du point de vue :

- Des besoins
- Des réseaux
- Des ressources EnR & R
- De la mobilité (sous l'angle énergétique dans cette étude)

On s'intéressera également aux besoins énergétiques des projets immobiliers et du projet urbain pour aboutir à une revue d'opportunité des ambitions envisageables et des réponses à apporter.

La phase 2 qui suivra sera consacrée à la scénarisation des solutions possible et à la comparaison de ces scénarios en termes énergétiques et en termes d'émissions de carbone. On présente dès cette phase le scénario de référence qui servira de point de comparaison à l'ensemble des analyses menées au cours de l'étude.

1.5. La « Vallée Créative » aux portes de Bordeaux, en interconnexion avec les réseaux de la Métropole

Comme on peut le voir sur le plan de situation ci-après, la Vallée Créative se trouve à une croisée des réseaux routiers de la Métropole, le long de l'autoroute A63 et de son interconnexion avec la rocade bordelaise.

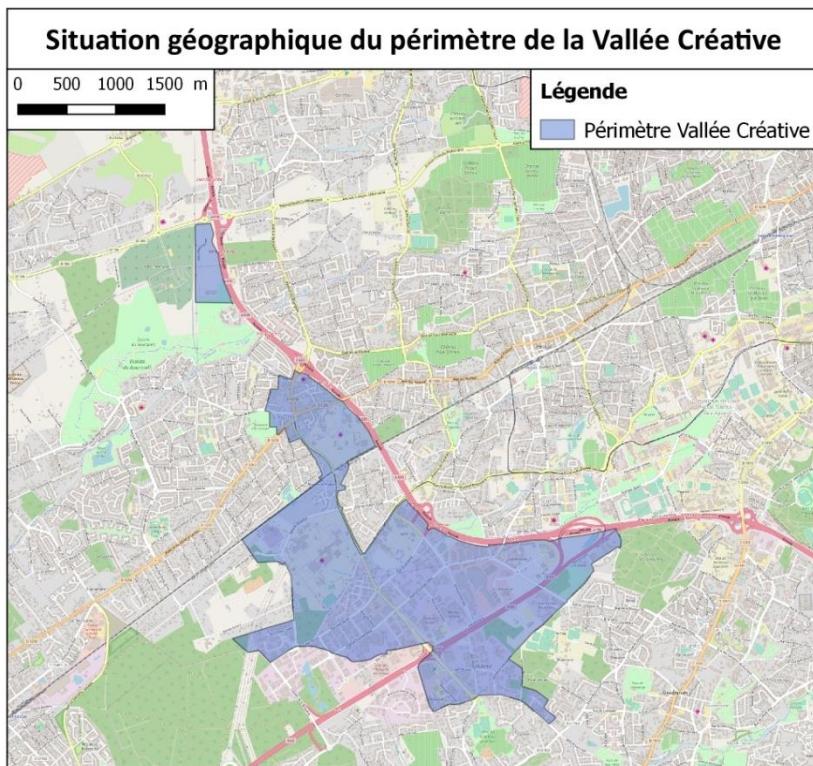


Figure 2 - Situation géographique du périmètre de la Vallée Créative

Mais la Vallée Créative se trouve au cœur d'autres réseaux qui maillent la Métropole, en particulier le réseau électrique et le réseau gaz.

Le réseau de transport électrique, géré par RTE, permet le transport de l'électricité sur de longues distances, à très haute tension.

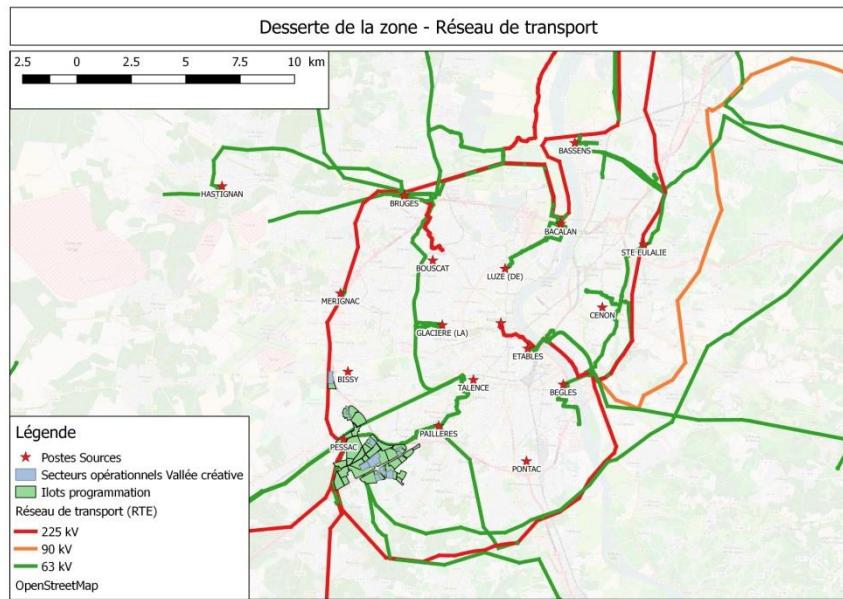


Figure 3 - Desserte de la zone par le réseau de transport électrique

La Métropole de Bordeaux est entourée d'une ceinture de réseau de transport à 225 kV, qui passe par le poste source de Pessac situé dans le périmètre de Vallée Creative. Le poste source de Paillères, alimentant lui aussi la zone, est alimenté par un réseau à 63 kV qui alimente majoritairement le cœur de ville.

La Centrale Nucléaire du Blayais est la principale source de production d'électricité de la zone, et se situe à environ 50 km au nord de Vallée Creative.

De même, le réseau de distribution publique de gaz, exploité par REGAZ est interfacé avec le réseau de transport TIGF par l'intermédiaire de postes HP/MP (détente de la haute pression vers la moyenne pression). Il en existe 7 autour de la métropole, dont 6 représentés ci-dessous.

L'alimentation en gaz de la Vallée Créative

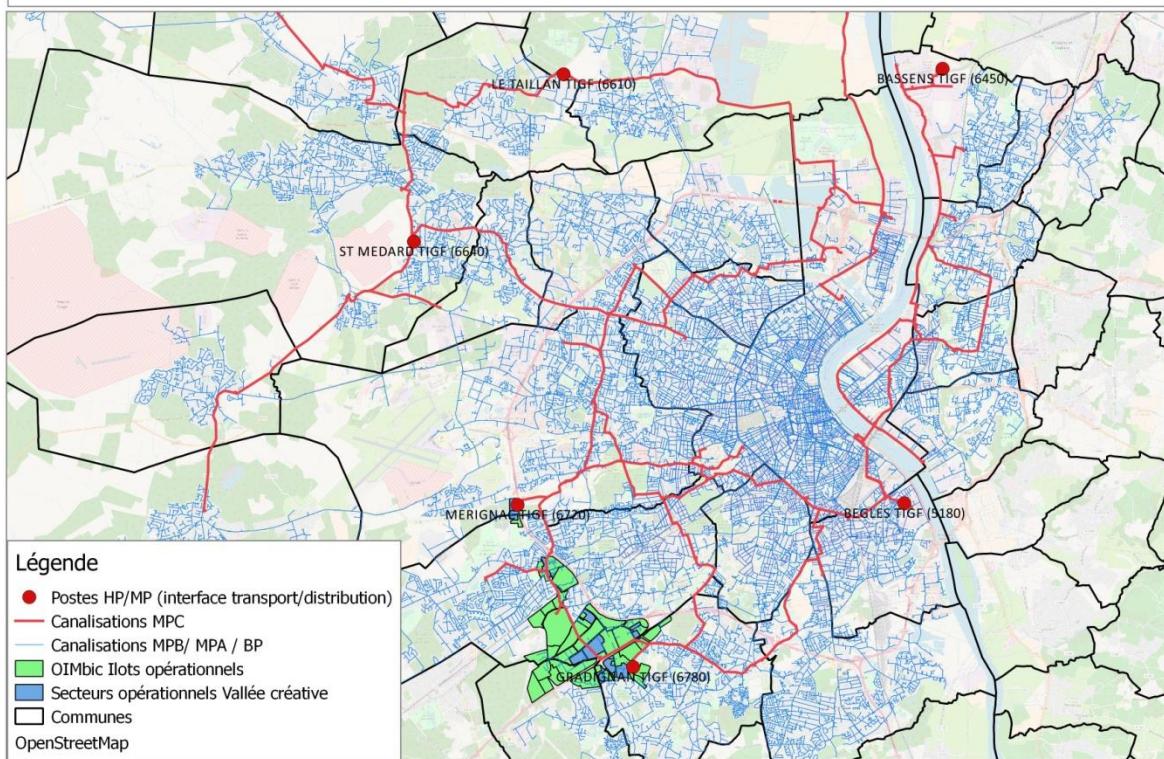


Figure 4 - Déserte de la zone par le réseau de transport gaz

Enfin, un projet de réseau de chaleur est en discussion. Il pourrait concerner certains îlots du projet d'aménagement, en particulier de gros consommateurs comme le CHU, avec les sites de Xavier Arnozan et Haut Lévéque, les îlots 5 et 9 de la carte ci-contre. On se posera la question de la place du scénario réseau de chaleur dans l'analyse des scénarios au cours de la deuxième partie de l'étude.

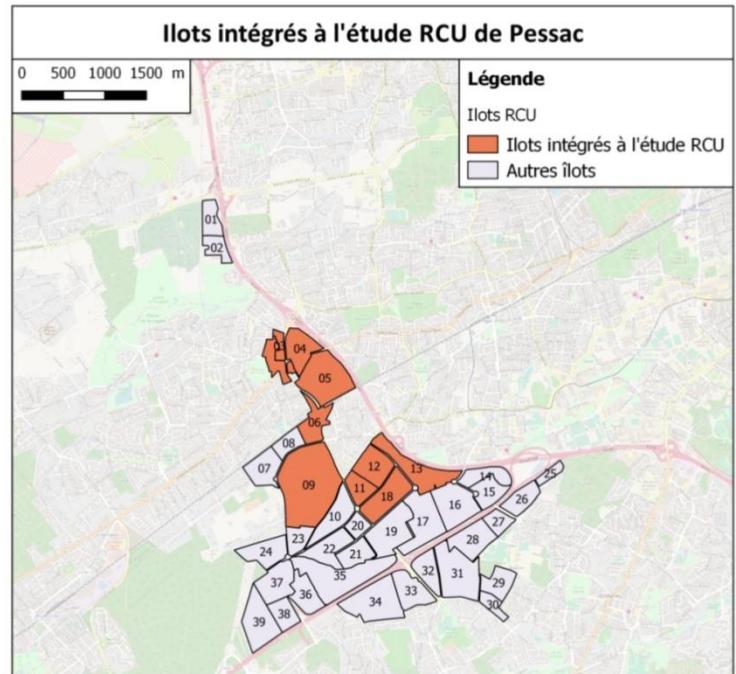


Figure 5 - Ilots intégrés à l'étude RCU intra/extrarocade de Pessac

2. Eléments clés caractérisant le territoire

2.1. Etat et caractéristiques des réseaux

2.1.1. Le réseau de gaz

2.1.1.1. Structure du réseau gazier et acteurs

Les quatre communes de la zone de l'étude (CANEJAN, GRADIGNAN, MERIGNAC et PESSAC) sont desservies en gaz naturel. Celui-ci est acheminé sur la zone à partir d'une infrastructure de transport et de réseaux de distribution publique. Ces deux activités, en situation monopolistique, sont organisées comme suit :

L'infrastructure de transport

En France, **l'infrastructure de transport de gaz naturel** est structurée en deux zones d'équilibrage autrement appelées Points d'Echange Gaz (PEG). Ces zones sont gérées par deux gestionnaires de réseau de transport :

- Le PEG Nord géré par GRTgaz, filiale du groupe ENGIE pour 75 % et d'un consortium public (25%) composé de CNP Assurances, CDC Infrastructure (filiale de la Caisse des dépôts et consignations) et la Caisse des dépôts et consignations ;
- Le TRS (Trading Region South) qui est issu de la fusion, en avril 2015, du PEG Sud géré par GRTgaz et du PEG TIGF géré par l'opérateur du même nom. Sur cette zone, les deux infrastructures de transport historiques cohabitent, exploitées respectivement par GRTgaz et TIGF, consortium d'entreprises cédé en 2013 par Total et constitué par l'opérateur de transport et de stockage de gaz italien (Snam), le fonds de l'État de Singapour (GIC) et EDF.



Figure 6 - Carte des gestionnaires du réseau de transport gaz

TIGF est le gestionnaire de réseau de transport alimentant la zone de l'étude.

Le système de tarification retenu par la Commission de Régulation de l'Energie pour déterminer les tarifs d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel est fondé sur un découpage du territoire en zones d'équilibrage (tel que présenté ci-avant) qui dépend des congestions physiques sur le réseau (capacité de transit journalière entre les zones). Les expéditeurs peuvent ainsi faire circuler leur gaz librement et sans contrainte à l'intérieur de chaque zone en payant uniquement un terme à l'entrée et à la sortie.

En cohérence, l'infrastructure de transport est structurée :

- D'un réseau principal, constitué de l'ensemble des ouvrages de transport reliant entre eux les points d'entrée et de sortie du territoire national et les stockages souterrains de gaz naturel;
- D'un réseau régional, assurant en aval du réseau principal la desserte régionale.

La zone de l'étude est quant à elle rattachée à la zone de sortie « GUYENNE ».

L'interface entre le transport et la distribution

Les quatre communes de la zone de l'étude sont rattachées au même Point d'Interface Transport Distribution (PITD) nommé « BORDEAUX » PITD qui couvre 46 communes. A chaque commune correspond un seul et unique PITD. Le PITD est un point d'allocation des flux entre les Gestionnaires de Réseau de Transport et de Distribution. Chaque PITD est déterminé en fonction du maillage du réseau de distribution et des éléments tarifaires du Gestionnaire du Réseau de Transport amont (eux même liés à la structure du réseau de transport décrite ci-dessus). C'est à la maille du PITD qu'est reconstituée la quantité d'énergie acheminée sur le réseau de distribution pour chacun des fournisseurs.

L'infrastructure de distribution publique

En aval du réseau de transport se déploie l'infrastructure de distribution publique de gaz naturel. Sur la zone de l'étude, elle est exploitée par l'opérateur REGAZ qui bénéficie d'une situation de monopole permise par la libéralisation du secteur de l'énergie formalisée par la loi de nationalisation de l'électricité et du gaz du 8 avril 1946. Au-delà de la création de l'entreprise EDF-GDF par la nationalisation et la fusion de 2 400 entreprises privées, environ 350 entreprises ont été sauvegardées sur leur périmètre de desserte historique : des régies, Sociétés à Economie Mixtes et des SICAE. Ces entités deviennent des DNN (Distributeurs Non Nationalisés) ou ELD (Entreprises Locales de Distribution), dont la Régie Municipale du Gaz de Bordeaux. En 1991, après l'ouverture de son capital, La Régie devient la SAEML Gaz de Bordeaux. Puis, l'ouverture du marché de l'énergie dans les années 2000 impose une séparation des activités de distribution et de fourniture : le Gestionnaire de réseau de distribution REGAZ apparaît (le fournisseur d'énergie gardant l'appellation Gaz de Bordeaux).

Les réseaux de distribution publique de gaz naturel restent la propriété des communes ou de leur regroupement.

L'exercice de la compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique de gaz (AODG) s'exerce au travers d'un contrat de concession conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution.

Au niveau de Vallée Créative, le schéma contractuel est le suivant :

- Bordeaux Métropole est autorité concédante sur le périmètre des communes de Gradignan, Mérignac et Pessac. Cette compétence a été acquise par la loi de modernisation de l'action publique et d'affirmation des métropoles (dite loi MAPTAM) à compter du 27 janvier 2014. Ces communes sont regroupées sous un contrat unique signé avec l'exploitant REGAZ en octobre 2016 (contrat regroupant un ensemble de 22 communes) ;
- La commune de Canéjan exerce en propre la compétence d'AODG au travers d'un contrat communal signé avec le concessionnaire REGAZ.

2.1.1.2. Déserte en gaz naturel de la zone de l'étude

En sortie des postes de détente HP/MP présentés au paragraphe 0, le gaz naturel transite par l'intermédiaire de réseaux exploités en moyenne pression de type C (pression comprise entre 4 bars et 2 bars). A noter que la structure des réseaux MPC en aval des postes TIGF est maillée (interconnexion des réseaux).

Par différence avec une structure en antenne, le maillage des canalisations de transit (MPC) permet notamment de sécuriser la distribution du gaz en limitant d'éventuels phénomènes de perte de charge qui pourraient survenir en période de contrainte (notamment hivernale) ; situation qui devra être confirmée dans un second temps par l'analyse des capacités d'accueil du réseau.

Quant à la Vallée Créative, deux postes HP/MP sont implantés sur zone : le poste « MERIGNAC » au nord implanté à proximité immédiate des îlots Bioparc-Pessac et Bioparc-Merignac et le poste « GRADIGNAN » au sein de l'îlot « Madeleine ».

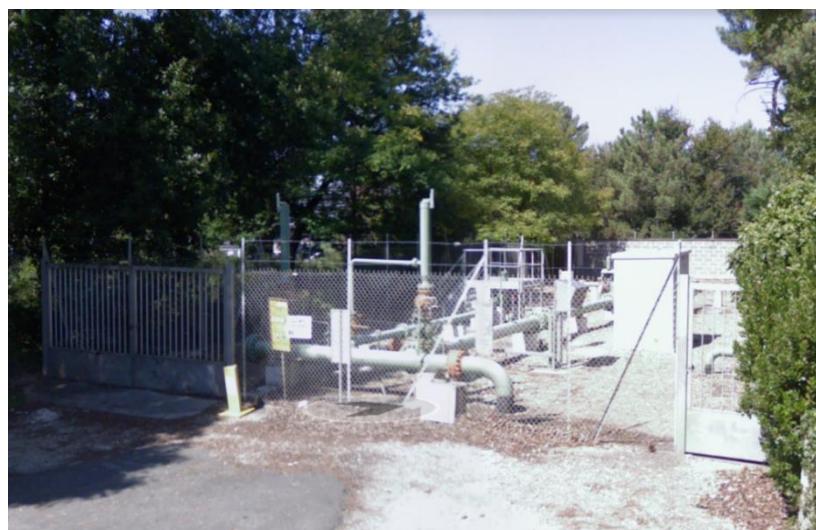


Figure 7 - Poste HP/MP "Gradignan"

Ces postes TIGF sont maillés par l'intermédiaire d'une canalisation MPC qui traverse la zone de l'étude via l'avenue du Haut Lévêque principalement.

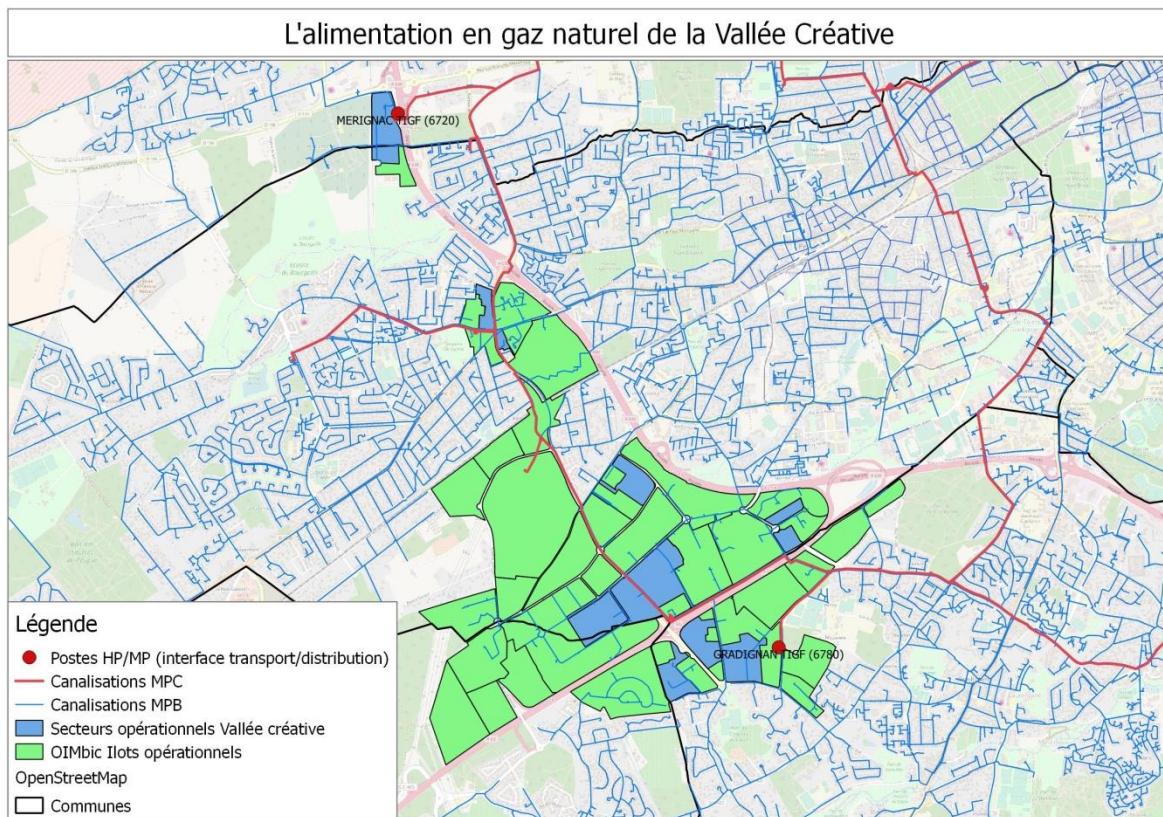


Figure 8 - Alimentation en gaz de la Vallée Creative

A l'aval des réseaux MPC, la desserte des différents îlots de la Vallée créative s'effectue par l'intermédiaire de réseaux exploités en MPB (pression comprise entre 400 mbar et 4 bars).

A noter également que sur les 39 îlots de la Vallée Creative, 11 ne sont ni desservis, ni traversés par une infrastructure gazière. En première approche, cette situation ne présente pas de difficultés particulières si le choix de l'énergie gaz devait être retenu sur tout ou partie de ces zones. En effet, la proximité des réseaux MPB existants, voire du réseau MPC (en cas d'enlèvements importants), autorise les possibilités d'extension aux conditions de rentabilité usuelle (calcul du taux de profitabilité de l'opération dans les conditions précisées par le cahier des charges de concession et la réglementation).

Tableau 1 - Liste des infrastructures gazières par îlot

Code de l'îlot	Nom de l'îlot	Présence d'une infrastructure gazière DP	
		OUI	NON
1	Bioparc - Mérignac	<input checked="" type="checkbox"/>	
2	Bioparc - Pessac	<input checked="" type="checkbox"/>	
3	Carrefour de l'Aloue	<input checked="" type="checkbox"/>	
4	France Alouette	<input checked="" type="checkbox"/>	
5	Hôpital Xavier Arnoz	<input checked="" type="checkbox"/>	
6	Gare de l'Alouette	<input checked="" type="checkbox"/>	
7	Jean Bart		<input checked="" type="checkbox"/>
8	Bois-Saint-Médard		<input checked="" type="checkbox"/>
9	Hôpital Haut-Lévêque	<input checked="" type="checkbox"/>	
10	Europarc		<input checked="" type="checkbox"/>
11	Porte de Bersol	<input checked="" type="checkbox"/>	
12	Cité des Métiers	<input checked="" type="checkbox"/>	
13	Becquerel	<input checked="" type="checkbox"/>	
14	Canteranne	<input checked="" type="checkbox"/>	
15	Photonique	<input checked="" type="checkbox"/>	
16	Bois-Bersol	<input checked="" type="checkbox"/>	
17	Monnaie	<input checked="" type="checkbox"/>	
18	Gutemberg	<input checked="" type="checkbox"/>	
19	Porte du Bassin	<input checked="" type="checkbox"/>	
20	Coeur-Bersol	<input checked="" type="checkbox"/>	
21	Thales	<input checked="" type="checkbox"/>	
22	Eiffel	<input checked="" type="checkbox"/>	
23	Pointe sud		<input checked="" type="checkbox"/>
24	Magellan	<input checked="" type="checkbox"/>	
25	Remora		<input checked="" type="checkbox"/>
26	Crabette		<input checked="" type="checkbox"/>
27	Eugène Buhan	<input checked="" type="checkbox"/>	
28	Solarium		<input checked="" type="checkbox"/>
29	CENBG		<input checked="" type="checkbox"/>
30	Poterie	<input checked="" type="checkbox"/>	
31	Madeleine	<input checked="" type="checkbox"/>	
32	Hippodrome	<input checked="" type="checkbox"/>	
33	Europe	<input checked="" type="checkbox"/>	
34	Actipolis	<input checked="" type="checkbox"/>	
35	Edison	<input checked="" type="checkbox"/>	
36	Etangs briquetterie		<input checked="" type="checkbox"/>
37	Briquetterie	<input checked="" type="checkbox"/>	
38	Briquetterie Phase 2		<input checked="" type="checkbox"/>
39	Nouvelle ZA		<input checked="" type="checkbox"/>

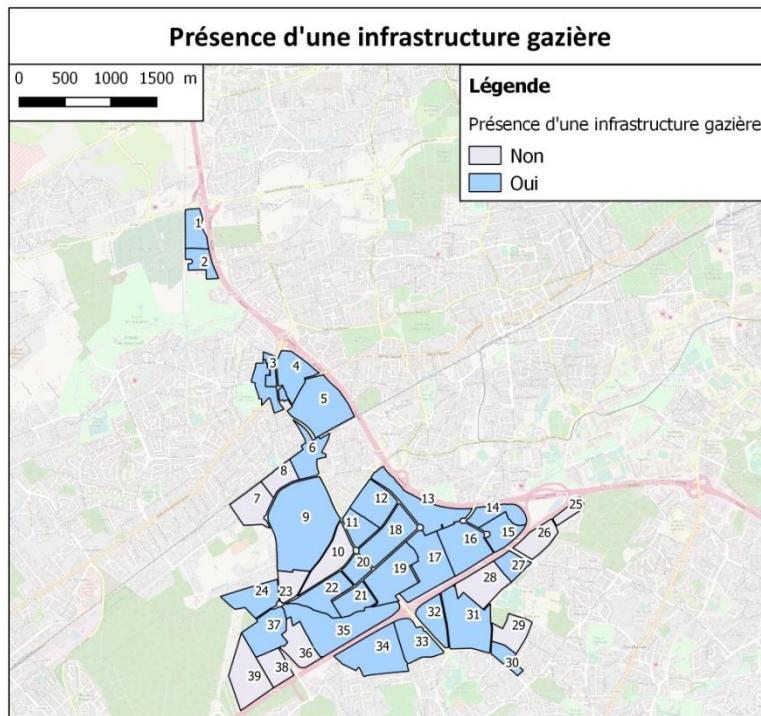


Figure 9 - Cartographie de la présence d'une infrastructure gazière par îlot

2.1.1.3. Consommations et capacités du réseau existant

Au-delà du simple descriptif des infrastructures exploitées, l'objectif de l'étude réside également dans la caractérisation des besoins gaziers et les possibilités offertes par cette énergie dans la stratégie énergétique à définir ou à orienter sur la zone.

Cette étape peut difficilement être réalisée sans un partage d'informations détenues par le gestionnaire du réseau REGAZ puisqu'il est le seul à détenir les données indispensables à la qualification des consommations et des infrastructures qu'il exploite. Pour cela, les représentants de REGAZ ont été rencontrés afin de définir conjointement les éléments nécessaires à la réalisation de l'étude. Les données communiquées sont en cours d'exploitation. Afin de caractériser les besoins actuels en gaz naturel, il s'agira donc de réaliser un état des lieux :

- Des enlèvements à climat constant ;
- Des profils de consommation du gaz naturel.

L'objectif ainsi poursuivi est de définir la courbe de charge des besoins gaziers à l'échelle de la zone de la Vallée Créative ainsi qu'à la maille de chaque îlot, comme dans l'exemple ci-après.

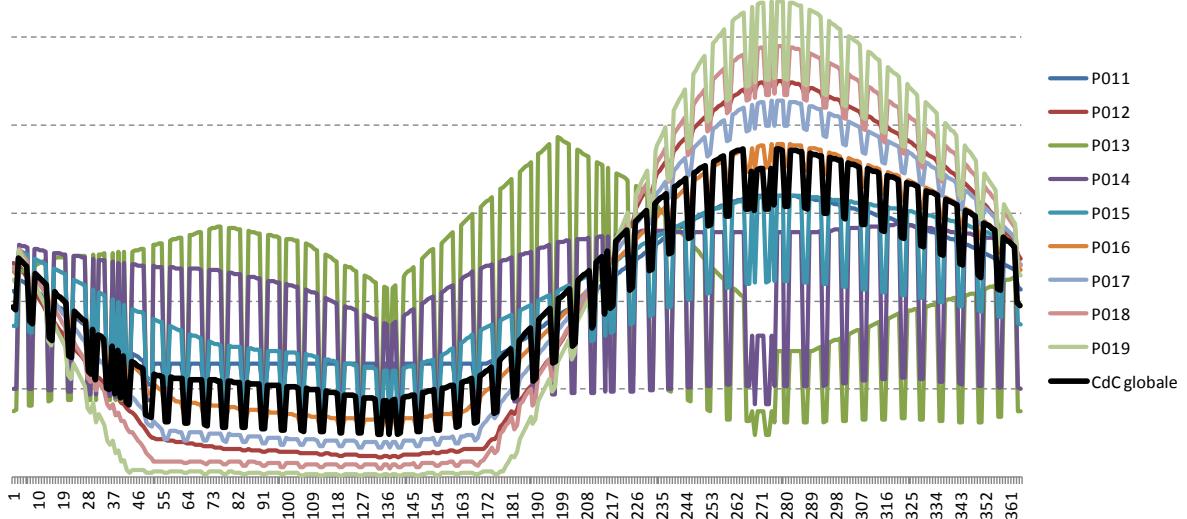


Figure 10 - Répartition journalière des consommations par profil de consommation (profil 2018-2019)

Si les plus gros consommateurs (notamment ceux raccordés directement au réseau MPC) peuvent aisément être localisés et identifiés, la principale difficulté concerne les consommateurs les plus faibles pour lesquels les règles en matière de protection des données à caractère personnel viennent limiter les possibilités en matière de modélisations.

Quelle capacité des réseaux ?

Conjointement à l'état des besoins, l'objectif réside également dans la possibilité de mesurer la capacité des réseaux existants à accueillir de nouveaux besoins et dans quelle ampleur en tenant compte également des démolitions liées aux projets urbains et des rénovations énergétiques menées sur la patrimoine restant en place. Cela nécessiterait d'identifier avec précision les volumes transitant sur la zone, les enlèvements et les débits maximums journaliers et ce, aussi bien en situation normale que dans une configuration dégradée (notamment en cas de conditions climatiques extrêmes au risque 2%, c'est-à-dire qui correspond à la survenue d'un hiver froid rencontré tous les 50 ans).

Par capacité des réseaux existants, il convient également de s'interroger sur le potentiel productif des infrastructures de distribution, c'est-à-dire de qualifier la capacité de raccordement actuel. En d'autres termes, cela consiste à comparer sur chaque îlot, la part des raccordements actifs et « inopérants » (inactifs ou improductifs).

2.1.1.4. L'injection de biométhane sur les réseaux existants

La caractérisation des besoins actuels et du potentiel d'accueil des infrastructures existantes constituera également une base nécessaire à l'identification des potentiels d'injection de biométhane sur zone.

Si des projets sont actuellement en cours en dehors de la Vallée Créative, avec des possibilités qu'une partie du biométhane injectée soit consommé sur la zone, l'objectif poursuivi ici est limité à définir le potentiel d'injection sur la zone de l'étude si une telle configuration venait à survenir.

Station GNV

Le territoire de projet ne comprend pas de station GNV / Bio GNV. Une étude a été engagée en 2017 par le conseil général de la Gironde pour définir l'implantation préférentielle de stations sur le département.

Lors de la réunion de travail sur cette phase d'étude, Bordeaux Métropole Energies a évoqué un possible projet d'implantation d'une station GNV à Pessac et envoyé par la suite un cahier des charges d'implantation. Bordeaux Métropole traitera ce point en fonction notamment de la gestion de la mobilité dans une zone saturée du point de vue des déplacements routiers.

2.1.2. Le réseau électrique

2.1.2.1. Structure du réseau électrique et acteurs

Le réseau électrique français peut schématiquement être découpé en deux parties :

- Le réseau de transport (et de répartition), assurant le transport de l'électricité sur de grandes distances depuis les moyens de production électrique jusqu'aux abords des centres de consommation. Ce réseau fonctionne à très haute tension (de 63 kV à 400 kV). Réseau de Transport d'Électricité (RTE) est le propriétaire et le gestionnaire du réseau de transport. Le Poste Source est l'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution.
- Le réseau de distribution, assurant l'acheminement de l'électricité sur les derniers kilomètres. Le réseau de distribution est la propriété des collectivités locales qui peuvent concéder sa gestion à un concessionnaire (Délégation de Service Public) ou en assurer la gestion via une Régie.

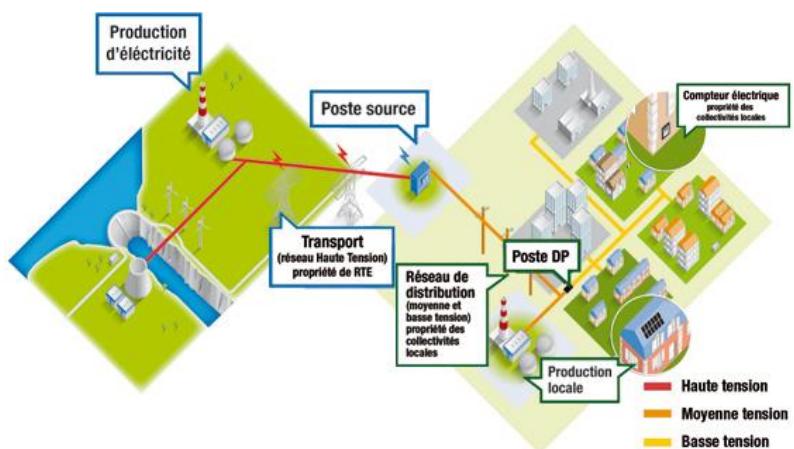


Figure 11 - Schéma de principe du réseau électrique - Source SIPPEREC

À l'échelle du territoire, il est pertinent de s'intéresser au réseau Haute Tension A (HTA, entre 15 kV et 21 kV) et au réseau Basse Tension (BT, à 220/400V).

Au niveau de Vallée Créative, deux Autorités Organisatrices de la Distribution d'Électricité (AODE) sont présentes. Bordeaux Métropole est AODE pour les communes de Pessac et Mérignac, et le Syndicat Départemental d'énergie électrique de la Gironde (SDEEG) est AODE pour les communes de Canéjan et Gradignan. Enedis est concessionnaire sur l'intégralité du territoire d'étude.

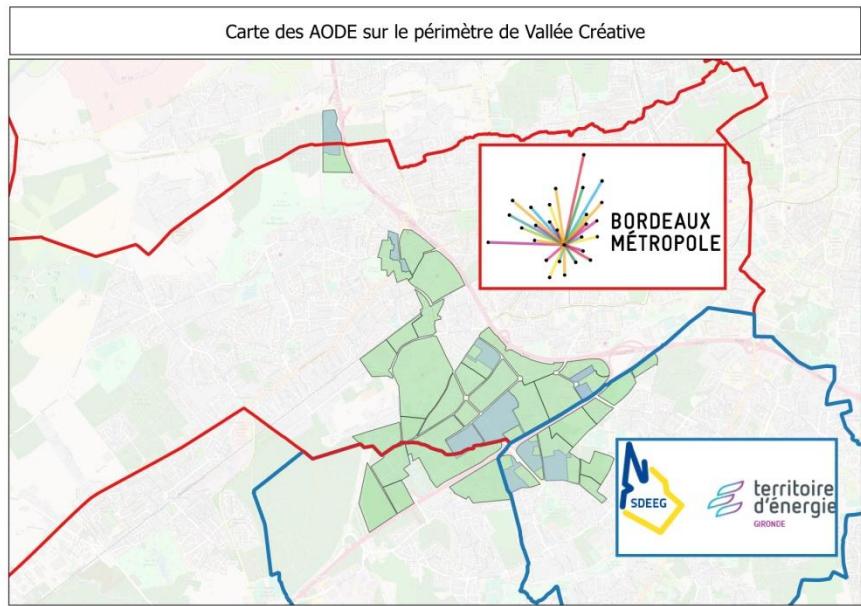


Figure 12 - AODE sur le périmètre de la Vallée Creative

Les données relatives au réseau électrique sur les communes de Canéjan et Gradignan n'ont pas été obtenues à l'heure actuelle et n'ont donc pas pu être intégrées à l'étude pour l'instant.

Le dimensionnement des réseaux est sous la responsabilité du gestionnaire de réseaux de distribution, qui effectue les études nécessaires lors des demandes de raccordement ou dans des pré-études spécifiques. Les éléments présentés sont donnés à titre indicatif, et calculés à partir des informations à disposition.

2.1.2.2. Desserte électrique de la zone

La Vallée Créative est alimentée par deux postes sources, Pessac et Paillères. Huit départs issus du poste source Pessac et trois départs HTA issus du poste source Paillères desservent la zone.

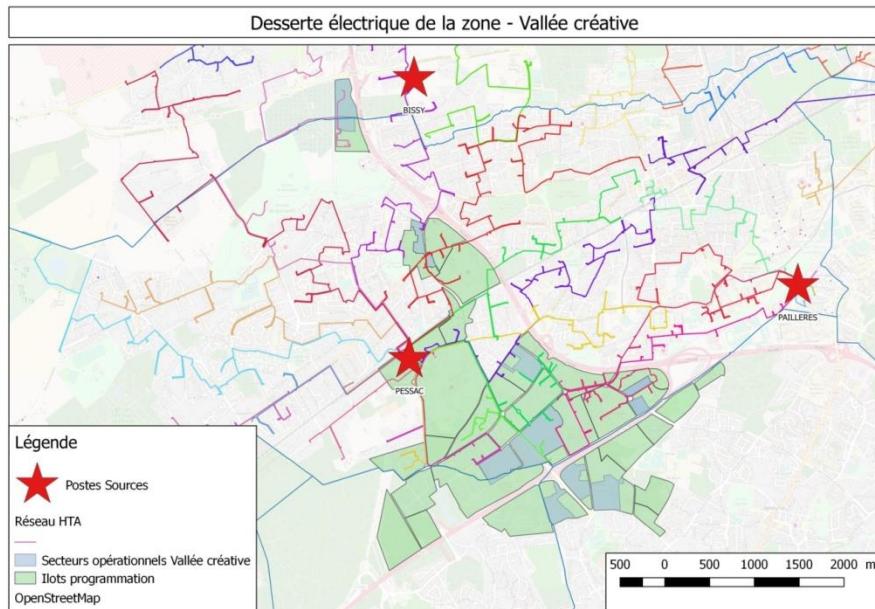


Figure 13 - Desserte électrique de la zone

Les ouvrages électriques de distribution sont dimensionnés pour supporter les pointes de consommation et de production, en schéma normal d'exploitation. Plusieurs contraintes sont à considérer :

- Les contraintes d'intensité des ouvrages,
- Les contraintes de tension des ouvrages : la tension sur le réseau doit rester dans une gamme réglementaire,
- Le niveau d'utilisation des ouvrages.

Au niveau des postes sources desservant la zone, l'analyse des consommations existantes donne les résultats suivants :

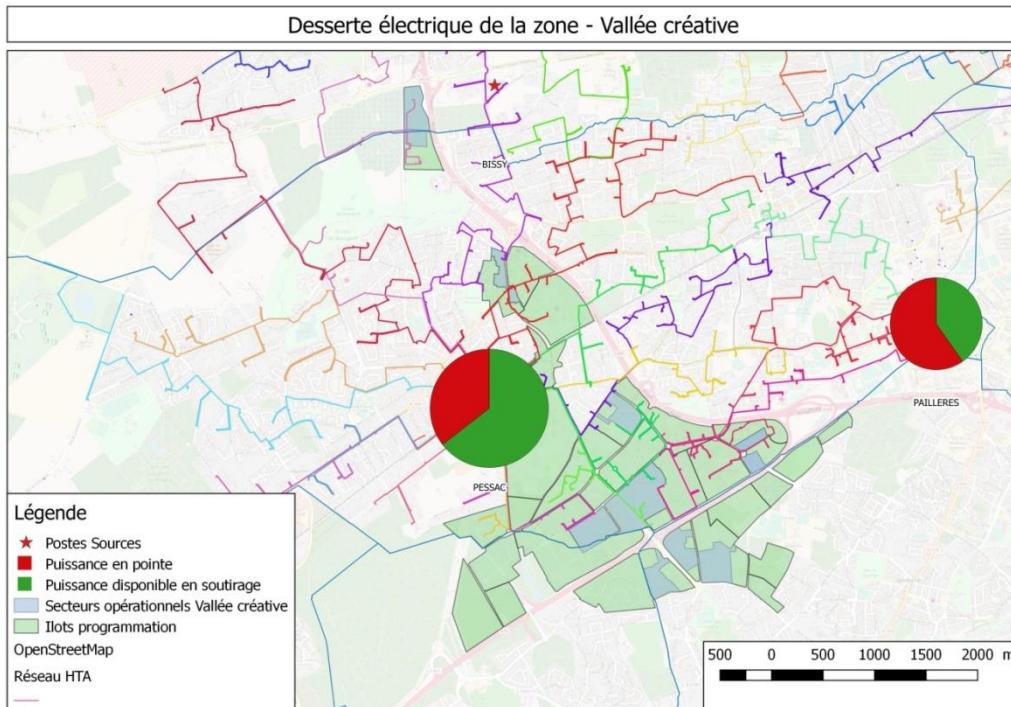


Figure 14 - Disponibilité des postes sources

Tableau 2 - Puissance installée et estimée en pointe des postes sources

	Puissance installée (MVA)	Puissance estimée en pointe (MVA)
PESSAC	152	54
PAILLERES	92	55

Les consommations maximales en pointe ont été calculées à partir du niveau de consommation minimal constaté sur les ouvrages. Les postes sources disposent donc a priori d'une marge importante en soutirage, de l'ordre de 98 MVA pour Pessac, et de 37 MVA pour Paillères. Ces éléments ne tiennent pas compte de consommateurs en file d'attente qui pourraient venir réduire des puissances disponibles. Enedis n'ayant pas souhaité communiquer sur les éléments relatifs à l'utilisation des postes sources, ces capacités de soutirage ne peuvent pas être confirmées en l'état.

Une analyse de disponibilité des postes HTA/BT a également été menée. À l'échelle des îlots, la disponibilité des postes HTA/BT est déterminante pour le coût du raccordement.

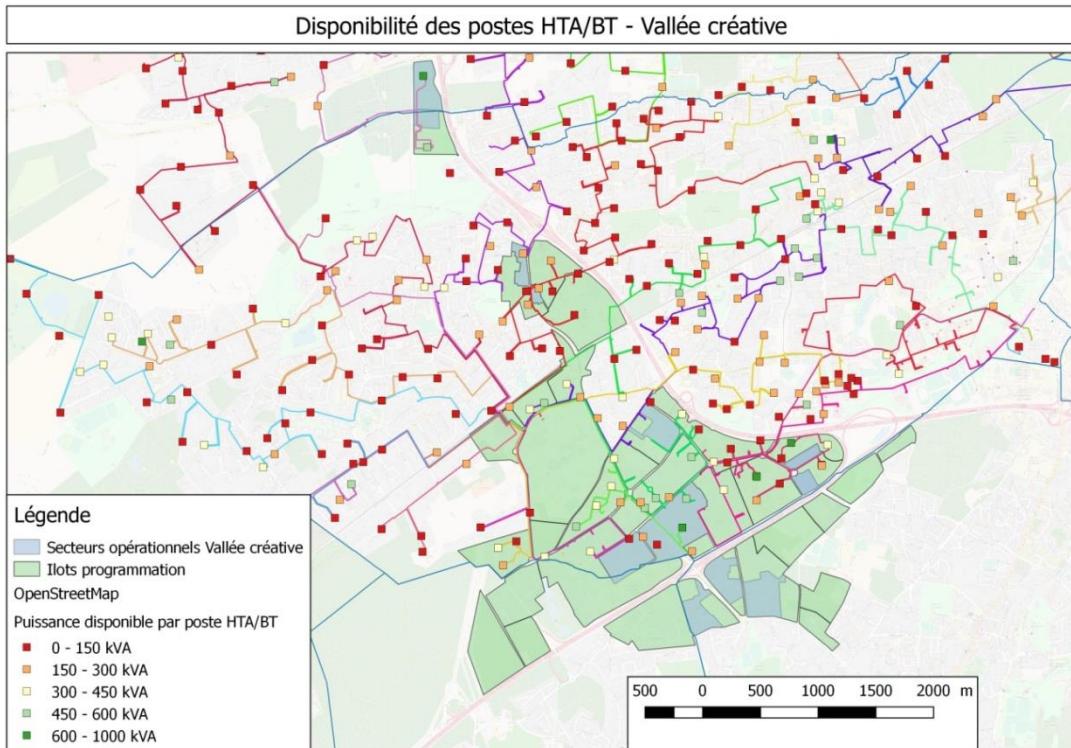


Figure 15 - Disponibilité des postes HTA/BT

Cette analyse de disponibilité a été menée sur la base des postes existants, à partir des données transmises par Enedis.

Dans une seconde phase, l'identification des postes qui seront conservés ou détruits sera menée en relation avec la maîtrise d'œuvre, dans la mesure de ce qui est possible dans une phase amont. Cette identification permettra d'évaluer le gain permis par la conservation de certains postes de transformation. En effet, en fonction du type de bâti abritant, les postes peuvent parfois accueillir plusieurs transformateurs. L'ajout de transformateur à un poste bâti déjà existant permet d'augmenter la puissance disponible sur la zone à moindre coûts.

2.2. Quels consommateurs aujourd'hui ?

Sur les 1,5 millions de m² prévus dans le projet d'aménagement, près de 700 000 m² sont des surfaces existantes conservées, soit presque la moitié. Il s'agit des surfaces présentées comme « conservées » sur les îlots d'études dans le fichier des données de programmation transmis.

Dans la suite de l'étude, on s'intéressera toujours aux 7 typologies de bâtiments suivantes :

- Bureaux
- Activités
- Commerces
- Hôtellerie
- Logement
- Logement aidé
- Equipements

Dans les surfaces existantes conservées, chaque typologie représente la part suivante :

Tableau 3 - Part des différentes typologies dans les surfaces conservées

Part de chaque typologie dans les surfaces conservées	
Activités	33%
Bureaux	27%
Commerces	14%
Equipements	17%
Hôtellerie	2%
Logement	5%
Logement aidé	1%

2.2.1. Présentation des hypothèses de calculs

2.2.1.1. Chaleur et froid

Afin d'évaluer les consommations actuelles en chaleur et en froid sur la zone d'étude, nous avons fait des hypothèses pour chaque typologie de bâtiment à partir de plusieurs sources de données. Il faut toutefois souligner que si ces hypothèses sont relativement fiables pour des bâtiments de bureaux ou des logements, elles peuvent masquer de grandes disparités dans le cas des activités, des commerces ou des équipements. Or ces types de bâtiments représentent un total de 64% de la surface concernée. Le Centre Commercial Bersol et le CHU font en particulier l'objet d'un traitement séparé détaillé ci-après.

Nous avons utilisé des hypothèses issues d'études territoriales et de notre expérience, ainsi que des données mises à disposition par le CEREN. Concernant les besoins de froid, nous utilisons des données de consommations statistiques territoriales dans lesquelles nous isolons la part d'électricité dédiée à la production de froid que nous croisons avec le retour d'expérience de Bordeaux Métropole. Le tableau suivant liste les hypothèses utilisées pour les consommations de chaleur, c'est-à-dire chauffage et ECS¹, et pour les consommations de froid.

Tableau 4 - Ratios de consommations de chaleur et de froid pour l'existant

	Ratios consommations chaleur kWh/m ²	Ratios consommations froid kWh/m ²
Bureaux	116,7	40
Activités	100,0	-
Commerces	100,0	-
Hôtellerie	150,0	-
Logement	120,0	-
Logement aidé	125,0	-
Equipements	150	40

¹ ECS : Eau Chaude Sanitaire

2.2.1.2. Électricité

Pour l'électricité nous avons également utilisé une base de données statistique territoriale ainsi que des données propres à AEC issues de notre expérience. Pour l'analyse des puissances de raccordement, plusieurs éléments sont à distinguer :

- La puissance de raccordement, qui permet de dimensionner le raccordement individuel d'un usager. Si l'usager souhaite modifier la puissance de son contrat au-delà de cette valeur, il devra financer les travaux ;
- La puissance souscrite, qui est la puissance du contrat de l'usager ;
- La puissance souscrite foisonnée, qui résulte de l'application d'un coefficient de foisonnement sur les puissances souscrites.

Les différents ouvrages électriques sont dimensionnés en fonction des consommateurs à leur aval principalement. Par exemple, le branchement d'une maison individuelle est dimensionné pour s'assurer que cet usager pourra effectivement soutirer la puissance maximale à laquelle il a souscrit, soit 6 à 12 kVA selon son mode de chauffage. Cependant, pour des ouvrages comptant de nombreux usagers en aval, tel que les transformateurs HTA/BT, il faut tenir compte de la non-simultanéité des consommations pour ne pas surdimensionner les ouvrages. C'est tout le sens du foisonnement des puissances, dont les ratios sont issus de la norme NFC 14-100. Le foisonnement est assez important pour les usagers résidentiels (jusqu'à 38%), mais assez faible pour toutes les autres consommations (90%).

Dans la suite de l'étude, on prendra en compte des puissances souscrites foisonnées pour les dimensionnements d'ouvrage. Les ratios présentés tiennent compte d'un foisonnement à 38% pour les logements, ce qui correspond à la présence d'au moins 50 logements différents en aval des postes HTA/BT.

Le tableau ci-dessous présente les hypothèses que nous avons pu reconstituer pour les consommations électriques des bâtiments existants. De même que pour les consommations de chaleur et de froid, les hypothèses sur les activités et les équipements sont à nuancer pour des consommateurs spécifiques. En l'absence de données précises sur les activités, commerces et hôtellerie, nous avons utilisé les données pour les bâtiments neufs présentées au paragraphe 3.3 en supposant que les bâtiments existants consomment 30% de plus.

Tableau 5 - Ratios de consommations et de puissances électriques souscrite foisonnée pour l'existant

Hors besoins thermiques

	Ratios consommations électrique kWh/m ²	Ratio puissance électrique souscrite foisonnée VA/m ²
Bureaux	95,6	40,0
Activités	11,57	75,0
Commerces	130,14	75,0
Hôtellerie	23,00	60,0

Logement	36,0	40,0
Logement aidé	42,9	40,0
Equipements	72,0	40,0

2.2.2. Focus sur des bâtiments clés

2.2.2.1. Centre commercial Bois de Bersol

Après rencontre avec les gestionnaires du centre, il s'avère que l'importante production de chaleur assurée jusqu'en 2016 par un chauffage collectif gaz a été substituée par une production décentralisée (rooftops chaleur et froid) pour chaque cellule de la galerie commerciale.

Par ailleurs, le centre commercial dispose d'une importante production photovoltaïque (cf. partie spécifique).

Données détaillées du gestionnaire non communiquées à date.

2.2.2.2. CHU

Dans l'attente de rencontrer les responsables du CHU et de discuter plus en détail de leurs consommations, nous avons utilisé pour les consommations de chaleur les éléments recueillis dans l'étude sur le projet de RCU² intra et extra-rocade de Pessac ainsi que des données transmises par Bordeaux Métropole.

Nous intégrons les besoins de chauffage de Xavier Arnozan, mais pas les besoins d'ECS. En effet, il s'agit d'un système de production électrique sur lequel nous n'avons pas de données de consommations.

Pour Haut-Levêque, nous disposons des données de consommations mensuelles pour le chauffage et l'ECS. Nous pouvons ainsi en déduire les consommations d'ECS en faisant l'hypothèse que ces consommations correspondent à la moyenne constatée sur Juin, Juillet, Août, mois où le chauffage ne fonctionne pas et où les consommations correspondent donc à l'ECS. Nous n'intégrons pas les besoins de vapeur.

Données électriques détaillées du gestionnaire non communiquées à date.

2.2.3. Niveaux de consommations actuels

Nous avons intégré dans notre analyse la possibilité de faire l'hypothèse d'une baisse de consommations sur ces surfaces conservées, en envisageant des programmes de rénovation. Cette hypothèse sera utilisée au cours de la phase de scénarisation.

Les résultats présentés ici intègrent l'ensemble des surfaces actuelles, avec des ratios de consommation actuels. La consommation de chaleur totale des surfaces existantes, en l'absence de toute action de maîtrise de l'énergie, est de l'ordre de 96GWh/an.

² Réseau de Chaleur Urbain

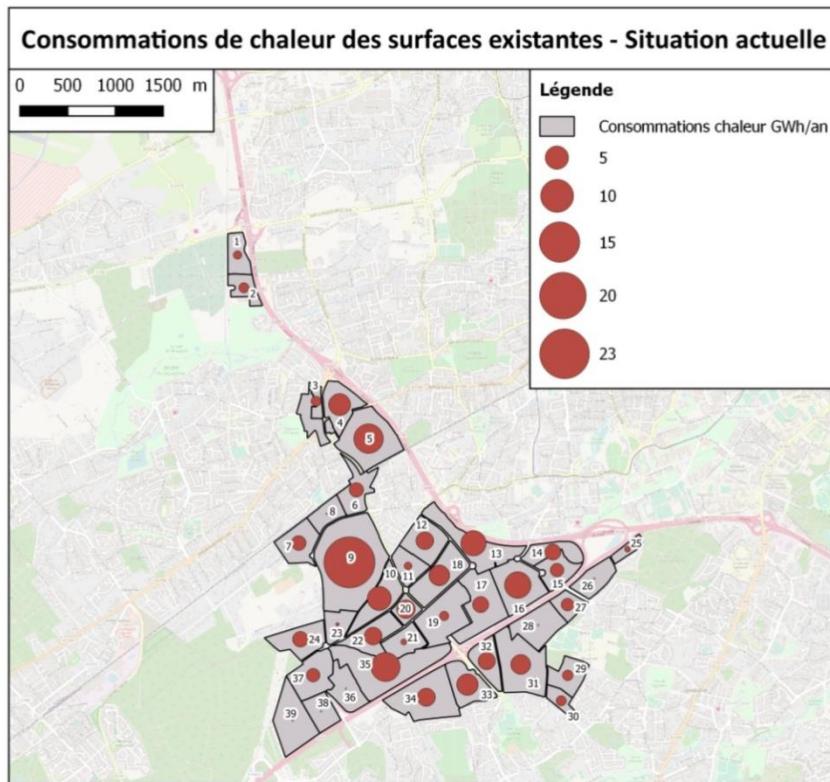


Figure 16 - Consommations de chaleur des surfaces existantes - Situation actuelle

On constate que les deux sites du CHU Xavier Arnozan et Haut Lévéque (îlots 05 et 09) sont les plus gros consommateurs de chaleur. Les autres îlots qui ont des besoins de chaleur significatifs se trouvent le long de l'A63 et de la rocade essentiellement.

La figure suivante représente les puissances électriques foisonnées des surfaces existantes conservées. Là aussi les îlots abritant le CHU ressortent comme les principaux appels de puissance. Toutefois, à l'inverse des consommations de chaleur, 4 autres îlots principalement ressortent. L'îlot 04 compte une majorité de logements, les trois autres une majorité de commerces et de bureaux. La puissance totale électrique souscrite foisonnée est de l'ordre de 50 MVA.

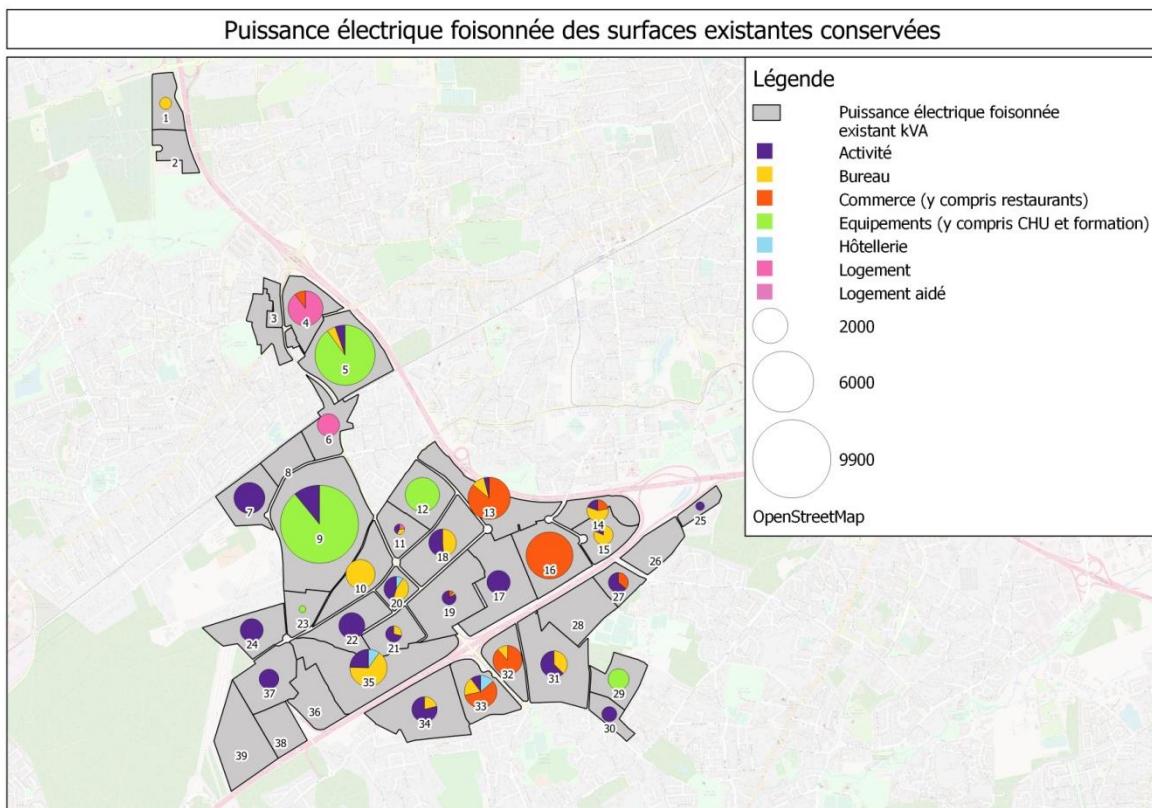


Figure 17 - Puissance électrique des surfaces existantes conservées

Ce premier travail d'évaluation sera complété dans un second temps. Il s'agira d'évaluer la sensibilité des différents îlots à une modification de puissance souscrite. Notamment, l'implantation d'un consommateur important sur certaines zones peut poser des problèmes d'alimentation électrique. Plusieurs ratios de consommation électrique seront utilisés afin d'identifier les zones particulièrement sensibles à des modifications importantes de puissance.

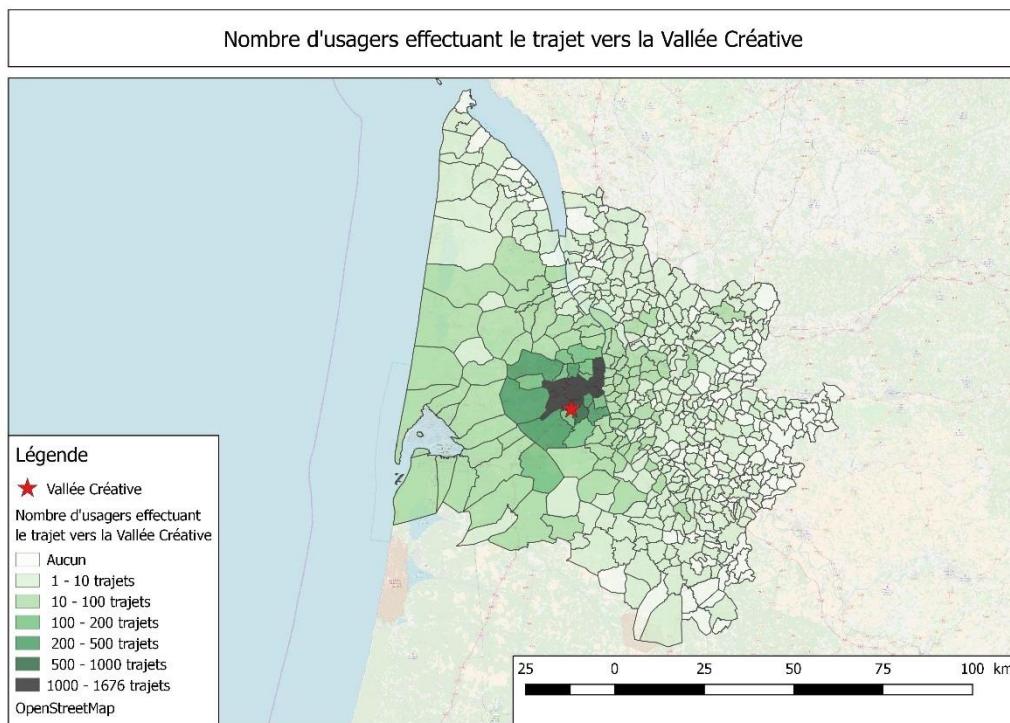
2.3. Les émissions de carbone actuelles imputables à la mobilité domicile-travail

Les besoins de mobilité en véhicule particulier associés à la zone Vallée Créative ont été évalués à partir de deux sources :

- Une enquête menée auprès de 7 grandes entreprises de la zone (Banque Postale, Centre Commercial Géant, CHU Haut Lévêque, Crédit Mutuel, Pôle Emploi, Sogeti, Vinci) représentant environ 5 500 emplois, détaillant les lieux de résidence de leurs employés.
- La base INSEE trajet domicile-travail pour les autres employés.

La zone Vallée Créative regroupe actuellement environ 15 000 employés.

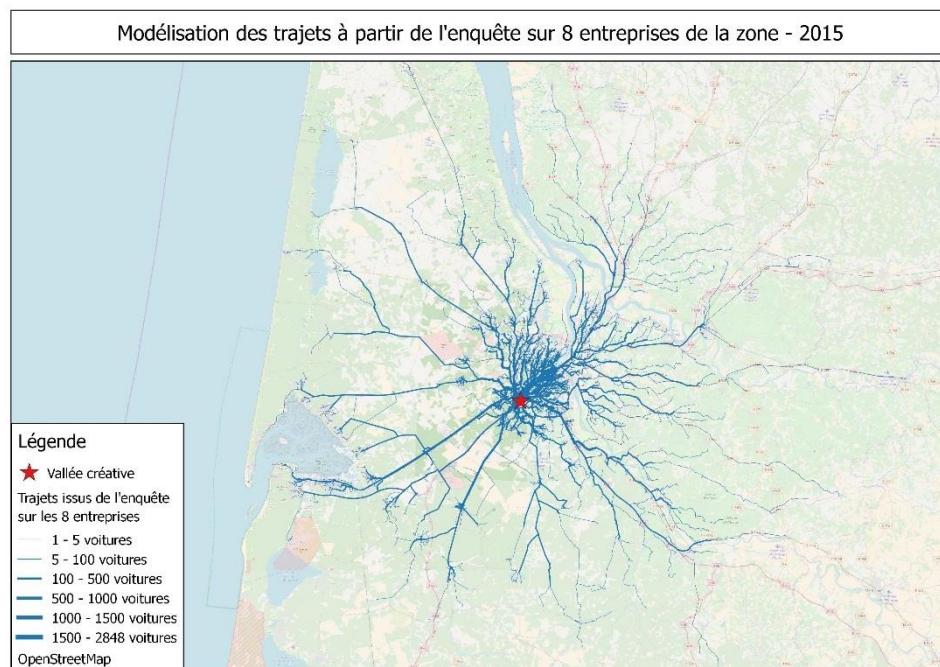
À partir de ces données, des analyses de trajet des employés pour se rendre sur la zone ont été menées :



En premier lieu, le nombre d'usagers se rendant pour leur travail sur la zone Vallée créative a été évalué. Ce chiffre combine les données précises issues d'enquête, et les données INSEE (on suppose que la répartition par commune d'origine des employés de Vallée Créative est la même que la répartition des employés se rendant à Pessac, Canéjan, Gradignan et Mérignac).

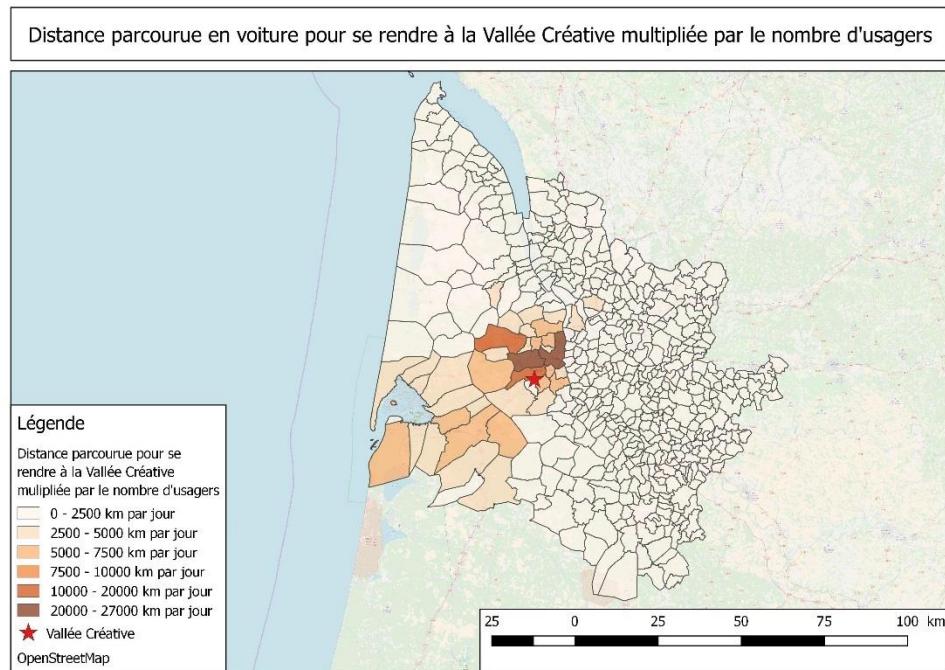
Les zones proches et urbaines sont sans surprise les principales zones desquelles proviennent les employés.

Les données précises issues de l'enquête ont permis d'évaluer les flux d'employés se rendant sur la Vallée Créative :



Les flux modélisés montrent les principaux axes de transport, et laissent apparaître certains trajets de longueur importante notamment vers le Sud-Ouest de la Gironde. La modélisation au niveau du Centre-Ville de Bordeaux ne tient pas compte des critères de choix réels (centre-ville ou boulevard périphérique), ce qui peut expliquer des différences avec des modèles plus fins.

Ces données ont permis de déterminer une distance du trajet jusqu'à la Vallée Créative moyenne par commune. Pour les communes non présentes dans l'enquête, un ratio classique de distance par la route/à vol d'oiseau de 1,20 a été adopté.



Le croisement de ces données, avec le taux d'utilisation de la voiture dans les trajets (83%) a permis de construire la carte ci-dessus. Malgré les distances faibles, les trajets depuis et vers les communes adjacentes reste prépondérant, du fait du nombre important d'employés. Cependant, le quart Sud-Ouest de la Gironde présente également un nombre important de km.véhicule, ce qui s'explique par un nombre d'employés non négligeable et des distances importantes.

À partir des hypothèses suivantes :

Part modale voiture	83%
Taux de conversion électrique	10%
Nombre de bornes par véhicules	0,25 Bornes par véhicules
Puissance par borne	18 kVA
Nombre de jours travaillés par an	225 jours
Taux de recharge au travail (énergie rechargée au travail/consommation pour effectuer l'aller-retour)	30%
Consommation électrique	0,10 kWh/km

On peut évaluer les impacts du développement des véhicules électriques sur le territoire. Le taux de pénétration des véhicules électriques de 10% se traduit par 1 245 véhicules utilisées pour

se rendre sur la zone, et l'installation de 311 bornes de recharges de véhicules électriques. Le besoin de puissance serait de 5,6 MVA, puissance très importante mais pilotable.

Le pilotage précis de la recharge des véhicules électriques pourra donc devenir un enjeu important, sans contrainte technologique forte cependant. L'intégration précise des infrastructures de charge doit faire l'objet d'une attention particulière, pour assurer l'adéquation aux capacités du réseau. L'installation de bornes de charge rapide (de 48 kVA, voire 100 kVA pour certaines modèles) est particulièrement sensible, pouvant provoquer des appels de puissance importants non pilotables et difficilement prévisibles.

Enfin, la consommation représenterait 258 MWh par an.

En termes de GES, le taux d'émissions retenu pour les véhicules thermiques est de 120 gCO₂/km³, et de 18 gCO₂/km pour les véhicules électriques.⁴ Actuellement, on évalue à 8 500 tCO₂/an les émissions provenant des véhicules particuliers des employés se rendant sur la zone. Avec un taux de conversion de 10% des véhicules à l'électricité, on obtient un total d'émissions de 7 830 tCO₂/an (7 700 tCO₂/an pour les véhicules thermiques, et 130 tCO₂/an pour les véhicules électriques).

		Unité
Nombres de véhicules électriques sur la zone	1 245	Véhicules
Nombre de bornes	311	Bornes
Puissance électrique non foisonnée	5 603	kVA
Energie utilisée pour la recharge	258	MWh
Émissions de GES véhicules thermiques	7 698	tCO ₂ /an
Émissions de GES véhicules électriques	128	tCO ₂ /an

NB : première approche visant à donner des ordres de grandeur et à affiner ultérieurement.

3. Analyse du projet d'aménagement

3.1. Descriptif du projet d'aménagement

Le projet d'aménagement s'étend sur une zone de 542 ha, pour une surface de plancher finale de plus d'1,5 millions de m², dont 700 000 m² à créer.

Le tableau suivant présente les surfaces totales par typologie de bâtiments et la part des surfaces à créer sur la base du tableau des constructibilités établi par Bordeaux Métropole et devant être actualisé dans le cadre de l'étude du plan guide mené par le groupement de maîtrise d'œuvre urbaine pilote par HDZ.

³ <http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/consommations-carburant-emissions-co2-2015.pdf> guide ADEME, émissions de CO₂ des carburants.

⁴ <http://www.smartgrids-cre.fr/index.php?p=vehicules-electriques-bilan-carbone> Évaluation du puits à la roue des émissions de CO₂

Tableau 6 - Surfaces totales et à créer par typologies de bâtiments

	Surfaces totales m ²	Dont surfaces à créer m ²	Soit à créer
Bureaux	416 288	241 215	58%
Activités	510 116	353 182	69%
Commerces	222 190	102 783	46%
Hôtellerie	34 842	25 687	74%
Logement	83 812	37 358	45%
Logement aidé	14 471	14 471	100%
Equipements	253 276	65 866	26%

On constate que les activités arrivent en tête des surfaces totales, avec 1/3 des surfaces environ, et plus de 40% des surfaces à créer. En effet, 70% environ des surfaces d'activités de la zone sont à créer. Il est d'autant plus important de souligner ce point que les bâtiments d'activités sont ceux dont les besoins sont les plus difficiles à qualifier en amont du projet, du fait de la grande variété de besoins pouvant en découler (froid, process électriques, process thermiques,...).

De même les bureaux représentent presque 30% de la surface totale, dont près de 60% sont à créer. Les bureaux ont des besoins très variables au cours de la semaine, avec une grande différence semaine / week-end, ainsi que des besoins en froid significatifs.

Ces particularités dans les types de besoins doivent être prises en compte pour l'analyse des réseaux et des potentiels de productions EnR&R.

La carte ci-après présente la répartition des surfaces totales par îlot et par typologie de bâtiment.

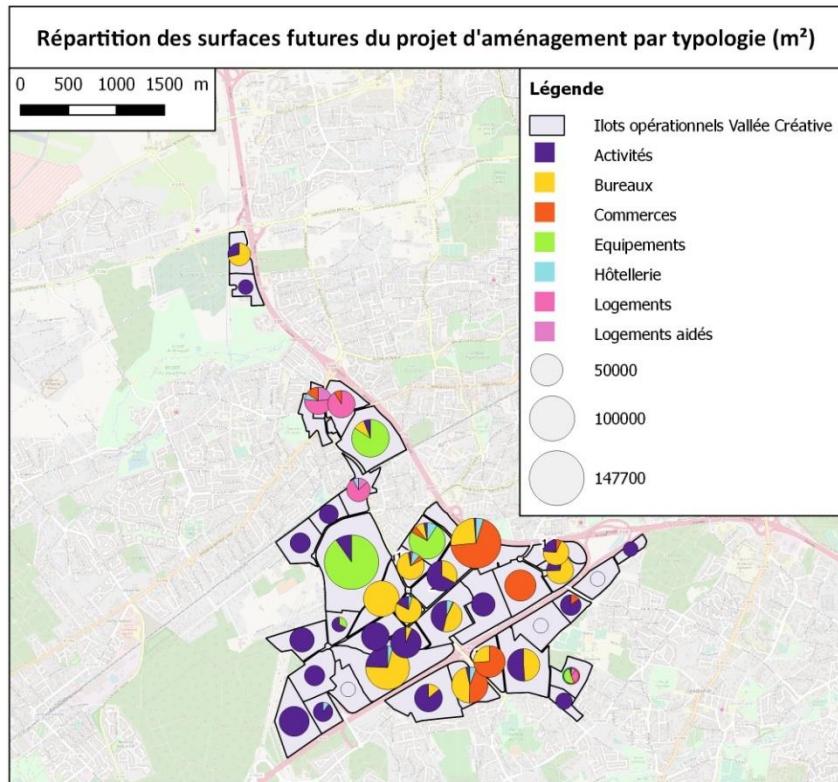


Figure 18 - Répartition des futures surfaces par typologies de bâtiments

On constate une prédominance des surfaces d'activités, en particulier le long de l'A63 et dans le Sud Ouest de la zone. Les bureaux se concentrent également le long de cet axe et au centre de la zone d'aménagement. Quant aux commerces, on les retrouve également le long de l'A63. On peut donc anticiper des besoins spécifiques d'électricité et de froid dans cette zone.

Enfin, les logements sont concentrés au Nord de la zone, on s'attend donc à des besoins en ECS plus importants sur ces îlots. Les deux îlots abritant le CHU ressortent en surfaces d'équipements.

3.2. Point sur la réglementation et les labels énergie et carbone et leviers de maîtrise de la demande

NB : d'une manière générale, la réglementation et les labels visent à un niveau de performance globale. A l'intérieur d'un même niveau visé, chaque porteur de projet peut rechercher l'optimisation technico-économique : isoler mieux, éclairer plus efficacement, produire des ENR etc. Dans un tel cadre, toute imposition (ou effort) préférentielle d'un levier particulier peut se traduire par une dégradation sur les autres systèmes. Bien évidemment, viser un niveau plus ambitieux se traduit par une restriction des techniques disponibles utilisables dans chaque domaine. A un certain niveau, le coût économique supplémentaire devient réel et n'est jamais compensé par des économies d'exploitation à mettre en regard. Il peut toutefois l'être dans une logique plus large.

3.2.1. La réglementation thermique et les labels E+C-

3.2.1.1. La RT 2012

La règlementation thermique en vigueur est la règlementation thermique 2012. Elle fixe une consommation en énergie primaire à ne pas dépasser par m² par type de bâtiments, en tenant compte des 5 usages réglementaires suivants :

- Chauffage
- ECS
- Eclairage
- Ventilation
- Auxiliaires

Cette consommation maximale est désignée par le terme « Cepmax » en kWhep/m²/an. Il s'agit là d'un calcul réglementaire ce qui ne signifie pas que le bâtiment concerné ne dépassera pas cette valeur, les bâtiments basse consommation étant notamment très sensibles aux usages réels.

L'électricité dite « spécifique » correspondant aux process, à la bureautique, à l'électroménager,... n'est pas intégrée dans le calcul. Les consommations dues au refroidissement ne sont pas interdites mais doivent être compensées par des efforts sur les autres consommations, excepté pour les bâtiments en catégorie « CE2 », pour lesquels une consommation supplémentaire est tolérée.

La RT 2012 découpe la France en zones climatiques. La zone d'aménagement se trouve en zone H2C, à une altitude inférieure à 400m. Tous les bâtiments de la Vallée Créative, excepté les logements et bâtiments d'enseignement, sont ainsi classés en catégorie CE2, ce qui revient à dire que la RT 2012 prend en compte un « droit à climatiser » à Bordeaux.

Quelques exemples de Cepmax sur le secteur de projet :

- Bureaux CE2 : 63,00 kWhep/m²/an hors climatisation (CE1) ; 110,00 kWhep/m²/an avec climatisation (CE2)
- Enseignement secondaire : 49,50 kWh/m²/an
- Logements collectifs : 45 kWhep/m²/an

3.2.1.2. Les labels E⁺C⁻

Descriptif

Le gouvernement a publié en octobre 2016 un « Référentiel Énergie-Carbone » qui préfigure la future réglementation thermique 2020. Il s'agit en effet pour l'instant d'une phase d'expérimentation au cours de laquelle les acteurs du bâtiment sont incités à construire des bâtiments plus performants que la réglementation thermique actuelle. Il s'en suivra un retour d'expérience qui permettra de mettre en place les futurs standards de la réglementation thermique 2020 après s'être assuré de sa faisabilité technique et économique.

Ce référentiel tend non seulement vers des bâtiments à énergie positive, dans le prolongement de la RT 2012, mais également vers des bâtiments bas carbone. En effet, ces nouveaux labels tiennent non seulement compte de l'atteinte d'une performance énergétique sur les usages dits

« réglementaires » et sur tous les autres usages (appréciés forfaitairement), mais également d'un niveau de performance relatif aux émissions de GES⁵ sur le cycle de vie du bâtiment.

Détail des exigences énergétiques

De même que dans la RT 2012, la performance énergétique est comparée à un niveau maximal appelé Bilan_{BEPoSmax}. Quatre niveaux de performance ont été définis, de Energie 1 à Energie 4.

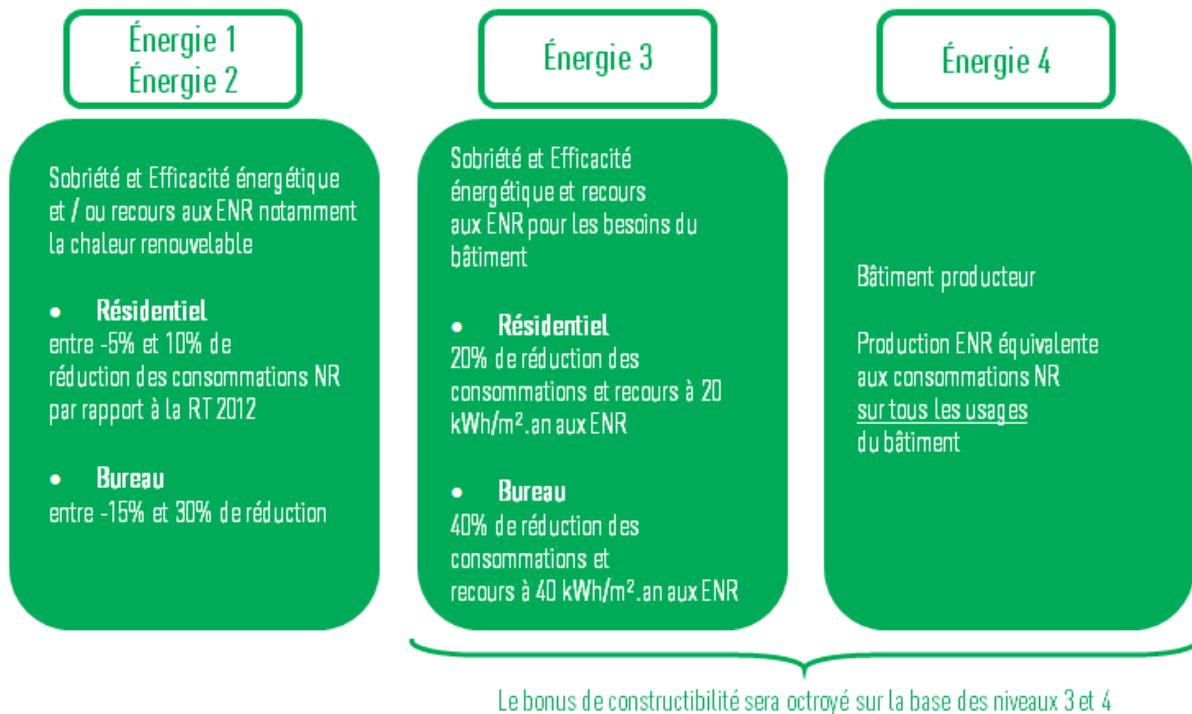


Figure 19 - Détail des niveaux de performance énergétique des labels E+C- en termes de réductions attendues par rapport à la RT (NR = Non Renouvelable)
Source : www.batiment-energiecarbone.fr

Le niveau Bilan_{BEPoSmax} est défini avec les mêmes coefficients de calcul que le Cepmax de la RT2012 auquel s'ajoutent :

- un coefficient de modulation de la consommation d'énergie primaire
- un coefficient de prise en compte des consommations hors RT
- une déduction de la production d'énergie renouvelable de référence pour les niveaux Energie 3 et Energie 4.

Le tableau suivant détaille les coefficients de modulation sur la consommation d'énergie primaire pour les niveaux d'énergie 1 à 3. Le niveau Energie 4 correspond à un bâtiment avec un bilan énergétique inférieur ou égal à 0.

Tableau 7 - Modulation de la consommation d'énergie primaire pour les niveaux d'énergie 1 à 3 du label E+C-

	Logement collectif	Bureaux	Autre tertiaire
Energie 1	-5%	-15%	-10%
Energie 2	-15%	-30%	-20%
Energie 3	-20%	-40%	-20%

⁵GES : Gaz à Effet de Serre

Il nous semble important de faire un focus sur les consommations « hors RT ». Il s'agit en effet essentiellement des consommations électriques dites « spécifiques » qui n'étaient pour l'instant pas intégrées au calcul de la performance énergétique du bâtiment. L'apparition du label E+C- permet ainsi de s'intéresser à la totalité des consommations énergétiques du bâtiment. Ces consommations électriques sont difficiles à évaluer car très dépendantes de l'usage des bâtiments et du comportement de leurs occupants. Le référentiel Énergie-Carbone du gouvernement préconise pour l'instant une utilisation des ratios de consommation d'énergie finale mobilière de la méthode Th-BCE.

Nous avons donc utilisé ces ratios pour l'évaluation des consommations électriques des bâtiments neufs de la zone. Il faut souligner que dans le cas des activités et des équipements, ces ratios peuvent différer de la réalité en l'absence d'information précise sur le type d'activité.

Détail des exigences relatives aux GES

De la même façon que la performance énergétique est évaluée en comparaison avec le ratio $Bilan_{BEPOSmax}$, les émissions de GES du bâtiment sur toute sa durée de vie sont comparées à un terme $Eges_{max}$, et les émissions de GES relatives à la construction est à l'équipement des bâtiments sont comparées à un ratio $Eges_{PCEmax}$.

Les performances Carbone sont classées en deux niveaux comme présenté dans l'image suivante :

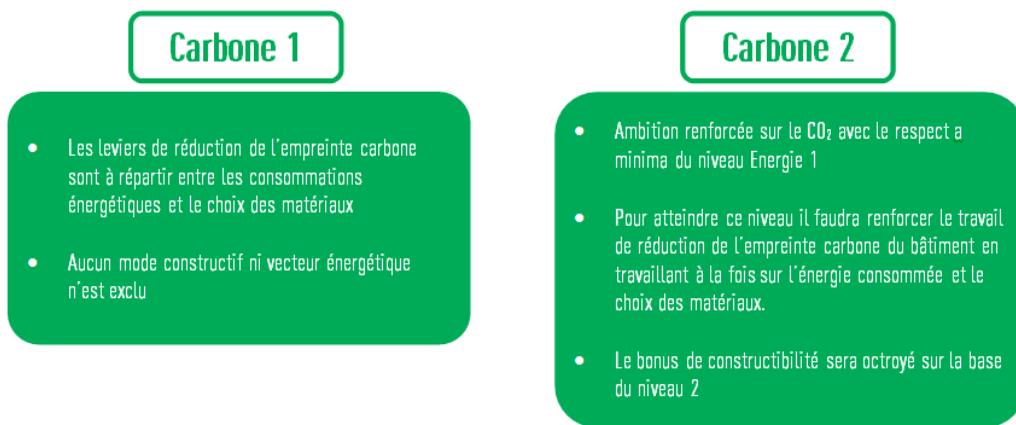


Figure 20 - Détail des niveaux de performance carbone des labels E+C-

Source www.batiment-energiecarbone.fr

Le niveau Carbone 1 reste peu contraignant sur les moyens et a surtout pour objectif de lancer une dynamique au sein des acteurs du bâtiment. Le niveau Carbone 2 cherche à diminuer l'empreinte carbone à tous les niveaux : matériaux, équipements, consommations en cours d'exploitation. La dimension innovation / recherche / industrialisation a ici tout son sens.

3.2.2. Les labels Effinergie

Effinergie a lancé en janvier 2017 trois nouveaux labels progressifs basés sur les labels E+C- :

- BBC effinergie 2017
- Bepos effinergie 2017
- Bepos+ effinergie 2017

Ces labels ajoutent des exigences supplémentaires au référentiel E+C- qui portent sur la sobriété de l'efficacité énergétique des bâtiments via la conception bioclimatique et les consommations énergétiques.

Le tableau ci-après présente le détail de ces nouveaux labels Effinergie.

Tableau 8 - Tableau synthétique des labels BBC, BEPOS et BEPOS + Effinergie 2017

Source : www.effinergie.org



Tableau synthétique des labels BBC, BEPOS et BEPOS+ effinergie 2017

		Maison individuelle	Logement collectif	Tertiaire
Pré-requis	BBC effinergie 2017	RT 2012 et E+C-, a minima Energie 2 – Carbone 1		
	BEPOS effinergie 2017	RT 2012 et E+C-, a minima Energie 3 – Carbone 1 et bâtiment producteur d'énergie renouvelable		
	BEPOS effinergie 2017	RT 2012 et E+C-, a minima Energie 4 – Carbone 1 et bâtiment producteur d'énergie renouvelable		
Exigences communes	Bbiomax	Bbiomax – 20%	Modulation du Bbiomax	Bbiomax – 20%
	Cepmax	Cepmax – 20%	Cepmax – 20%	Cepmax – 40%
	Perméabilité à l'air du bâti	Q4Pa_surf ≤ 0,4 m3/h/m² Ou formation des ouvriers Ou démarche qualité	Q4Pa_surf ≤ 0,8 m3/h/m² Ou ≤ 1 m3/h/m² suivant le type de mesure Ou démarche qualité	Q4Pa_surf inférieur à la valeur prise dans l'étude thermique Ou démarche qualité
	Contrôle des réseaux de ventilation	PROMEVENT Pré-inspection et Vérifications fonctionnelles et Mesures fonctionnelles aux bouches	PROMEVENT Pré-inspection et Vérifications fonctionnelles et Mesures fonctionnelles aux bouches et Mesure d'étanchéité à l'air des réseaux aérauliques ou démarche qualité	Protocole effinergie Contrôle visuel et Vérification mesures fonctionnelles aux bouches et Mesure d'étanchéité à l'air des réseaux aérauliques ou démarche qualité
	Qualification des bureaux d'étude	Qualifications OPQIBI 1331 et 1332 "Etudes Thermiques Réglementaires" ou , Certification NF Etudes Thermiques ou , Certification BE NR d'I.cert option "Etudes thermiques réglementaires" ou , Référents CERTIVEA,		
	Commissionnement	Nécessité de mise en place d'un commissionnement		
	Mobilité	Utilisation de l'outil effinergie écomobilité		
	Information aux usagers	Fourniture du guide effinergie et affichage		

3.2.3. Quels choix pour la maîtrise de la demande ?

Compte tenu de la réglementation thermique en cours, des 4 labels E+C- et des 3 labels Effinergie, il est possible de faire 8 choix de performance énergétiques différents. Afin de ne pas proposer une

multitude de scénarios, ce qui n'aurait pas de sens dans l'interprétation des résultats, nous allons nous concentrer sur trois d'entre eux. Nous avons en effet analysé les différences de résultats de chaque scénario sur la consommation globale de la zone d'aménagement, et avons extrait ceux qui impliquaient des gains de consommation significatifs les uns par rapport aux autres afin d'obtenir des résultats suffisamment différenciés. Nous avons donc fait le choix d'étudier les scénarios de consommation énergétique suivants :

- RT 2012
- Energie 2
- Bepos Effinergie 2017

Le label Effinergie, par ses obligations en termes de réduction des consommations par rapport au Cepmax, impose, pour ses trois niveaux d'exigences, des consommations équivalentes au label Energie 3 a minima si on se réfère au Tableau 7.

Ceci nous permet d'orienter les consommations sur les bâtiments neufs vers deux scénarios qui permettent une maîtrise de la demande globale sur la zone d'aménagement, de l'ordre de 20% pour le premier et 40% sur le second par rapport à la RT en vigueur, pour les seuls usages règlementaires.

3.3. Evaluation des besoins énergétiques : chaleur et froid

3.3.1. Choix de la solution de référence et précisions sur les autres scénarios

Nous ne nous intéressons à ce stade qu'à la référence en termes de consommation. La référence en termes de système d'approvisionnement énergétique sera définie au cours de la scénarisation en phase 2.

La solution de référence est la solution qui serait choisie en l'absence de volonté particulière du maître d'ouvrage pour les bâtiments neufs, et en l'absence de toute rénovation pour les bâtiments existants.

Nous allons donc faire les hypothèses suivantes :

- Pour les bâtiments existants : utilisation des ratios présentés au paragraphe 2.2.1 et pas de rénovation
- Pour les bâtiments dont la livraison est prévue d'ici 2020 (secteurs opérationnels cf. Figure 21) : respect de la RT 2012
- Pour les bâtiments dont la livraison est prévue au-delà de 2020 : respect de la RT 2012

En effet, même si la future RT est attendue pour 2020 et que les labels E+C- contribuent à une transition en douceur, cette date reste hypothétique. Par ailleurs, les informations sur les dates de livraisons des îlots restent hypothétiques. Nous ferons donc une estimation des besoins de chaleur sur la base du respect de la RT 2012 pour l'ensemble des bâtiments neufs.

Pour les autres scénarios, on fera l'hypothèse du respect de la RT 2012 pour les îlots opérationnels attendus avant 2020, présentés sur la figure ci-après. Lorsque le secteur ne concerne qu'une partie de l'îlot, on fait l'hypothèse que tout l'îlot est livré avant 2020. On appliquera les deux scénarios

retenus (Energie 2 et BBC Effinergie 2017) à tous les autres îlots. Les baisses de consommations dues au choix de scénarios plus performants impactent également les consommations de froid.

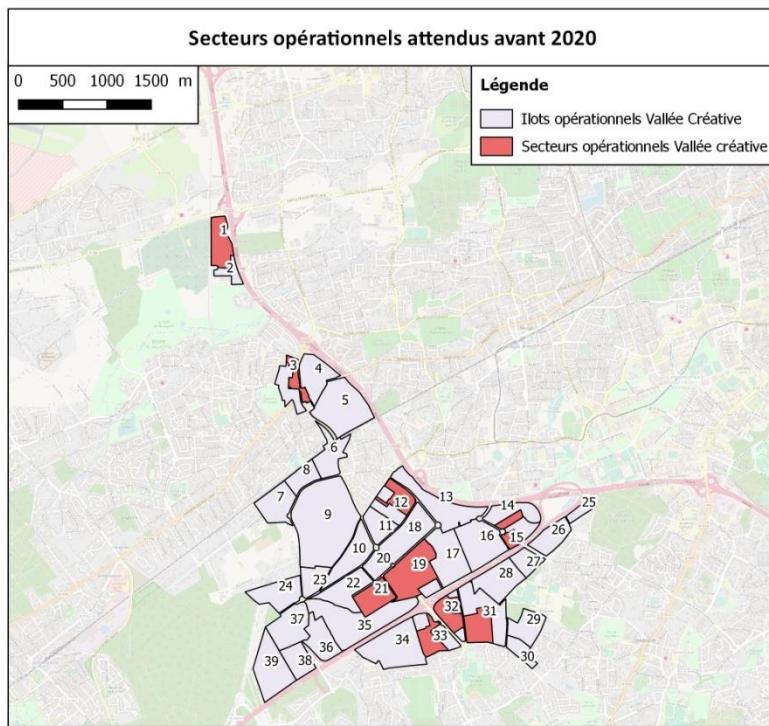


Figure 21 - Secteurs opérationnels attendus avant 2020

3.3.2. Chaleur et froid

3.3.2.1. Consommations pour les trois scénarios

Le tableau suivant regroupe les totaux de consommations et de puissances pour les 3 scénarios étudiés et présentés précédemment.

Tableau 9 - Consommations et puissances de chaleur et de froid selon le scénario choisi

	Consommation chauffage MWh	Consommation ECS MWh	Consommation totale chaleur MWh	Puissance totale chaleur kW	Consommation froid MWh	Puissance froid kW
Scénario de référence	101 582	13 705	115 286	135 086	31 197	36 828
Energie 2	98 110	13 167	111 278	130 205	24 326	30 277
Bepos 2017	95 655	12 752	108 410	126 676	22 550	28 076
Dont les consommations existantes :	85 310	10 708	96 019	-	14 499	-
Soit en % du scénario de référence	84%	78%	83%	-	46%	-

Hors consommations imputables aux bâtiments existants, on constate une baisse de 21% des consommations totales de chaleur imputables aux bâtiments neufs grâce au scénario Energie 2, et de 35% grâce au scénario Bepos 2017.

Si l'on intègre les consommations existantes qui ne varient pas quel que soit le scénario, cette baisse globale des consommations est lissée puisqu'elle atteint seulement 3% pour le premier scénario et 6% dans le second.

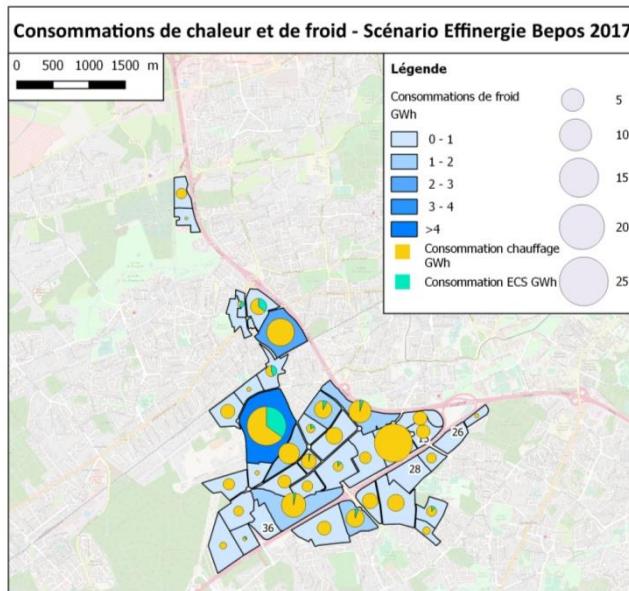
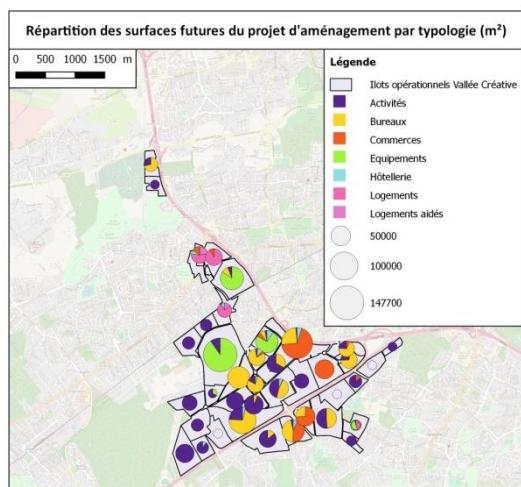


Figure 22 - Cartographie des besoins de chaleur et de froid, Scénario Label Bepos Effinergie 2017

La carte est présentée pour un seul des scénarios, car les variations entre scénarios ne sont pas suffisamment significatives pour être correctement visible sur les cartes.

On constate que les besoins de froid se localisent en bord de rocade, au niveau du CHU et le long de l'A63. Si on fait le parallèle avec la carte des surfaces de la Figure 18 rappelée ci-contre, on constate que ces besoins se superposent avec les zones de bureaux, les commerces et les équipements.



Les seules zones où les besoins d'ECS sont significatifs correspondent aux îlots du nord qui abritent quelques surfaces de logements, et au site Haut-Levêque du CHU. Pour les autres îlots, les besoins d'ECS sont marginaux et correspondent aux besoins de l'hôtellerie.

Enfin, les besoins de chaleur suivent la répartition des surfaces. On note toutefois que les besoins des activités sont moindres, ce que l'on constate en particulier dans les îlots sud, ouest et au nord de Haut-Levêque, qui abritent quasi-exclusivement des activités. Notons toutefois que ces conclusions peuvent varier en ajustant les besoins aux activités réelles lorsque celles-ci seront connues. On constate également la prédominance des besoins de chaleur des deux sites du CHU, et dans une moindre mesure des îlots abritant des commerces et des logements.

toutefois que ces conclusions peuvent varier en ajustant les besoins aux activités réelles lorsque celles-ci seront connues. On constate également la prédominance des besoins de chaleur des deux sites du CHU, et dans une moindre mesure des îlots abritant des commerces et des logements.

3.3.2.2. Consommations avec une action sur l'existant

On constate sur le Tableau 9 que la part des consommations imputable aux bâtiments existants atteint déjà 85% de la consommation totale de chaleur et 55% de la consommation totale de froid, avec les hypothèses utilisées pour l'existant. Ces chiffres sont valables avec la solution de référence, et donc a fortiori avec les scénarios plus ambitieux sur les bâtiments neufs pour lesquels la part des consommations imputable au neuf sera encore réduite. Ce résultat n'est pas surprenant du fait des surfaces importantes de bâtiments existants, comme on peut le voir sur la figure suivante – 45% des surfaces futures des îlots –, et de leur consommation supérieure.

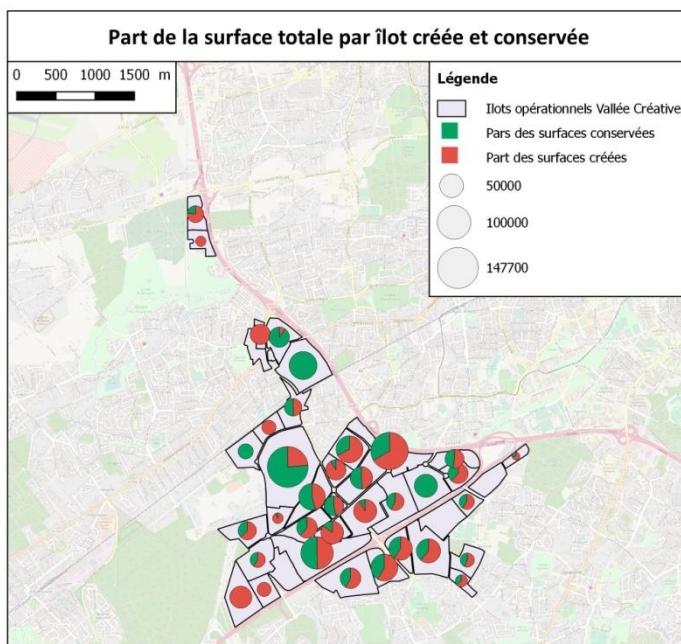


Figure 23 - Répartition par îlot des surfaces créées et conservées

Le tableau suivant propose un scénario alternatif avec le label Energie 2 et -30% de réduction sur les surfaces existantes conservées.

Tableau 10 - Consommations de chaleur pour un scénario Energie 2 - 30% sur l'existant

	Consommation chauffage MWh	Consommation ECS MWh	Consommation totale chaleur MWh	Puissance totale chaleur kW
Scénario de référence	87 720	23 705	101 429	125 900
Scénario Energie 2 pour le neuf et -30% pour l'existant	81 985	12 403	94 388	107 565

On constate que dans ce scénario, le gain global est d'environ 20%, bien supérieur à celui obtenu dans le scénario Energie 2 sans rénovation de l'existant. Comme on peut le voir sur la carte ci-après, les consommations gardent les mêmes répartitions, mais on constate une baisse en particulier sur les îlots de bureaux et de commerces qui concentrent les plus grandes parts de surfaces conservées (proche A63 et rocade), les deux sites du CHU restant les plus gros consommateurs.

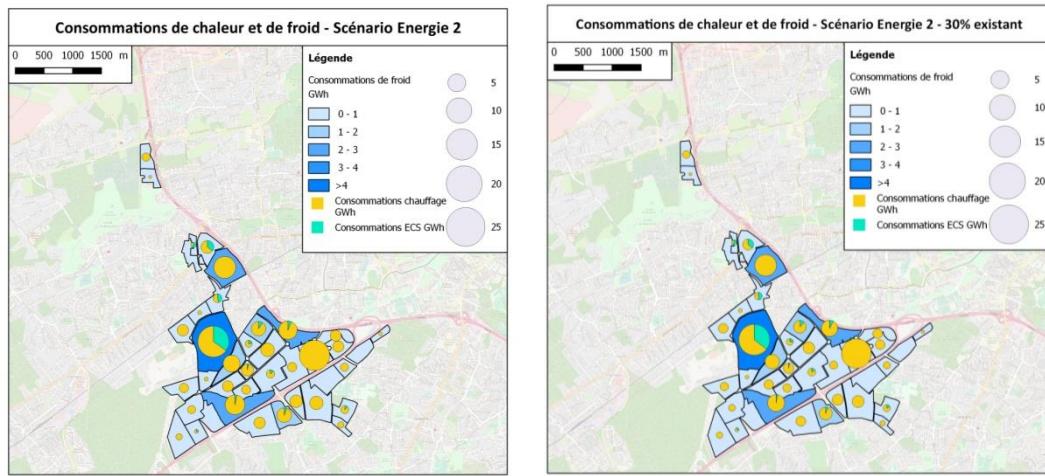


Figure 24 - Carte des besoins de chaleur et de froid avec et sans action sur l'existant - Scénario Energie 2

3.4. Évaluation des besoins électriques et de l'impact sur le réseau

3.4.1. Évaluation des besoins électriques

L'évaluation des besoins électriques est cruciale pour dimensionner correctement le réseau électrique.

Tableau 11 - Ratios de consommations et de puissances électriques souscrite foisonnée pour le neuf

Ratio puissance électrique souscrite foisonnée VA/m ²	
Bureaux	40
Activités	75
Commerces	75
Hôtellerie	60
Logement	40
Logement aidé	40
Equipements	40

Ces ratios correspondent à des valeurs basses de la norme, avec chauffage non électrique. Ces ratios ne tiennent pas compte de besoins particuliers, notamment pour les bâtiments industriels qui peuvent avoir des besoins électriques très hétérogènes.

Avec les ratios de puissance ci-dessus, nous avons pu déterminer les besoins présentés ci-dessous :

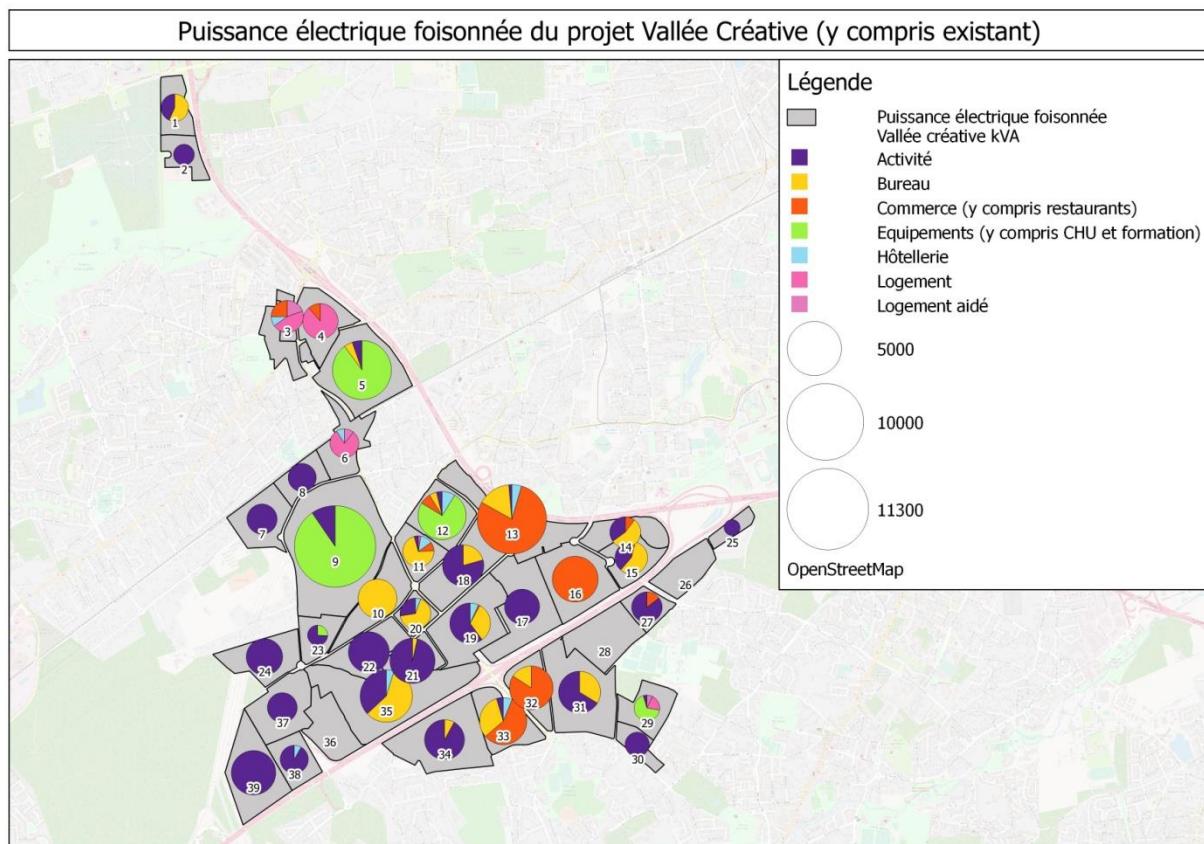


Figure 25 - Puissance électrique foisonnée évaluée à fin du projet Vallée Créative

La puissance électrique foisonnée en fin de projet est estimée à environ 98 MVA contre 66,8 MVA actuellement.

La zone Sud de la zone voit une importante augmentation des besoins électriques, portée principalement par l'activité malgré le programme de destruction.

L'impact de ces nouvelles consommations sur le réseau électrique peut être divers :

- Nécessité de renforcement de certains éléments du réseau,
- Crédit de nouveaux ouvrages,
- Augmentation des puissances injectables sur le réseau.

Observons ces impacts depuis les niveaux de tension les plus élevés jusqu'aux éléments de basse tension.

3.4.2. Postes sources

La disponibilité des postes a été recalculée et présentée en partie 2.1.2.2 :

Tableau 12 - Calcul de la disponibilité des postes sources

	Puissance installée (MVA)	Puissance estimée en pointe (MVA)
PESSAC	152	54
PAILLERES	92	55

La modélisation actuelle laisse apparaître une puissance électrique foisonnée de 97,8 MVA sur l'ensemble de la zone, contre 66,8 MVA existant actuellement. Une différence de 50 MVA environ se ferait donc ressentir sur les postes sources de Pessac et Paillères, sachant que 98 MVA semblent encore disponible sur le poste de Pessac, et 37 MVA sur le poste de Paillères. Les postes sources n'ont donc à priori pas de besoin de renforcement actuellement.

Enedis a confirmé que les postes sources actuels étaient *à priori* suffisants pour accepter les nouvelles consommations, confirmant notre analyse. Cependant la sensibilité précise à l'augmentation de puissance reste inconnue.

Les postes sources ont des périmètres d'influence nettement plus large que l'opération d'aménagement envisagée. À priori, sur ces périmètres plus larges, les besoins liés à des projets neufs sont limités. L'évolution des puissances sur l'existant est difficilement évaluabile, mais peut être significative (conversion de mode de chauffage gaz vers électricité, changement de process industriel etc.).

Pour information, les puissances des postes sources peuvent être augmentées, avec les coûts suivants pour la pose d'un nouveau transformateur (source Enedis) :

- Paillères : 800 k€
- Pessac : 2 607 k€

Ces investissements conséquents peuvent être rendus nécessaires par des puissances électriques installées bien supérieures aux prévisions, ce qui suppose une vigilance importante sur ce sujet dans la suite du projet. Une modélisation des puissances appelées « pessimiste » sera menée dans la phase suivante, afin d'évaluer la sensibilité du projet aux dépassements de puissance trop important.

3.4.3. Réseau HTA

Une étude a été menée par Enedis sur une partie du périmètre de l'opération d'aménagement (Voir pré-étude Enedis d'Octobre 2016 sur le grand Bersol). Il ressort de cette étude que le réseau HTA actuel permet en grande partie d'absorber les nouvelles charges, mais que la création de 3 départs

HTA est nécessaire pour satisfaire les nouvelles consommations (Zones Eiffel, Madeleine, Nouvelle ZAE, Actipolis, Briqueterie).⁶

De la même manière que pour les postes sources, une étude « pessimiste » sera menée pour identifier les zones dans lesquelles un dépassement de puissance important pourrait entraîner des travaux importants sur le réseau.

3.4.4. Postes HTA/BT

La construction de postes HTA/BT peut rapidement s'avérer coûteuse (35 k€ HT par poste construit environ). Il est encore trop tôt pour déterminer précisément quels postes HTA/BT seront conservés ou détruits, cependant il convient d'être attentif à ce paramètre. De nombreux postes sont déjà construits sur l'assiette de l'opération.

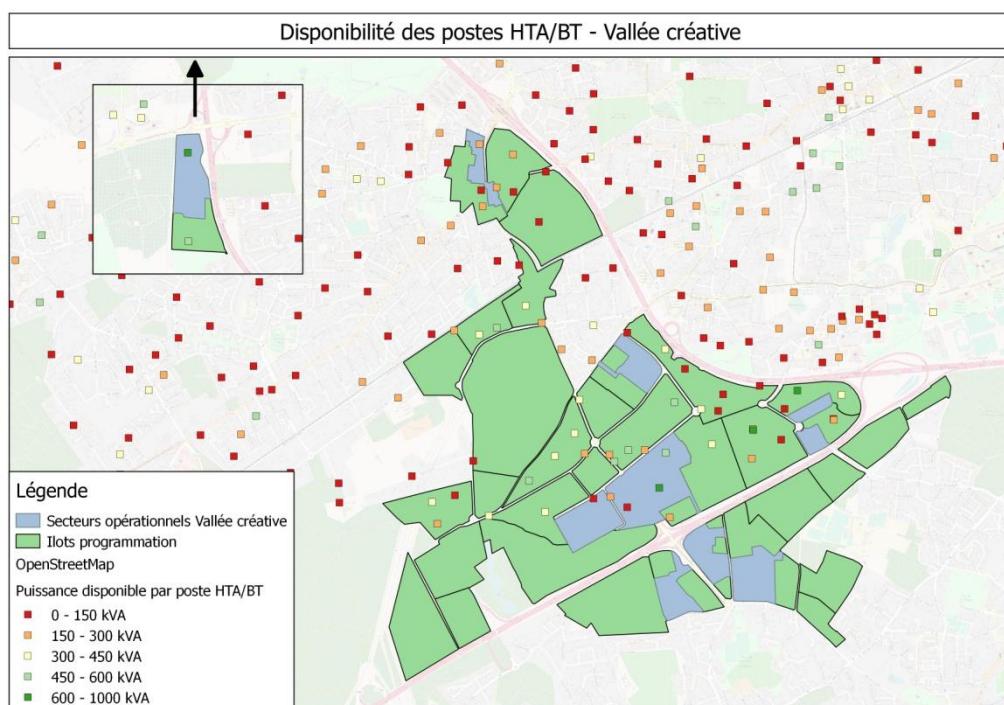


Figure 26 - Disponibilité des postes HTA/BT existants

Des puissances seront également libérées par la démolition de surfaces. Chaque poste existant conservé permet d'économiser la construction d'un nouveau poste.

3.5. Estimation prospective des émissions de CO₂ du projet d'aménagement

Nous nous sommes intéressés en détail dans les paragraphes précédents aux besoins énergétiques futurs de la zone. Ces besoins induiront des émissions de CO₂ en phase d'exploitation des bâtiments,

⁶ Cette étude est basée sur des ratios pour des bâtiments courants et que l'économie qui pourrait être réalisée en puissance appelée n'est pas proportionnelle aux efforts qui pourraient être faits sur la maîtrise de la consommation. Ces ratios ignorent les besoins spécifiques de process propres à telle ou telle activité. En fonction de leur ampleur, des boucles HTA supplémentaires seront nécessaires dont le coût sera en première approche proportionnel à l'éloignement des postes sources.

plus ou moins importantes en fonction du scénario d'approvisionnement qui sera retenu. Toutefois, les émissions du projet d'aménagement ne se limitent pas à la phase d'exploitation des bâtiments. Il faut également prendre en compte les émissions induites par la construction des bâtiments, qui font l'objet d'objectifs fixés par les labels E+C-. Le tableau ci-après reprend les objectifs par types d'usages des bâtiments pour les niveaux de performances E+C-.

Tableau 13 - Niveaux de performances cibles pour les produits de construction et équipements

En kg eq. CO ₂ /m ² _{SOP}	Niveau de performance visé	Maisons individuelles ou accolées	Bâtiments collectifs d'habitation	Bâtiments à usage de bureau	Autres bâtiments soumis à la réglementation thermique
$A_{PCE,1}$	Carbone 1	700	800	1050	1050
$A_{PCE,2}$	Carbone 2	650	750	900	750

Afin d'évaluer l'ensemble des émissions des produits de constructions et des équipements du bâtiment, il faut ajouter à cela les émissions imputables à la création des parkings et qui dépendent de leur conception en surface ou en souterrain. Nous n'avons pas pour l'instant les données sur les parkings nous permettant de les intégrer à cette analyse. Les éléments qui suivent sont donc uniquement basés sur l'hypothèse que les bâtiments respectent les objectifs Carbone 1 ou Carbone 2 présentés ci-dessus.

Nous avons appliqué les ratios ci-dessus aux surfaces neuves prévues dans le projet d'aménagement, soit sur foncier aménageable, soit après requalification de foncier. Dans ce second cas, nous avons ajouté également un coefficient modulable pour la suite de l'étude pour les émissions liées aux démolitions.

En première approche, afin de pouvoir mettre en perspective les émissions liées à la construction et à l'équipement des bâtiments, et ceux liés à l'exploitation (besoins de chaleur, de froid et d'électricité), nous avons fait les hypothèses suivantes – hypothèses qui seront affinées lors de la scénarisation – :

- Utilisation de gaz pour répondre aux besoins thermiques, avec un rendement de 90%
- Réponse aux besoins de froid par l'électricité avec un coefficient de performance de 2
- Exploitation sur 25 ans

- Facteurs d'émissions :
 - Gaz : 241 g CO₂/kWh PCI
 - Electricité : 81 g CO₂/kWh. Nous retenons ici la valeur moyenne du Bilan Carbone® de l'ADEME. Cette valeur pourra être affinée par la suite en distinguant les usages de l'électricité. A noter que cette valeur conventionnelle est très discutable (valeur moyenne annuelle et non approche marginale) et susceptible d'évoluer dans le temps.

Les émissions prises en compte dans l'analyse sont donc :

- Les émissions liées aux nouvelles constructions et à leur équipement,
- Les émissions liées à l'exploitation de ces constructions,
- Les émissions liées à l'exploitation des bâtiments existants conservés sur le secteur.

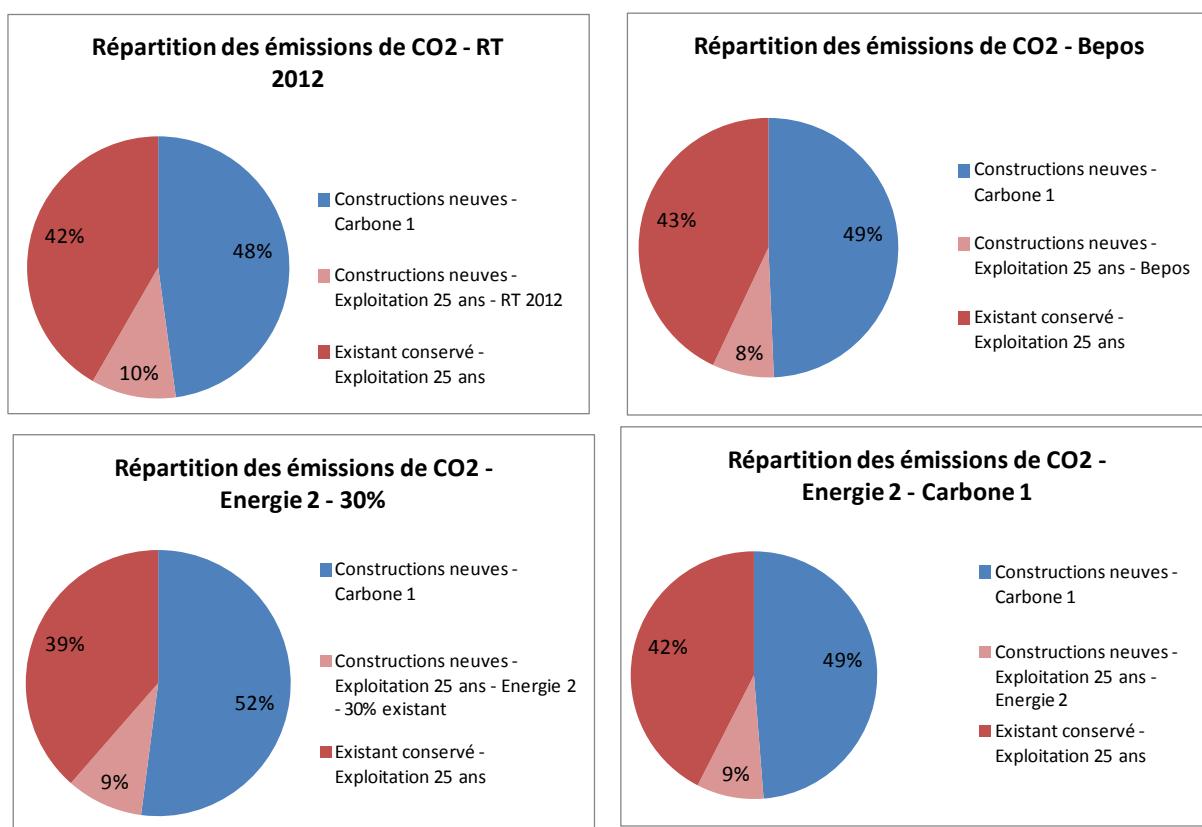


Figure 27 - Emissions de CO₂ selon les scénarios "Energie" – Carbone 1 – 870 Mt éq CO₂

Les scénarios de besoins énergétiques des graphiques ci-dessus renvoient aux scénarios présentés aux paragraphes 3.2 et 3.3.

On constate que quel que soit le scénario d'exploitation, les émissions liées aux constructions représentent environ la moitié des émissions globales imputables aux bâtiments du projet d'aménagement avec les objectifs Carbone 1. Le passage du scénario « RT 2012 » au scénario plus ambitieux « Bepos » permet de gagner 2% d'émissions dues à l'exploitation des constructions neuves, mais celles-ci sont déjà presque marginales en scénario de référence RT 2012. Ce gain et d'1% avec le scénario Energie 2. Les émissions liées à l'exploitation des bâtiments existants a bien sûr

plus de poids du fait de leurs consommations plus importantes. Une baisse de consommation de 30% sur ces bâtiments engendrerait une baisse de la part des émissions de 3%.

On constate ainsi que l'impact des émissions liées aux constructions et à l'équipement des bâtiments doit faire l'objet d'une attention équivalente aux besoins énergétiques puisque leur impact est équivalent sinon supérieur, car rappelons que nous sommes ici dans un scénario d'approvisionnement « émissif » (gaz/électricité) peu réaliste et que la part de l'exploitation sera donc inférieure pour les scénarios étudiés.

Le graphique ci-dessous montre l'impact de l'atteinte des objectifs « Carbone 2 » sur les émissions liées à la construction et à l'équipement des constructions neuves. Leur part baisse de 7% par rapport au scénario du même type avec le niveau Carbone 1.

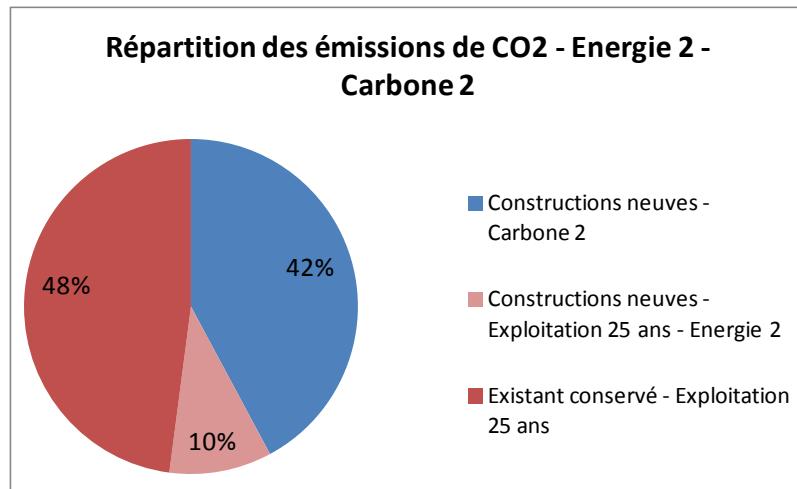


Figure 28 - Répartition des émissions de CO2, scénario Energie 2 Carbone 2 – 666 Mt éq. CO2

Approche hors scénario de rénovation des bâtiments existants.

4. La production d'énergie renouvelable : état des lieux de l'existant et des potentiels de production

4.1. Production EnR existante : une installation emblématique

La production EnR existant pour la zone actuellement se concentre essentiellement autour de la grande centrale de production photovoltaïque du Centre Commercial Casino de la zone Bersol.

Nous sommes en attente d'information de la part de Green Yellow, filiale du groupe Casino à l'origine de cette centrale. On peut pour l'instant signaler que la centrale est composée de deux parties :

- Une partie en ombrières de parking au-dessus d'un peu moins de 1 000 places de parking, comptant 7 368 modules photovoltaïques
- Une partie sur la toiture comptant 5 712 modules photovoltaïques.

L'installation a été réalisée en 2011. Puissance de 3.75 MW. La production attendue était de l'ordre de 4 520 MWh, ce qui au vu de l'exposition semble cohérent avec le nombre de panneaux.

4.2. Un projet de réseau de chaleur au nord de la zone

Comme nous l'avons déjà abordé en introduction, un projet de réseau de chaleur est en cours sur une zone intra-extra rocade Pessac, et pourrait concerter certains îlots du nord de la zone d'aménagement.

Ce projet a connu plusieurs scénarios. Le dernier semble s'orienter vers une chaufferie biomasse, et éventuellement une centrale solaire thermique additionnelle qui alimenterait le réseau à hauteur des besoins d'été du CHU. Un complément serait fait au gaz. Le taux d'EnR attendu sans l'option de la centrale solaire thermique, est de l'ordre de 80%. Les îlots du projet d'aménagement concernés bénéficieraient donc d'un approvisionnement EnR conséquent, même si tous les bâtiments des îlots ne sont pas concernés par ce raccordement.

La décision de faire ou non ce réseau de chaleur n'a pas encore été prise. En fonction de ce qui sera connu au moment de la phase de scénarisation, nous intégrerons cette option dans les scénarios analysés, en évaluant notamment l'impact du réseau de chaleur sur le taux d'EnR total de la zone.

4.3. Evaluation du potentiel géothermique

4.3.1. Cadre de l'étude

Le potentiel de production géothermique est évalué en se limitant à la géothermie très basse température qui correspond au cadre réglementaire de la géothermie minime importance (GMI).

Les critères définissant la géothermie de minime importance, pour les solutions doublots sur nappe (échangeur géothermiques ouverts) ou sondes géothermiques verticales (échangeurs géothermiques fermés) sont récapitulés au Tableau 14.

Tableau 14 - Cadre réglementaire de l'étude (décret 78-498)

	EGTh fermés (sondes)	EGTh ouverts (PAC sur nappe)
Profondeur	< 200 m	
Puissance thermique maximale prélevée dans le sous-sol	< 500 KW	
Température de l'eau prélevée en sortie d'ouvrage de prélèvement	Sans objet	< 25°C
Réinjection	Sans objet	Réinjection dans le même aquifère et volume net prélevé nul
Débit prélevé ou réinjecté	Sans objet	Inférieur au seuil d'autorisation de la rubrique 5.1.1.0 de la nomenclature du Code de l'Environnement (80 m³/h)
Zonage	Hors « zone rouge » de la cartographie définie par le décret 2006-649	

Il s'agit de critères réglementaires, permettant de disposer d'une procédure réglementaire allégée (télédéclaration). Ils s'appliquent au niveau de chaque installation, l'installation devant être entendue comme la boucle secondaire ; ainsi pour un réseau de chaleur alimenté par plusieurs échangeurs géothermiques, c'est la somme des caractéristiques de l'ensemble des échangeurs géothermiques qui doit être considérée pour l'application des seuils.

L'étude présentée ci-dessous est donc limitée à la profondeur de 200 m.

A noter néanmoins que dans cette limite, la réglementation environnementale (R122-2 code environnement) soumet à analyse au cas par cas les forages de plus de 100 m de profondeur pour lesquels une évaluation environnementale (et enquête publique le cas échéant) serait nécessaire.

FORAGES ET MINES		
27. Forages en profondeur, notamment les forages géothermiques, les forages pour l'approvisionnement en eau, à l'exception des forages pour étudier la stabilité des sols.	a) Ouverture de travaux de forage pour l'exploitation de mines. b) Ouverture de travaux de forage pour l'exploration ou l'exploitation de gîtes géothermiques, à l'exception des gîtes géothermiques de minime importance. c) Ouverture de travaux de forage de recherches d'hydrocarbures liquides ou gazeux. d) Ouverture de travaux de forage de puits pour les stockages souterrains de gaz naturel, d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux ou de produits chimiques à destination industrielle, à l'exception des ouvertures de travaux de puits de contrôle. e) Ouverture de travaux d'exploration de mines par forages, isolés ou sous forme de campagnes de forages, à l'exclusion des forages de moins de 100 mètres de profondeur, des forages de reconnaissance géologique, géophysique ou minière, des forages de surveillance ou de contrôle géotechnique, géologique ou hydrogéologique des exploitations minières et des forages pour étudier la stabilité des sols.	a) Forages pour l'approvisionnement en eau d'une profondeur supérieure ou égale à 50 m. b) Ouverture de travaux d'exploration de mines par forages de moins de 100 mètres de profondeur sous forme de campagne de forages. c) Ouverture de travaux de puits de contrôle pour les stockages souterrains de gaz naturel, d'hydrocarbures liquides, liquéfiés ou gazeux, de produits chimiques à destination industrielle. d) Autres forages en profondeur de plus de 100 m.

Différentes conditions d'implantation sont aussi imposées, mais ne qui peuvent être prises en compte qu'au niveau d'un projet.

Dans le cadre de cette étude, on se limite à la géothermie de minime importance, car au-delà :

- Les procédures sont infiniment plus lourdes et peu à même d'être gérées dans le cadre de projets sur un ou plusieurs îlots

- La demande des bâtiments concernés (chaleur et froid) n'entraînent pas un bénéfice net à aller plus bas (température de l'eau remonte progressivement) alors que les coûts sont eux bien plus importants

A noter néanmoins que les forages géothermiques de minime importance sont soumis à une procédure de cas par cas pour la mise en œuvre éventuellement d'une évaluation environnementale (étude d'impact et enquête publique) dès lors que la profondeur dépasse 100 m.

4.3.2. Cadre géologique

Le secteur d'étude se trouve au sud-ouest de la l'agglomération bordelaise. La disposition des terrains du sous-sol entre 0 et 200 m est illustrée à la Figure 29 par la coupe géologique NW – SE qui passe au droit de la zone d'étude.

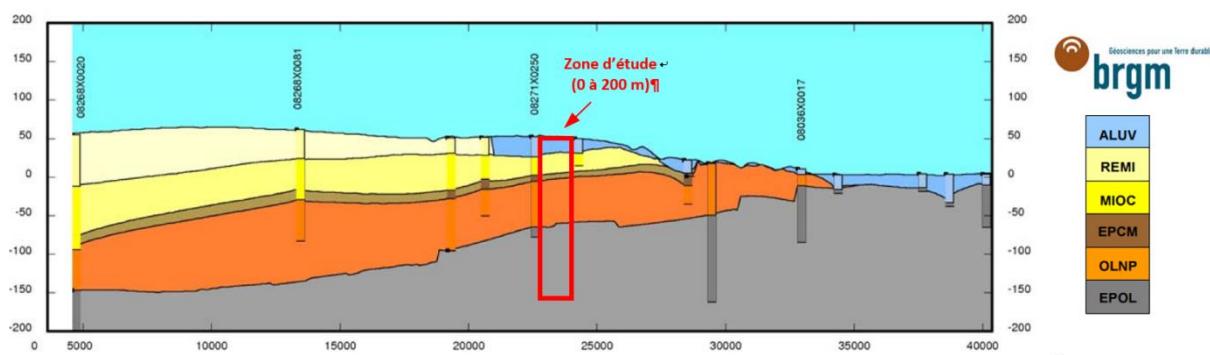


Figure 29 – Coupe géologique au droit de la zone d'étude (Source BRGM RP 58156-FR)

On note entre 0 et 200 m au droit de la zone d'étude la succession suivante :

- ALUV : les alluvions des hautes terrasses de la Garonne sur une hauteur de 15 à 20 m. Il s'agit d'alluvions globalement argilo-sableuses et argilo-graveleuses. La proximité de la transition avec les épandages de sables des landes à l'ouest peut donner lieu localement à des mélanges avec des sables du Plio-Quaternaire (REMI).
- MIOC : l'ensemble des terrains du Miocène est variable, composé de sables, faluns (amas coquilliers) et de niveaux calcaires gréseux et argileux. Ces terrains se biseautent vers l'Est et disparaissent entre Pessac et Talence
- EPCM : les niveaux argileux du sommet de l'Oligocène (argiles du Chattien).
- OLNP : les niveaux calcaires de l'Oligocène sur 40 à 50 m.
- EPOL : les marnes et argiles de la base de l'Oligocène et du sommet de l'Eocène.

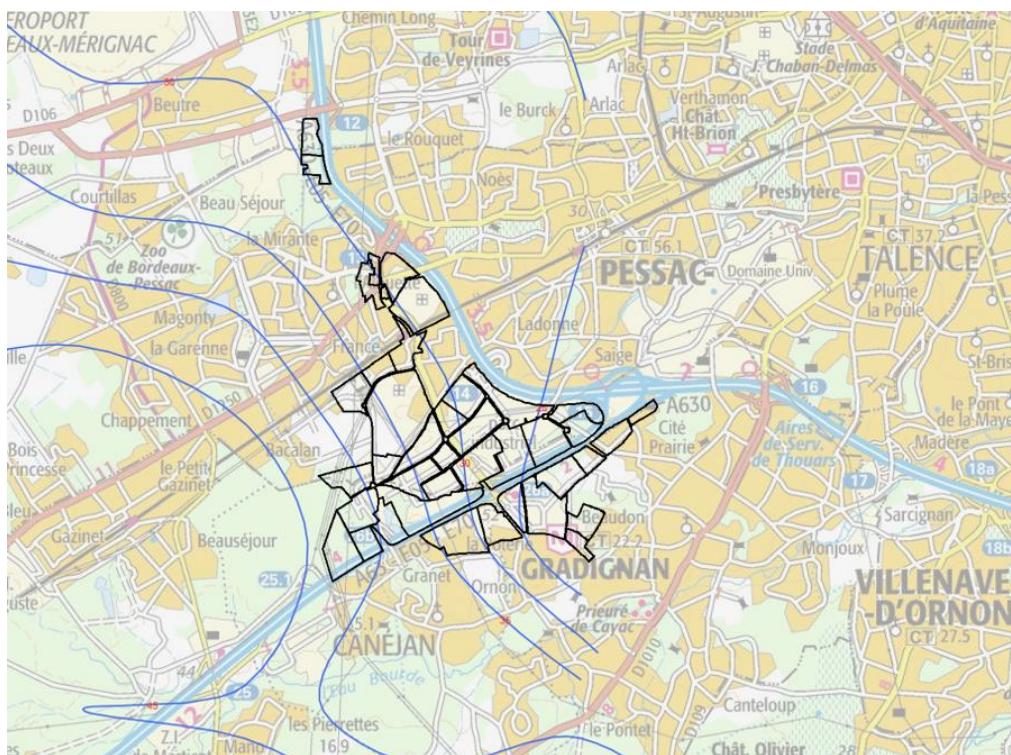
4.3.3. Cadre hydrogéologique

La Figure 29, basée sur le modèle MONA du BRGM permet de distinguer les 3 réservoirs présents au droit du site entre 0 et 200 m.

- le réservoir des alluvions (ALUV). Peu épais (15 à 20 m), il est d'une productivité aléatoire selon sa teneur en argile (de l'ordre de 1 à 15m³/h). Les eaux y sont de qualité médiocre, riches en fer et vulnérables aux pollutions de surface. Il peut être plus ou moins séparé du réservoir sous-jacent par des niveaux argileux. Son exploitation est limitée à des usages de type eau d'arrosage.

- Le réservoir du Miocène. Moyennement productif (de l'ordre de 10 à 40 m³/h), il fournit une eau de qualité assez moyenne du fait de sa relation plus ou moins marquée avec le réservoir des alluvions. L'eau y est riche en fer et il n'est pas exploité dans le secteur d'étude pour l'eau potable. Ses usages sont principalement de l'eau d'arrosage ou de l'eau industrielle.
- Le réservoir de l'Oligocène, présent sensiblement entre 50 et 120 m de profondeur. Le secteur d'étude se trouve proche de la zone d'affleurement de l'Oligocène et dans ce secteur la fissuration, voire la karstification des calcaires peut être notable et améliorer grandement la productivité. Des débits importants sont possibles, de l'ordre de 50 à plus de 200 m³/h. L'eau y est de bonne qualité et ce réservoir est exploité pour l'alimentation en eau potable au niveau de la zone d'étude.

Nous donnons respectivement à la Figure 30 et à la Figure 31 les cartes piézométriques de l'année 2015 des nappes du Miocène et de l'Oligocène.



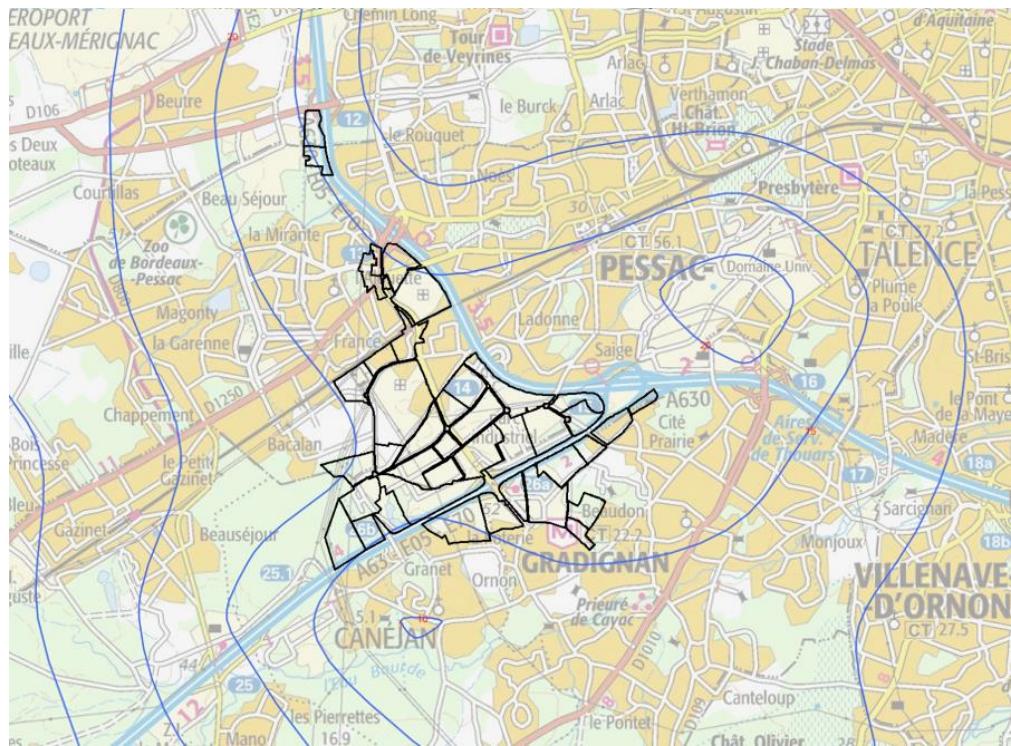


Figure 31 – Carte piézométrique de l’Oligocène, année 2015 (Source SIGES Aquitaine)

Les deux nappes s’écoulent au droit de la zone d’étude en direction du Nord-Est. La nappe de l’Oligocène présente un creux piézométrique au Nord Est de la zone d’étude (Est des îlots 1 et 2) en raison de l’exploitation pour l’eau potable (cf. infra). Le gradient moyen d’écoulement (pente de la nappe) est de 0.3 % pour la nappe du Miocène et de 0.6 % pour la nappe de l’Oligocène.

4.3.4. Usages existants

La carte de la Figure 32 présente la position des ouvrages recensés avec un volume de prélèvement déclaré, sur et à proximité de la zone d’étude et en fonction des différents réservoirs.

Nota : Il existe probablement des ouvrages dont le prélèvement ou/et l’existence ne sont pas déclarés. Il s’agit en général d’ouvrages particuliers utilisés pour l’arrosage et captant la nappe des alluvions, voire du Miocène. N’étant pas déclarés, ils ne peuvent être recensés ni pris en compte dans cette étude.

Le Tableau 15 donne les principales caractéristiques de ces ouvrages d’après la banque de données du Sous-Sol.

Tableau 15 - Caractéristiques des ouvrages exploités (- de 200 m) à proximité du secteur d’étude (Source SIGES Aquitaine et BSS)

Identifiant	Débit spécifique	Transmissivité	Usage	Réservoir	Volume prélevé en 2014 (m ³)	Lieu_dit
08271X0008	15.3 m ³ /h/m à 250 m ³ /h (trou nu)		AEP	Oligocène	1 181 111	JACOB
08271X0010	15.3 m ³ /h/m à 252 m ³ /h (trou nu)		AEP	Oligocène	1 009 243	JACOB
08271X0101	2 à 3 m ³ /h/m à 15 m ³ /h		Autre usage	Miocène	22 179	LES CASTORS
08271X0152	6.5 m ³ /h/m à 190 m ³ /h (trou nu)	2 à 3 10-3 m ² /s	AEP	Oligocène	1 040 518	PRINCESSE

08271X0237	9 m3/h/m	3.6 10-3 m2/s	AEP	Oligocène	807 854	CAP-DE-BOS
08271X0245	3 m3/h/m à 40 m3/h		Autre usage	Miocène	7340	STADE HT-LIVRAC
08271X0248	10 m3/h/m à 158 m3/h	5.3 10-3 m2/s	AEP	Oligocène	401 417	GRANET
08271X0250	8 m3/h/m à 150 m3/h		AEP	Oligocène	753 920	BACALAN
08271X0252			Individuel	Oligocène	0	LE PONTET
08271X0264	3.5 m3/h/m à 39 m3/h		Autre usage	Miocène	10 332	STADE CAP DE BOS
08271X0300	1.8 m3/h/m à 14 m3/h	7.9 10-4 m2/s	Autre usage	Oligocène	17 720	HALTE NAUTIQUE DE PESSAC
08271X0510			Autre usage	Oligocène	256	TERRAIN DE SPORTS - C.H.R. HAUT-LÉVÈQUE
08271X0511	3 m3/h/m à 15 m3/h		Autre usage	Miocène	169	C.H.R. HAUT LÉVÈQUE - MAISON DU HAUT LÉVÈQUE
08271X0524			Autre usage	Miocène	20 924	PARC JOZEREAU
08272X0018	5.3 m3/h/m à 80 m3/h		AEP	Oligocène	420 477	COQS-ROUGES
08272X0433			Autre usage	Oligocène	0	NOUVEAU STADIUM UNIVERSITAIRE
08272X0497	11 m3/h/m à 55 m3/h	1.3 10-3 m2/s	Autre usage	Oligocène	0	CENTRE D'ÉTUDES NUCLÉAIRES
08272X1330			Autre usage	Oligocène	118 853	MOULERENS

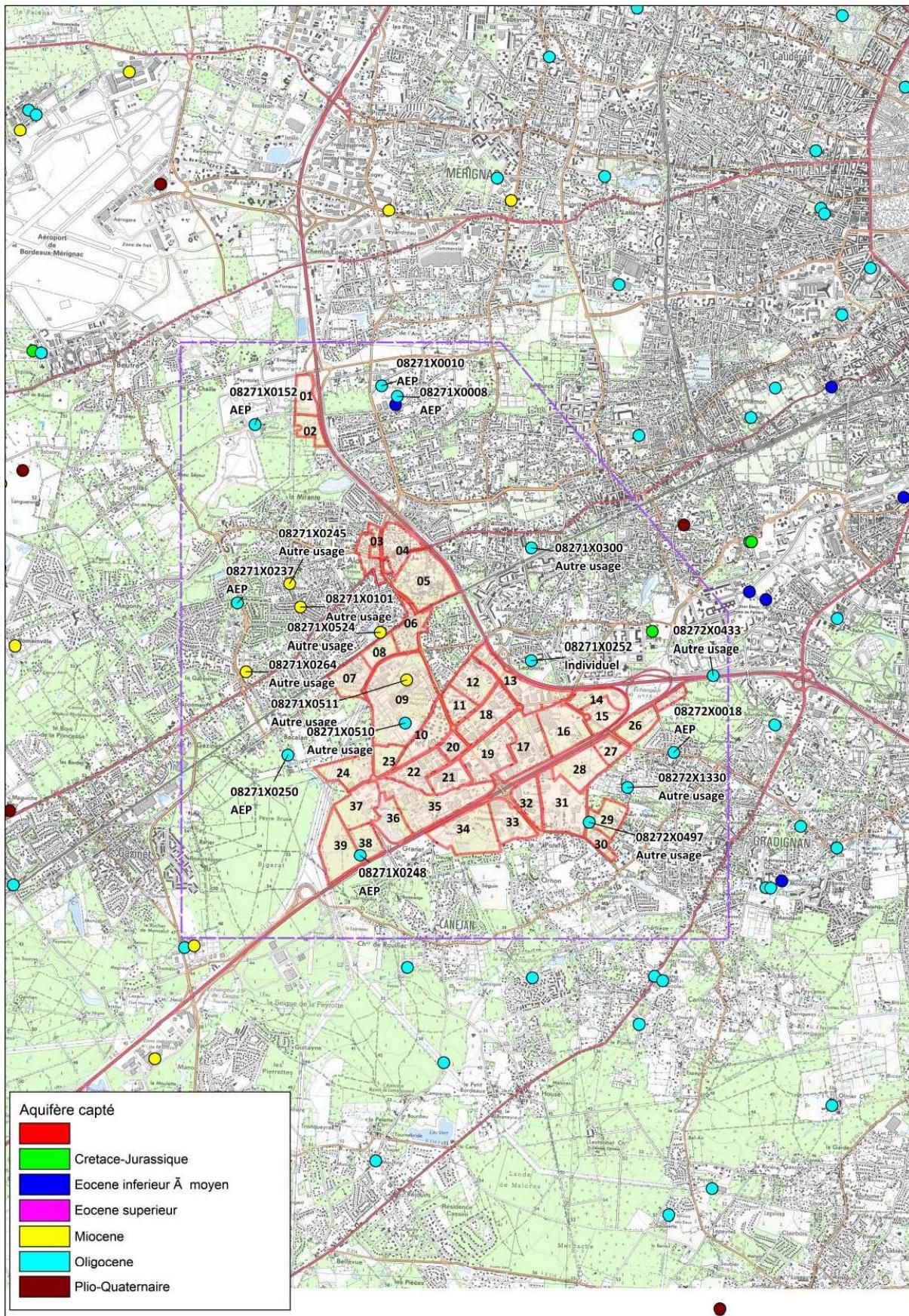


Figure 32 – Localisation des ouvrages exploités (- de 200 m) à proximité du secteur d'étude (Source SIGES Aquitaine et BSS)

Il ressort les principaux éléments suivants :

- aucun ouvrage de géothermie n'est recensé.
- le Miocène est uniquement exploité pour des usages d'arrosage (stades, espaces verts). certains de ces usages sont sur la zone d'étude (ilot 9).
- l'Oligocène est exploité principalement pour l'eau potable, un des ouvrages étant situé sur la zone d'étude (ilots 39/38). Les îlots 1 et 2 sont encadrés par trois forages exploitant l'Oligocène pour l'eau potable et totalisant une production annuelle de l'ordre de 3.2 Mm³/an.
- L'Oligocène est très productif, notamment dans le nord de la zone d'étude (îlots 1 et 2) où les débits testés atteignent 250 m³/h.
- le Miocène est beaucoup moins productif, les débits testés variant de 14 à 40 m³/h, avec des débits spécifiques de 1.8 à 3.5 m³/h par mètre de rabattement du niveau.

4.3.5. Contrainte réglementaires

Nous donnons à la Figure 33 la cartographie du zonage réglementaire de la minime importance.

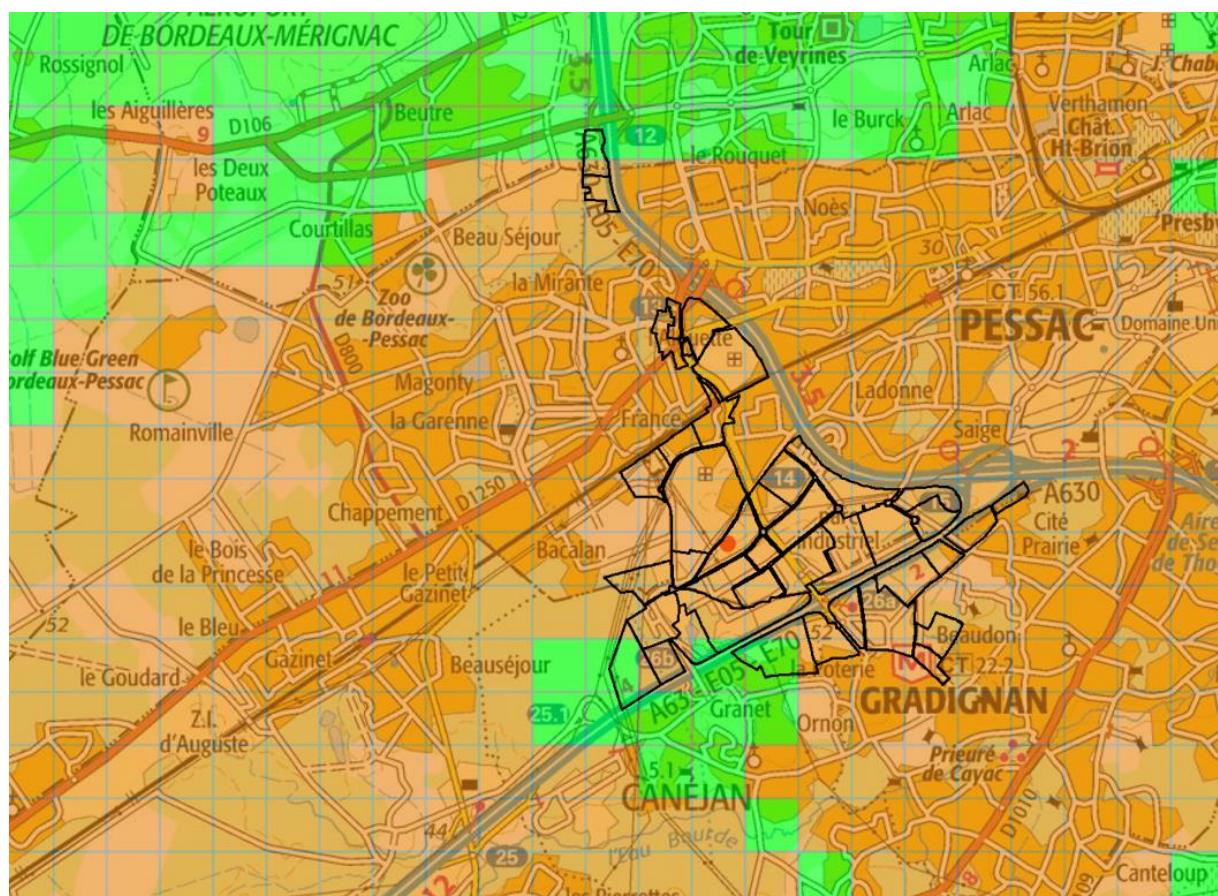


Figure 33 – Zonage réglementaire de la géothermie minime importance

La très grande majorité des îlots est en zone orange, imposant l'obtention d'un avis d'expert préalable à la déclaration du projet et la réalisation des travaux (classement lié au risque de mise en communication des différentes nappes). Des ouvrages créés dans les règles de l'art permettront d'obtenir l'accord pour le projet.

Pour les îlots 1 et 34, 35, 36 et 38, cet avis pourra ne pas être imposé selon l'emplacement du projet (zone verte).

4.3.6. Potentialités pour la géothermie sur nappe

4.3.6.1. Hypothèses retenues

Afin de déterminer les potentialités des différents réservoirs, les hypothèses suivantes ont été retenues :

- débit maximum : valeur des ouvrages au voisinage
- débit moyen sur six mois (saison de chauffe) : 50% du débit maximum. Les doublets géothermiques fonctionnent généralement avec un débit variable et un deltaT fixe pour s'adapter à la variation du besoin, le ratio étant généralement compris entre 50 et 75 %. C'est ce débit moyen qui conditionne la percée thermique. Il est retenu la valeur de 50 %.
- DeltaT : deux cas, 5 et 10 °C, correspondant aux moyennes de dimensionnement constatées pour les installations de surface ;
- Ecartement des forages du doublet : calcul simplifié à partir de formules analytiques à partir du gradient hydraulique des nappes (cf. supra) et des valeurs de transmissivité des ouvrages voisins. Pour le Miocène, il est retenu une valeur de $8 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$ et pour l'Oligocène une valeur de $2 \cdot 10^{-3} \text{ m}^2/\text{s}$. Il est retenu la valeur d'écartement permettant d'avoir un temps de percée supérieur à dix ans (abaissement de 0.5°C au puits producteur) dans le sens d'écoulement de la nappe (globalement Est-Ouest pour le Miocène et l'Oligocène).
- Coût des forages :
 - o Miocène : Ouvrage de 50 m de profondeur à 800 € HT/m.
 - o Oligocène : Ouvrage de 120 m de profondeur à 1000 € HT/m.
- Coût de l'équipement des forages (pompes, colonne d'exhaure et plongeuse, têtes de puit), fonction de la profondeur et du débit de pointe :
 - o Miocène : 30 000 € HT.
 - o Oligocène : 50 000 € HT.
- Coûts de la conduite de la boucle primaire : 300 € HT/ml (milieu urbain moyennement aménagé : parking, espaces verts, voirie éventuelle)

Nota : Ces hypothèses simplificatrices devront être précisées au niveau de chaque projet en fonction de ses caractéristiques réelles. Il s'agit de coûts travaux hors ingénierie.

4.3.6.2. Réservoir des alluvions.

Ce réservoir présente une qualité d'eau médiocre et des productivités aléatoires et faibles. **Il n'est pas considéré comme une cible potentielle.**

4.3.6.1. Réservoir du Miocène

Ce réservoir présente une potentialité moyenne : les débits sont faibles et la qualité de l'eau peut poser des problèmes en exploitation.

Les caractéristiques de ce potentiel (un doublet de forages) sont présentées au Tableau 16 - Potentialité géothermique du Miocène

Solution doublet et PAC sur nappe au Miocène	
Profondeur (bas du réservoir)	50 m ± 10 m
Débit de pointe	30 m3/h
Débit moyen	15 m3/h
Ecartement minimal	195 m
Température attendue de l'eau	14 °C
Puissance prélevable (deltaT 5° à 10 °C)	174 à 348 kW
Energie annuelle extraite (deltaT 5° à 10 °C)	381 à 762 MWh
Cout du doublet	Forages : 80 000 € HT
	Equipement : 30 000 € HT
	Conduite de liaison : 58 500 € HT
Facteurs de risque	Productivité et débit incertains, risques de colmatage fort (Fer et carbonates) induisant des coûts d'entretien notables (P2, 30 000 € HT tous les 3 à 5 ans, soit 75 000 € HT en moyenne sur 10 ans)

Tableau 16 - Potentialité géothermique du Miocène

Solution doublet et PAC sur nappe au Miocène	
Profondeur (bas du réservoir)	50 m ± 10 m
Débit de pointe	30 m3/h
Débit moyen	15 m3/h
Ecartement minimal	195 m
Température attendue de l'eau	14 °C
Puissance prélevable (deltaT 5° à 10 °C)	174 à 348 kW
Energie annuelle extraite (deltaT 5° à 10 °C)	381 à 762 MWh
Cout du doublet	Forages : 80 000 € HT
	Equipement : 30 000 € HT
	Conduite de liaison : 58 500 € HT
Facteurs de risque	Productivité et débit incertains, risques de colmatage fort (Fer et carbonates) induisant des coûts d'entretien notables (P2, 30 000 € HT tous les 3 à 5 ans, soit 75 000 € HT en moyenne sur 10 ans)

4.3.6.2. Réservoir de l'oligocène

Ce réservoir présente une potentialité forte : les débits sont importants et il peut être envisagé de fonctionner au débit maximal permis par le seuil réglementaire de la Minime Importance (ie 500 kW extrait de la nappe). La qualité de l'eau est bonne, et le risque de colmatage est modéré (uniquement précipitation carbonates), une exploitation en trou nu étant envisageable et limitant ces risques.

Les caractéristiques de ce potentiel (un doublet de forages) sont présentées au Tableau 17 - Potentialité géothermique de l'oligocène

Solution doublet et PAC sur nappe à l'Oligocène	
Profondeur (bas du réservoir)	120 m ± 10 m
Débit de pointe	80 m3/h (borné par seuil réglementaire)
Débit moyen	40 m3/h
Ecartement minimal	200 m
Température attendue de l'eau	16 °C
Puissance prélevable (deltaT 5° à 10 °C)	464 à 500 kW (bornée par le seuil réglementaire)
Energie annuelle extraite (deltaT 5° à 10 °C)	1016 à 1093 MWh
Cout du doublet	Forages : 240 000 € HT
	Equipement : 50 000 € HT
	Conduite de liaison : 60 000 € HT
Facteurs de risque	Risques de colmatage modérés (carbonates) induisant des coûts d'entretien modérés (P2, 40 000 € HT tous les 5 à 10 ans, soit 60 000 € HT sur 10 ans)

Tableau 17 - Potentialité géothermique de l'oligocène

Solution doublet et PAC sur nappe à l'Oligocène	
Profondeur (bas du réservoir)	120 m ± 10 m
Débit de pointe	80 m3/h (borné par seuil réglementaire)
Débit moyen	40 m3/h
Ecartement minimal	200 m
Température attendue de l'eau	16 °C
Puissance prélevable (deltaT 5° à 10 °C)	464 à 500 kW (bornée par le seuil réglementaire)
Energie annuelle extraite (deltaT 5° à 10 °C)	1016 à 1093 MWh
Cout du doublet	Forages : 240 000 € HT
	Equipement : 50 000 € HT
	Conduite de liaison : 60 000 € HT
Facteurs de risque	Risques de colmatage modérés (carbonates) induisant des coûts d'entretien modérés (P2,

	40 000 € HT tous les 5 à 10 ans, soit 60 000 € HT sur 10 ans)
--	---

4.3.6.3. Déclinaison en fonction des usages voisins.

Les potentialités décrites ci-dessus sont déclinées îlots par îlots dans le Tableau 18 ci-après en fonction des usages voisins (sous réserve d'étude approfondie et de la vérification des possibilités d'écartement).

Tableau 18 - Potentialité géothermique par îlot

N° d'îlot	Solution Miocène	Solution Oligocène
1		Oui sous réserve :
2	Oui	<ul style="list-style-type: none"> - De modélisation démontrant l'absence d'impact sur les captages AEP - D'un forage de reconnaissance permettant de vérifier le temps de percée (risque de circulation rapide si milieu karstique)
3		
4	Oui	
5		
6	Oui, conflit d'usage avec forage existant en amont à vérifier	Oui
7	Oui	
8	Oui, conflit d'usage avec forage existant au Nord à vérifier	
9	Oui partie Sud, conflit d'usage à vérifier	Oui partie Nord, conflit d'usage à vérifier
10		Oui, conflit d'usage avec forage îlot 9 à vérifier
11		Oui
12		Oui, conflit d'usage avec forage existant en aval à vérifier
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		Oui, conflit d'usage avec forage îlot 9 à vérifier
24	Oui	Oui
25		
26		Oui sous réserve d'une modélisation démontrant l'absence d'impact sur le captage AEP
27		
28		
29		
30		
31		
32		
33		
34		
35		
36		Oui sous réserve d'une modélisation démontrant l'absence d'impact sur le captage AEP
37		
38		Non

Ces potentialités par îlot sont présentées sur les cartes de la Figure 34.

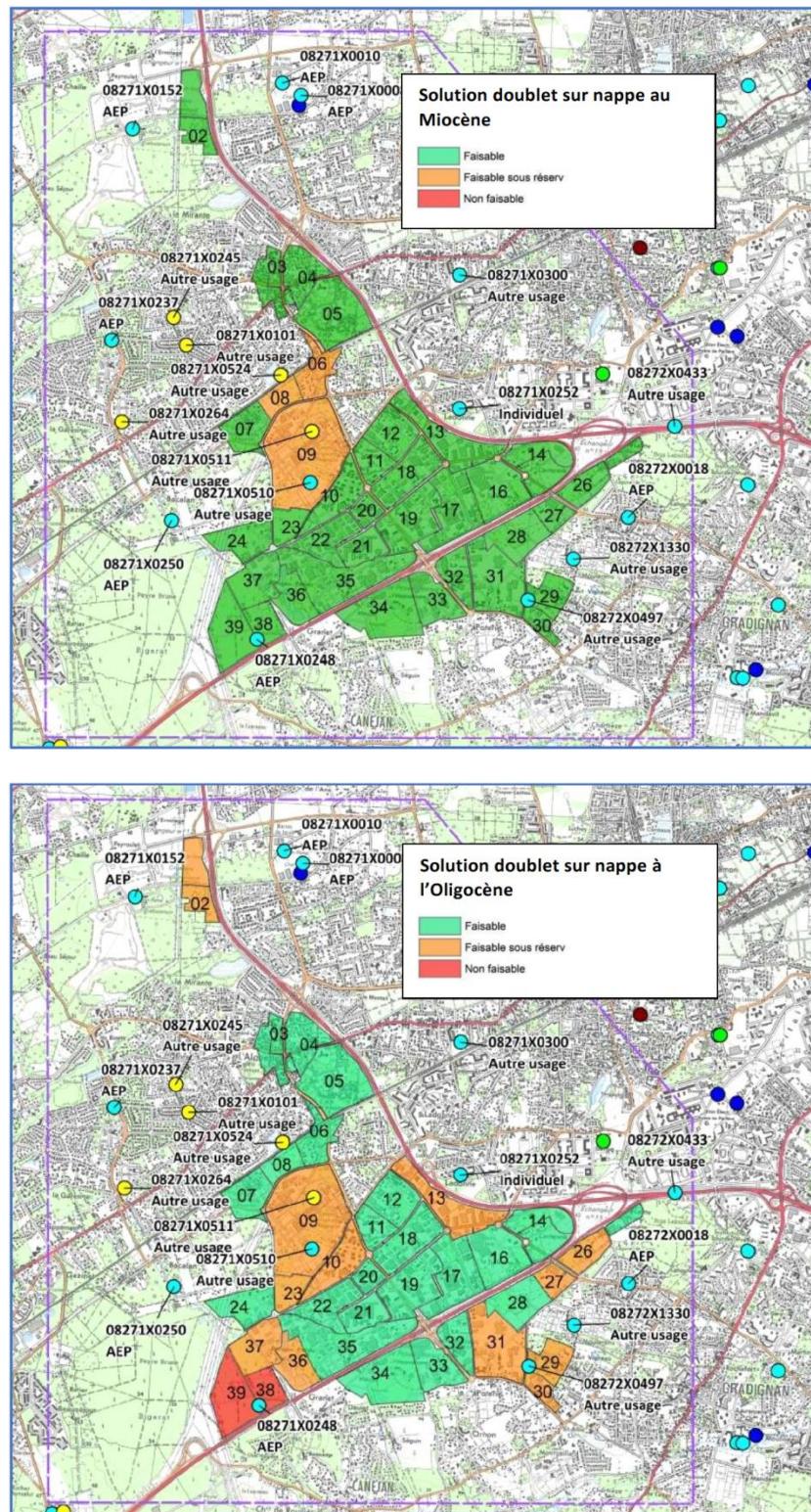


Figure 34 - Potentialité des solutions de géothermie sur nappe par îlot

4.3.7. Potentialités pour la géothermie sur sonde

4.3.7.1. Préambule

Un bâtiment peut aussi être alimenté par des sondes géothermiques verticales formant un champ de sondes. Les règles de bases de l'utilisation de ce type de solution sont les suivantes :

- une sonde de 200 m de profondeur (seuil de la GMI, l'optimum technico-économique pouvant être moins profond selon la nature des sols) produit en moyenne 50 W/m pour une utilisation de 2000 h par an. Il est donc possible de produire pour cette même durée 10 kW par sonde de 200 m de profondeur (seuil de la minime importance). La puissance totale à satisfaire peut donc être adaptée en multipliant le nombre de sonde jusqu'à concurrence de 500 kW (seuil réglementaire).
- **un champ de sonde ne fonctionne de manière efficace que s'il assure à la fois la satisfaction du besoin de chaud l'hiver et d'un besoin de froid équivalent l'été (dimensionnement complexe pour des projets neufs).** Dans la région bordelaise, le besoin de froid est en général supérieur au besoin de chaud, et en général le dimensionnement est effectué sur le besoin de chaud, l'équivalent en froid étant réinjecté l'été et le surplus étant évacué par des systèmes aéroréfrigérants. Dans ce cas le réseau de sonde peut être maillé et dense avec des espacements de 7 m environ
- L'équilibre économique d'un champ de sonde est généralement atteint lorsque le besoin de froid est satisfait par échange direct avec des émetteur à faible température (plancher réfrigérants, poutres thermiques), sinon le gain par rapport à une solution par échange sur l'air extérieur est faible.
- si le champ de sondes ne sert qu'à satisfaire le besoin de chaud, le champ de sonde à tendance à épuiser la chaleur du sol. Dans ce cas, le réseau ne peut être maillé et doit être réalisé sous forme de lignes parallèles et espacées de 20 à 30 m (ou sous forme de « L »), les sondes étant elles-mêmes espacées d'au moins 10 m.
- dans tous les cas, une modélisation du champ de sonde à partir des besoins est indispensable pour vérifier son fonctionnement à long terme. De même, la réalisation d'une sonde de test est impérative,技iquement et pour disposer des subventions de l'Ademe.
- Enfin, les sondes peuvent être placées sous tout type d'usage (y compris bâtiment)

En termes d'investissement, les coûts sont très variables selon la nature du sous-sol. Dans le cas présent, en raison de la présence de plusieurs nappes et de terrains très différents dont certains meubles, le coût de réalisation des sondes sera probablement très élevé. En effet les entreprises de forage de sonde sont équipées de matériel de faible envergure, peu à même d'affronter ces contraintes jusqu'à 200 m de profondeur. Le recours à un foreur d'eau sera probablement impératif, et le coût à considérer sera au minimum de 100 €/m.

4.3.7.2. Potentialité sur la zone d'étude

Le recours à un champ de sonde est techniquement envisageable sur l'intégralité de la zone d'étude. Des précautions seront toutefois à prévoir sur les îlots 38 et 39 compte tenu de la proximité du captage AEP.

Tableau 19 - Potentialité de la solution sondes géothermiques

Solution sonde géothermiques (avec PAC ou échange direct)	
Profondeur	Jusqu'à 200 m
Puissance prélevable	Jusqu'à 10 kW par sonde et jusqu'à 500 kW (bornée par le seuil réglementaire et la disponibilité foncière)
Energie annuelle extraite	1000 MWh dans la limite de 2000 h/an
Cout d'une sonde	A minima 20 000 € HT/sonde
Facteurs de risque	Risques de dérive des coûts, fortes contraintes foncières, contrainte de l'équilibre chaud/froid

En synthèse, pour des besoins importants et justifiant d'une puissance de 500 kW en chaud ou en froid avec un nombre d'heures important de fonctionnement, le coût de la solution champ de sonde est prohibitif par rapport à la solution sur nappe géothermique (1 M€ investissement versus 300 k€). Les sondes seraient en théorie intéressantes pour des projets de l'ordre de quelques milliers de m², approche par bâtiment plutôt qu'ilot (mais les coûts unitaires augmentent avec la baisse du nombre de sondes en raison du prix de l'aménée des machines), mais dans le cas du secteur d'étude l'hétérogénéité du sous-sol reste, ainsi que les coûts associés, un facteur très limitant.

4.4. Evaluation du potentiel photovoltaïque

4.4.1. Description de la solution et contraintes de mise en œuvre

L'énergie solaire peut être valorisée pour des usages électriques ou thermiques selon la solution utilisée.

Le solaire photovoltaïque est une solution de production d'électricité renouvelable. Les modules photovoltaïques produisent un courant continu, transformé en courant alternatif par un onduleur avant d'être injecté sur le réseau de distribution ou autoconsommé (sur site ou avec connexion au réseau permettant d'injecter la production excédentaire).

Compte tenu du contexte urbain de la zone d'aménagement, nous supposons ici des installations en toitures. Si des éléments de programmation plus précis sont connus au cours de l'étude, on pourra envisager par exemple des installations en ombrières de parking voire en couverture de cheminements piétons ou pistes cyclables. L'enjeu en est important dans la mesure où il est vraisemblable que les surfaces dédiées au parking, notamment en surface, seront bien supérieures aux surfaces des toitures.

Les installations de panneaux solaires photovoltaïques doivent être intégrées aux demandes de permis de construire pour les bâtiments neufs. Pour les bâtiments existants, une déclaration préalable est nécessaire.

L'installation de panneaux solaires, qu'ils soient photovoltaïques ou thermiques, peut se heurter à des contraintes patrimoniales. La carte ci-après présente la localisation des sites et bâtiments classés ou inscrits, ainsi que le périmètre de 500m autour des ces bâtiments dans lequel l'avis des Architectes des bâtiments de France est nécessaire pour envisager une installation. On constate que ces contraintes concernent seulement les îlots 31, 32, 33, 34. Dans ces zones, les covisibilités avec les bâtiments classés ou inscrits devront être étudiées, mais ne sont pas, a priori, rédhibitoires.

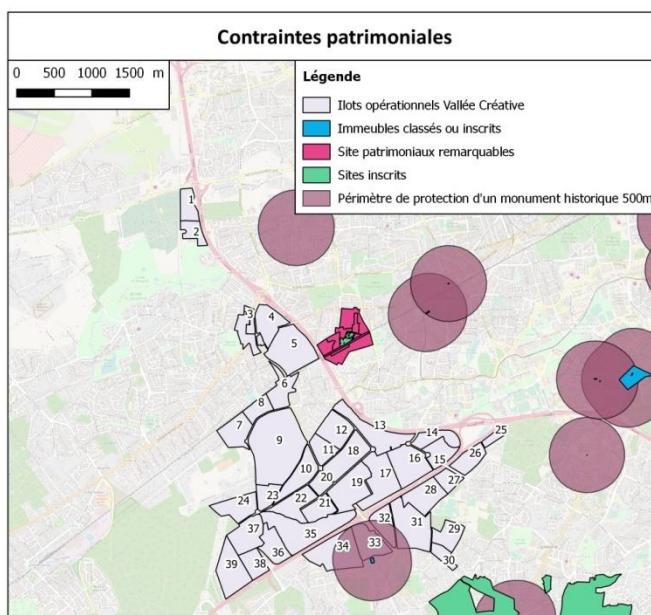


Figure 35 - Carte des contraintes patrimoniales sur la zone de la Vallée Créative

4.4.2. 2 scénarios envisageables

Le potentiel photovoltaïque dépend de deux critères :

- L'ensoleillement reçu
- La surface disponible pour l'installation des panneaux

Le premier critère ne variera pas, quel que soit le scénario choisi. Le second dépend du scénario. Dans le cas de la production photovoltaïque on peut principalement envisager deux scénarios :

- Un scénario maximaliste avec une installation de la surface de panneaux PV⁷ la plus grande possible
 - Un scénario « autoconsommation » dans lequel on limite la production PV au besoin électrique du bâtiment qui l'accueille (talon d'écoulement de la production).
- Encore peu développée car jusqu'à présent peu intéressante financièrement au vu des tarifs d'achat des kWh PV produits, l'autoconsommation connaît désormais un regain d'intérêt et bénéficie de nouvelles possibilités depuis le Décret n° 2017-676 du 28 avril 2017 qui envisage

⁷ PV : photovoltaïque

l'autoconsommation collective. A noter que calibrer un dispositif d'autoconsommation suppose de tabler sur une pérennité du besoin et de très bien connaître ce besoin ce qui n'est pas forcément évident pour des bâtiments neufs.

A court et moyen terme, l'atteinte de la parité réseau aura lieu (ie le moment où la production PV sera moins chère que l'achat à un producteur).

Ce second scénario sera envisagé au cours de la phase 2 en fonction des choix relatifs à l'électricité.

4.4.3. Hypothèses

Afin d'évaluer le potentiel PV maximal, nous avons fait une série d'hypothèses :

- Toitures plates
- Inclinaison des modules PV à 35°
- Orientation Sud
- Productible : 1 270 kWh/kWc installé
- Puissance modules PV : 120 Wc/m² (donc productible par m² de panneau de 150 kWh/an, c'est-à-dire les besoins annuels de bâtiments neufs d'environ 2 m² hors besoin thermique)
- Installation sur la totalité des toitures, quelle que soit la typologie de bâtiment : existants conservés et constructions nouvelles, en intégrant toutes les phases d'aménagement

Il faut noter que cette dernière hypothèse est valable seulement dans le cas où aucun autre usage de la toiture n'est fait. Dans le cas par exemple d'un recours à du solaire thermique, il y aura une concurrence entre les 2 usages, le potentiel d'une solution venant au détriment de l'autre.

Dans l'attente des éléments en cours d'élaboration du plan guide, nous avons également pris les hypothèses de nombres de niveaux par bâtiment proposées par Bordeaux Métropole :

Tableau 20 - Hypothèse du nombre de niveaux par typologie de bâtiment

	Nombre de niveaux
Bureaux	4
Activités	1
Commerces	1
Hôtellerie	4
Logement	3
Logement aidé	3
Equipements	2

Cette hypothèse nous permet de déduire la surface de toiture en fonction de la surface de plancher pour chaque îlot.

4.4.4. Méthode de calcul

4.4.4.1. Scénario maximaliste

Les panneaux sont installés par rangées, fixés à la structure de la toiture. Afin de ne pas créer d'ombrages entre les rangées, ce qui viendrait impacter à la baisse la production, on considère qu'il est nécessaire d'espacer les rangées de 3 fois la hauteur de chaque rangée.

Un calcul intégrant l'inclinaison des panneaux, nous donnent donc le ratio suivant : la surface de panneaux pouvant être installée est égale à 33% de la surface de la toiture. Ce calcul est fourni en [Erreur ! Source du renvoi introuvable..](#)

En intégrant le fait qu'il existe également des acrotères tout autours des toitures, dont il est également nécessaire de s'éloigner, ainsi que par exemple des bouches d'aération, on retient un pourcentage de 30%. L'évaluation de la puissance maximale pouvant être installée correspond donc à une surface égale à 30% de la toiture.

La surface totale de toiture pouvant être équipée est de l'ordre de 956 400 m², soit une surface de panneaux de l'ordre de 287 000 m².

La carte ci-après présente la production maximale envisageable par îlot. Son total s'élève à 48 100 MWh pour une puissance crête installée de l'ordre de 37 900 kWc.

Nota : Le S3REnR (Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables) s'applique pour le raccordement des installations de puissance supérieure ou égale à 100 kVA. Ce schéma définit les puissances réservées pour le raccordement des installations de production par poste source, et définit une quote-part à payer pour le raccordement des installations. Cette quote-part, qui doit être payée en plus des installations nécessaires au raccordement des installations, correspond à une mutualisation à l'échelle régionale des coûts des modifications du réseau prévues dans le S3REnR. La quote-part unitaire du S3REnR Aquitaine est de 23,21 k€ par MW.

Cette puissance est bien supérieure à la capacité réservée au titre du S3REnR sur les postes sources environnants (voir partie 4.4.5), qui s'élève à 2 MWc. Cependant, les disponibilités sur le réseau HTB 1 (réseau en amont des postes sources) permettrait l'injection de plus de 30 MWc de production EnR. Dans le cas où plus de 2 MWc seraient installés, les valeurs du S3REnR devrait être augmentée (arrêté du préfet de région après instruction).

La carte présente également l'emplacement de la centrale solaire photovoltaïque existante présentée en détail au paragraphe 4.1.

A noter que ce potentiel global correspond à multiplier par 10 la production actuelle de cette centrale.

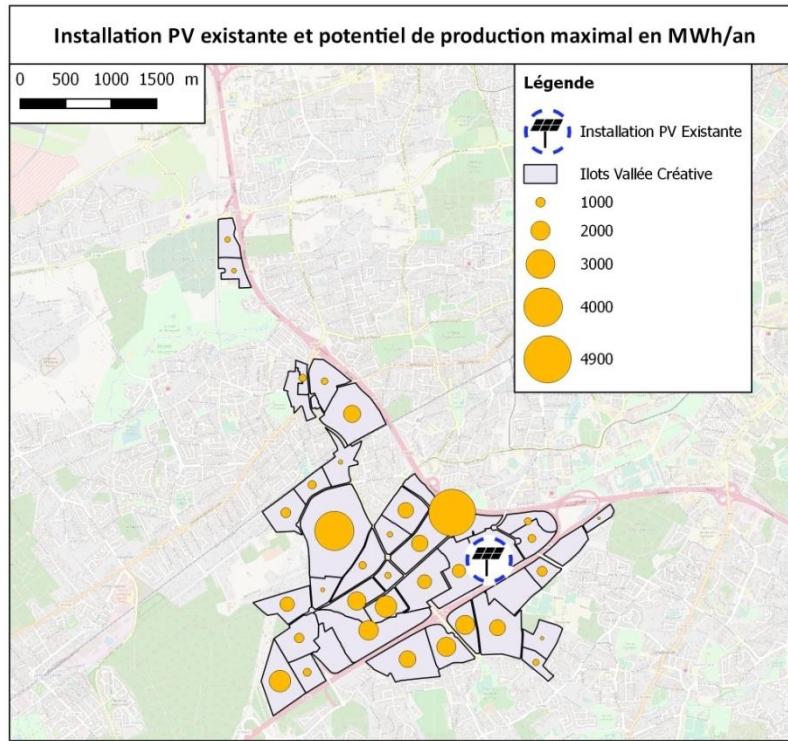


Figure 36 - Potentiel de production PV maximal

Nous avons également eu connaissance d'un projet d'installation photovoltaïque sur le site du Bourgailh (zone en bleue sur l'image ci-dessous) devant être réalisé à horizon 2020 (5 MW installés).

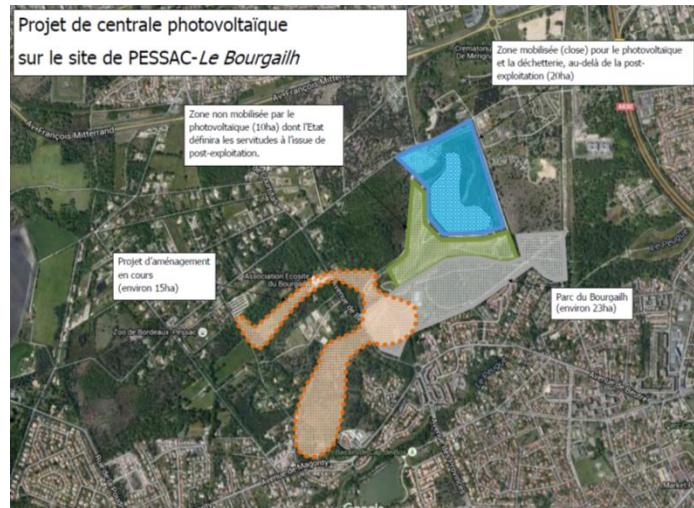


Figure 37 - Projet de centrale solaire photovoltaïque du Bourgailh (Source : Bordeaux Métropole)

4.4.4.2. Scénario autoconsommation

Dans le scénario autoconsommation, la production, et donc la quantité de modules photovoltaïques installée, dépendent de la consommation électrique du bâtiment. En effet, afin d'atteindre le taux d'autoconsommation fixée, la production ne doit pas excéder la quantité d'électricité nécessaire au

bâtiment. Même s'il est plus probable que la production PV soit limitée par cette contrainte de l'autoconsommation, on s'assure toutefois que la surface de toiture n'est pas limitative.

Les autres hypothèses d'installation sont identiques à celles du scénario maximaliste.

Dans le cadre réglementaire actuel, l'autoconsommation collective a lieu à l'échelle de la zone de desserte d'un poste HTA/BT. Chaque îlot comprend environ 3 ou 4 postes HTA/BT.

Le calcul du taux d'autoconsommation repose sur la modélisation précise des consommations et des productions. Cette modélisation au pas demi-horaire sera réalisée en seconde phase, sur les îlots identifiés comme pertinents pour la mise en place de cette solution.

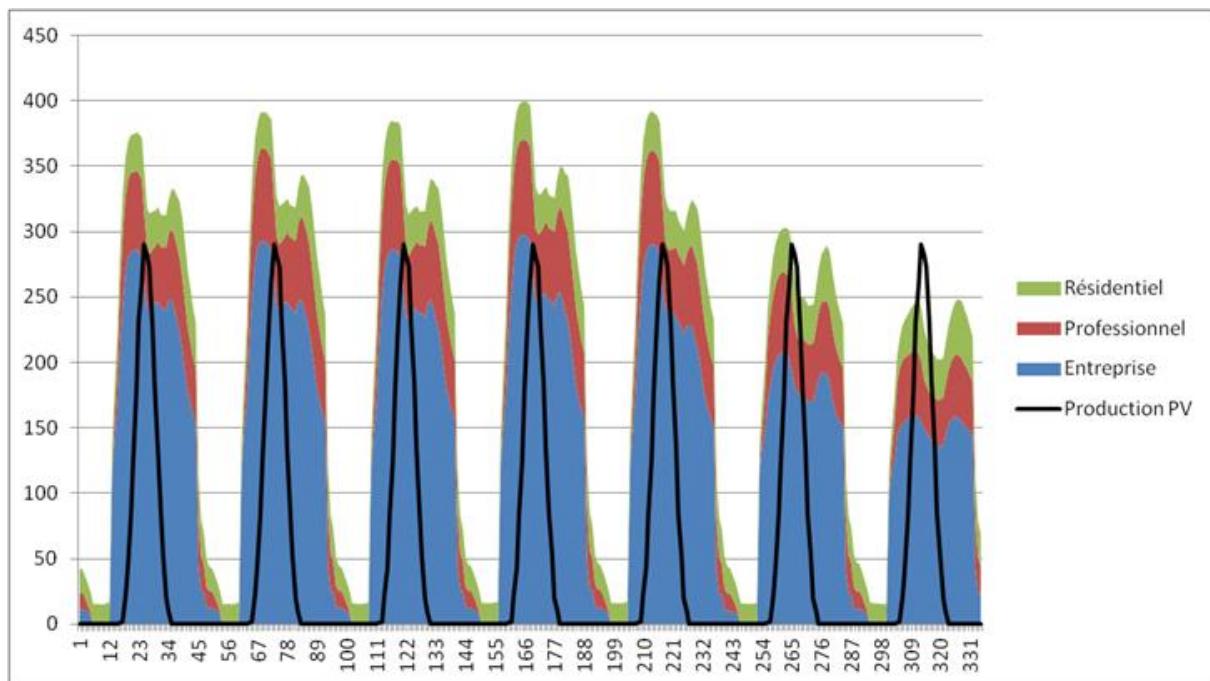


Figure 38 - Modélisation au pas demi-horaire des consommations par typologie et des productions sur une semaine

Cette modélisation pourra également être utilisée afin d'évaluer l'intérêt d'actions de maîtrise de la demande pour les îlots (flexibilité, stockage, écrêtement). Le profil Recoflux prend en compte l'intermittence des usages et des activités. Cependant, cette méthode a tendance à lisser les courbes de consommation par rapport à la réalité sur des mailles géographiques restreintes.

L'autoconsommation présente plusieurs avantages :

- Si elle est réalisée intelligemment, elle peut permettre d'éviter des renforcements du réseau électrique,
- Cadre tarifaire actuel qui peut être plus avantageux que l'injection directe selon les cas.

4.4.5. Contraintes réseautiques

Le raccordement d'installations de production peut s'effectuer à différents niveaux de tension, dépendant principalement des niveaux de puissance. La figure ci-dessous résume les différentes solutions de raccordement sur le réseau de distribution, selon les niveaux de puissance.

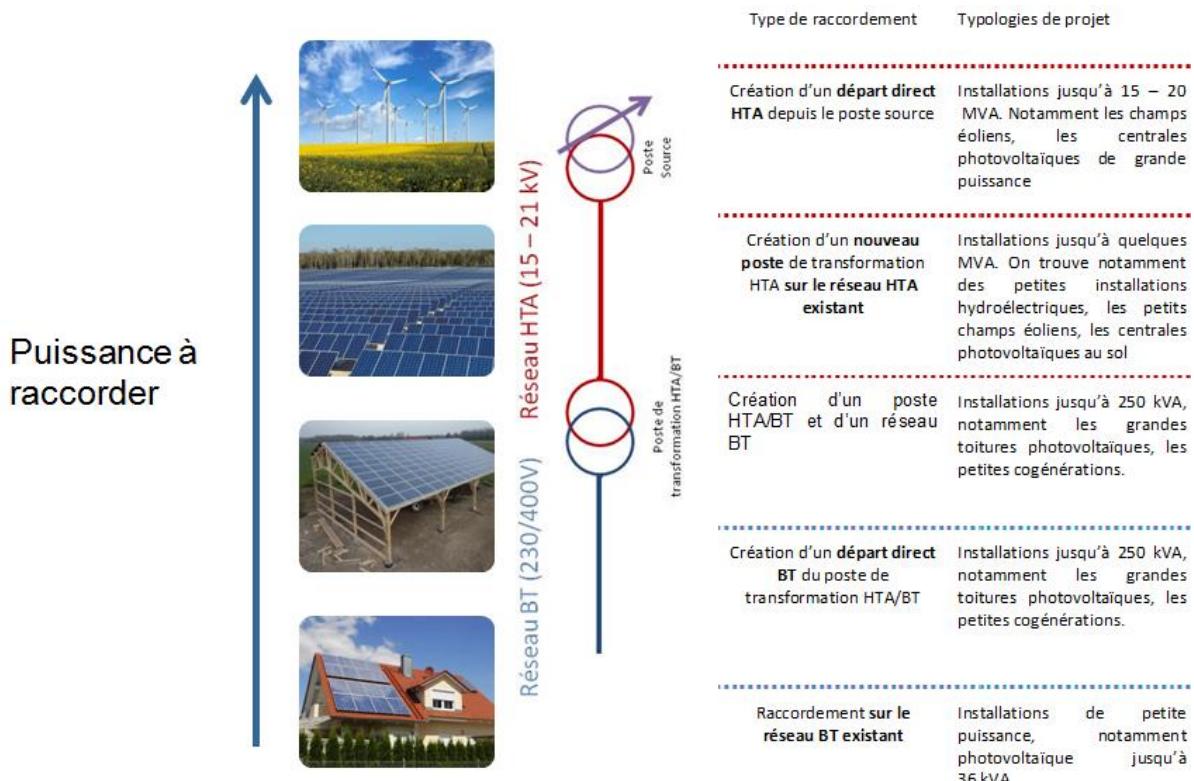


Figure 39 - Possibilité de raccordement sur le réseau de distribution

Une demande de raccordement donne lieu à une étude technique, afin de vérifier que l'ajout d'un élément de production sur le réseau ne provoque pas de contraintes de tension (surtension locale) ou d'intensité sur les éléments amont.

4.4.5.1. Raccordement sur le réseau BT existant

Il est possible de se raccorder sur le réseau BT existant, pour des installations jusqu'à 36 kVA. Ce raccordement est généralement facturé au barème Enedis⁸. Tout le périmètre de Vallée Créative est situé en Zone de Raccordement 3 (ZE 3)⁹. Dans le cas où le réseau BT est situé à proximité du site de production, et que seul le branchement est à réaliser, le raccordement au réseau BT existant est facturé de 1854,4 €HT (moins de 6 kVA) à 1909 €HT (moins de 36 kVA).

⁸ http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-PRO-RAC_03E.pdf Barème de facturation des raccordements au réseau

⁹ <http://www.enedis.fr/document/zone-raccordement-commune> Zone de raccordement par commune

Note sur la réfaction

Les prestations d'Enedis peuvent faire l'objet de réfaction. Le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité), payé par tous les usagers sur leur facture d'électricité est utilisé pour couvrir une partie des frais de raccordement. À l'heure actuelle, les raccordements en soutirage suivant la Proposition Technique de Référence d'Enedis font l'objet de réfaction :

- 60% du montant dû est payé par le demandeur ;
- 40% du montant est financé par Enedis, qui est rémunéré par le TURPE en conséquence.

Les raccordements de production **ne font pas l'objet de réfaction actuellement**. Une modification de cette règle devrait voir le jour d'ici à 2018, ce qui se traduirait par une baisse des coûts de raccordement pour le demandeur.

4.4.5.2. Crédit d'un départ BT dédié

Au-delà de 36 kVA, il devient nécessaire de créer un départ BT dédié pour raccorder l'installation de production. Il s'agit d'une branche de réseau BT, partant du poste de transformation HTA/BT sur lequel seul le producteur est raccordé. Cette solution permet d'éviter les coûts de création d'un poste de transformation HTA/BT (facturé 34 298 €HT en ZE3) et de réseau HTA (facturé 148.40 €HT par mètre linéaire en ZE3). Sous couvert de respect du plan de tension, cette solution permet le raccordement de moyen de production de taille importante (jusqu'à 250 kVA) en limitant les coûts de raccordement.

4.4.5.3. Crédit d'un poste HTA/BT

Si le raccordement par création d'un départ dédié n'est pas possible, la création de réseau HTA et d'un poste de transformation HTA/BT devient nécessaire.

4.4.5.4. Raccordement sur le réseau HTA

Pour les puissances importantes (supérieures à 250 kVA), le raccordement s'effectue sur le réseau HTA, le prix étant fixé au canevas technique (coût par ouvrage à créer).

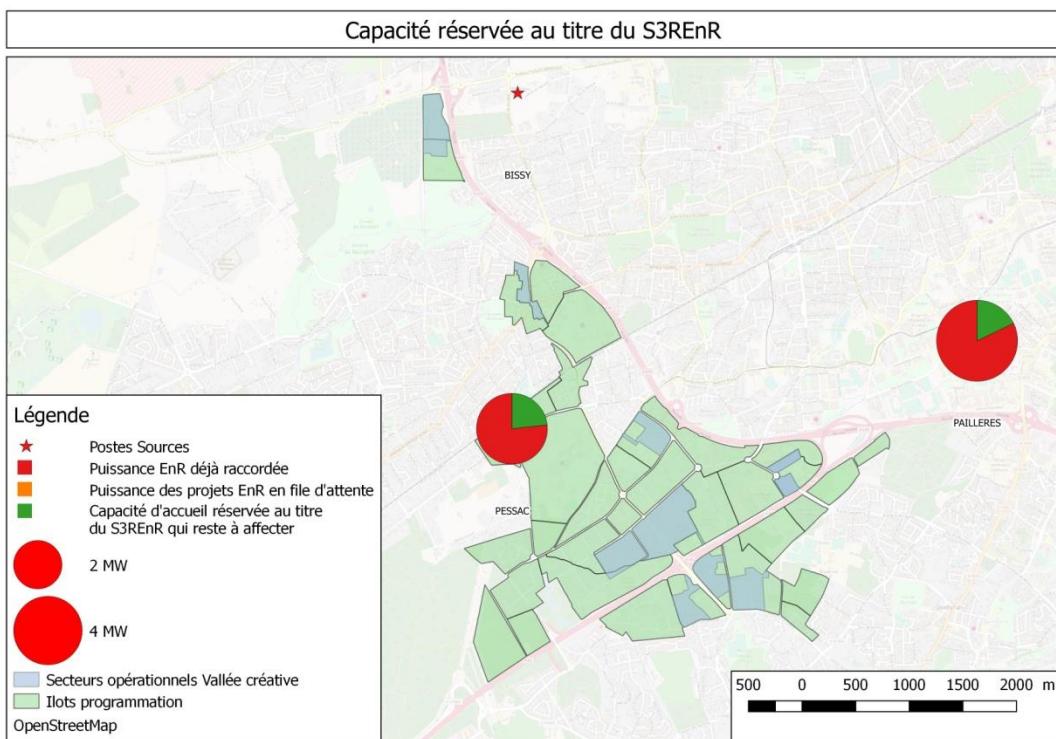


Figure 40 - Capacité réservée au titre du S3REnR

Les postes sources de Pessac et Paillères disposent de faibles capacités réservées disponibles au titre du S3REnR, environ 1 MW chacun. Cela ne signifie pas pour autant que cela corresponde à la réalité technique.

4.4.6. Eléments d'analyse économique

Les coûts d'investissement pour une centrale photovoltaïque intègrent les éléments techniques : modules, onduleurs, câbles, les structures, etc... Ces coûts sont de l'ordre de 1 600 – 2 000 €/ kWc pour des installations de quelques dizaines de kilowatt à environ 1 MWc.

A cela s'ajoute les coûts de raccordement au réseau électrique dont les contraintes sont présentées dans le paragraphe précédent.

Les coûts d'exploitation sont de l'ordre de 43 à 49 €/kW¹⁰ pour une installation de moins de 100 kWc, est de 28 – 35 €/kW pour une installation de 100 kWc à 1 MW.

L'arrêté tarifaire du 9 mai 2017 définit les tarifs d'achat pour les installations inférieures à 100 kWc. Pour les types d'installations que nous avons envisagées, les tarifs auxquels pourraient prétendre les installations aujourd'hui seraient les suivants pour une vente en totalité de la production :

- ≤ 36 kWc : 12,07 c€/kWh
- ≤ 100 kWc : 11,46 c€/kWh

Dans le scénario d'autoconsommation, avec une vente du surplus, les installations bénéficieraient aujourd'hui :

¹⁰ Source : ADEME

- $\leq 36 \text{ kWc}$: 0,19 c€/Wc de prime à l'investissement et 6 c€/kWh d'électricité injectée
- $\leq 100 \text{ kWc}$: 0,09 c€/Wc de prime à l'investissement et 6 c€/kWh d'électricité injectée

L'ensemble de ces tarifs sera revu trimestriellement par des coefficients de dégressivité et d'indexation.

Pour les installations de puissance supérieure à 100 kWc, il s'agit d'une procédure d'appel d'offres, avec un prix d'achat en-deçà de 500 kWc, et un prix de complément de rémunération au-delà de 500 kWc.

4.5. Le potentiel solaire thermique

4.5.1. Description de la solution et contrainte

La ressource en solaire thermique dépend également de l'irradiation solaire. Les panneaux solaires thermiques permettent le chauffage d'un fluide caloporteur qui chauffe l'eau froide. Une chaudière d'appoint est ensuite utilisée si nécessaire pour porter l'eau chaude sanitaire à sa température d'utilisation, 55°C minimum afin d'éviter la propagation de légionnelles. Il est nécessaire que le bâtiment soit équipé d'un système de distribution de l'ECS collectif.

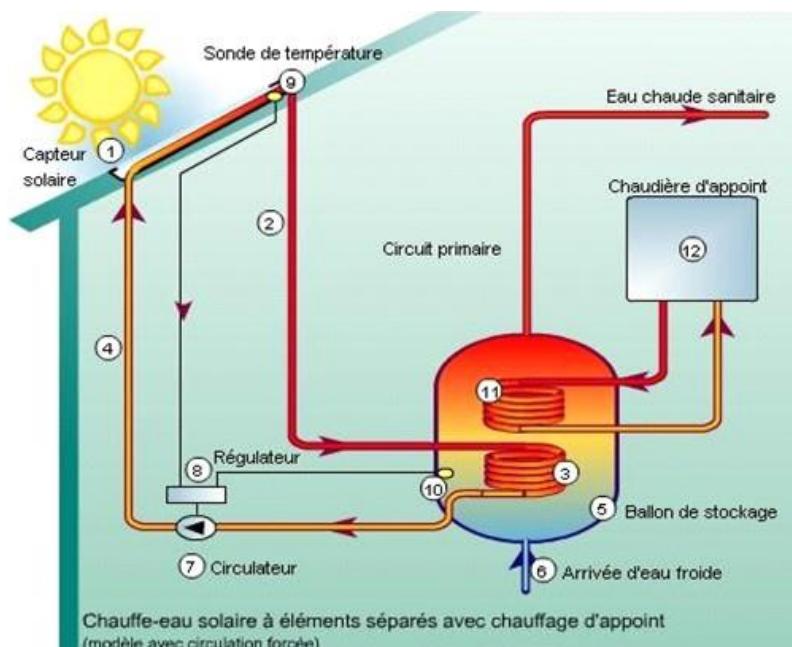


Figure 41 - Schéma de principe d'une installation solaire thermique de production d'ECS

Cette solution répond uniquement aux besoins d'ECS (une réponse aux besoins de chauffage est envisageable dans d'autres contextes que la Vallée Créative, pour des logements individuels notamment). Les panneaux sont dimensionnés de façon à couvrir 50% des besoins d'ECS annuels car un taux de couverture supérieur pourrait entraîner des surchauffes en été.

Ces panneaux sont installés en toiture, inclinés sur des supports lorsque la toiture est plate comme dans nos hypothèses. La superficie nécessaire n'est pas très importante, toutefois dans le cas

d'immeubles collectifs à plusieurs étages, il faut s'assurer que la surface de toiture est suffisante pour couvrir les besoins de l'ensemble du bâtiment. Bien entendu, cette installation viendrait en concurrence de l'installation de modules photovoltaïques. Un arbitrage sera donc nécessaire sur les bâtiments où les deux solutions sont envisageables.

Contrairement aux panneaux solaires photovoltaïques qui produisent de l'électricité dont la consommation doit être instantanée en l'absence de stockage, les panneaux solaires thermiques produisent de l'eau chaude qui peut être stockée dans un ballon d'eau chaude durant une journée au moins. Le taux de couverture des besoins d'Eau Chaude Sanitaire par le solaire thermique dépend donc d'une correspondance saisonnière entre besoins et ressource, mais pas d'une simultanéité exacte des besoins.

Il faut noter qu'aujourd'hui l'installation de panneaux solaires thermiques est quasi systématique pour répondre aux normes de la RT 2012 lorsque les autres systèmes, en particulier le système de chauffage, ne prévoient pas de recours aux EnR (chaudière gaz à condensation par exemple).

4.5.2. Evaluation du potentiel

Les panneaux solaires thermiques étant dimensionnés pour couvrir 50 % des besoins en ECS, le potentiel dépend essentiellement de ces besoins. Le tableau ci-après synthétise la consommation d'ECS évaluée pour chaque scénario et la production solaire thermique envisageable associée. Nous en déduisons le taux de couverture que cela représenterait pour l'ensemble des besoins de chaleur de la zone. Compte-tenu de la faible part des besoins d'ECS dans les besoins de chaleur totaux, ces taux sont très faibles.

Il faut toutefois souligner que les seuls besoins d'ECS pris en compte sont ceux des logements, des hôtels et du CHU, site de Haut-Lévêque. Il est possible que certains bâtiments tertiaires ou d'activités aient in fine des besoins d'ECS non pris en compte à ce stade.

Tableau 21 - Evaluation du potentiel solaire thermique

	Consommation ECS MWh	Couverture envisagable par la récupération de chaleur sur eaux grises en sortie de bâtiment MWh	Soit en % des consommations totales de chaleur
Scénario de référence	13 705	10 279	10%
Energie 2	13 167	9 875	10%
Bepos 2017	12 752	9 564	10%

Nous allons voir dans le paragraphe suivant que la productivité recherchée pour les panneaux est de 550 kWh utile/m². On aurait ainsi environ 12 460 m² de panneaux dans le scénario de référence, 11 970 m² dans le scénario Energie 2 et 11 590 m² dans le scénario BBC 2017.

Si nous nous intéressons à la surface de toiture disponible pour les bâtiments utilisant de l'ECS, les logements et l'hôtellerie (hors CHU donc), d'après les hypothèses présentées au paragraphe 4.4, celle-ci est de l'ordre de 41 470 m², suffisante pour accueillir la surface de panneaux solaires thermiques nécessaire à la couverture de 50% des besoins d'ECS. Ceci est vrai hors utilisation en totalité de la toiture pour l'installation de modules photovoltaïques.

4.5.3. Éléments d'analyse économique

L'ADEME annonce des coûts d'investissement de l'ordre de 1 000 €HT à 1 200 €HT par m² de panneau solaire. Les coûts d'exploitation se résument à des coûts de maintenance peu significatifs.

Le fonds chaleur 2017 prévoit une aide au financement des projets d'au moins 25 m² dans les cas suivants :

- Logement collectif
- Secteur hospitalier
- Tertiaire, industrie
- Hôtels

Les logements et hôtels de la zone pourraient donc bénéficier de cette aide, ainsi que le site Haut-Levêque du CHU.

Le fonds chaleur propose une division de la France en 3 zones afin de fixer pour chacune d'elle une productivité plancher. Bordeaux se trouve dans la zone Sud dans laquelle la productivité doit être au moins égale à 400 kWh utile/m² de capteur solaire, la productivité recherchée étant de 550 kWh utile/m² de capteur.

Le montant de l'aide forfaitaire accordée pour une installation entre 25 m² et 100 m² de panneaux est de 600 € / tep (sur 20 ans).

4.6. Le potentiel biomasse

La biomasse est la ressource envisagée dans le scénario de projet du réseau de chaleur intra/extrarocade et traitée dans ce cadre

Si ce projet ne se réalisait pas (ou pour les îlots non couverts), On pourra envisager le recours à la biomasse pour des bâtiments particulier ou des groupes de bâtiments, pour la fourniture de chauffage et d'ECS, par le biais de petites chaudières collectives. Afin de rentabiliser l'investissement, il est préférable de réserver ce type de solution à un bâtiment ayant également des besoins d'ECS afin que la chaudière soit utilisée toute l'année. Ce type de solution serait approprié pour les logements ou les hôtels par exemple. Son déploiement reste néanmoins très marginal compte tenu du surcoût d'investissement et des contraintes d'exploitation associées.

Les coûts d'investissement pour ce type de solutions sont de l'ordre de 600 à 800 €HT/kW.

4.7. Le potentiel de récupération d'énergie sur les réseaux d'eaux usées

4.7.1. Sur collecteurs

La récupération de chaleur sur les eaux usées consiste en la valorisation des eaux circulant dans les collecteurs d'assainissement à des températures de 12°C à 20°C. En effet, ces eaux proviennent des cuisines et des salles-de-bain et ont donc été pour la plupart chauffées avant d'être évacuées.

Il existe deux technologies pour récupérer ces calories :

- La technologie Degrés Bleus de la Lyonnaise des eaux
- La technologie Energido de Veolia

La technologie Degrés Bleus nécessite l'installation d'un échangeur dans le collecteur. Un diamètre et un débit minimum sont nécessaires pour que la technologie fonctionne. Le diamètre doit être au minimum de 800 mm pour que l'échangeur puisse être installé sur un collecteur existant, et de 400 mm dans le cas où il équipe un collecteur neuf. Le débit minimum nécessaire est de 15 l/s. Cette technologie équipe par exemple l'hôtel de la Métropole de Bordeaux, le muséum d'histoire naturelle de Bordeaux, la piscine de Levallois-Perret.

La technologie Energido consiste en la dérivation d'un collecteur. C'est dans cette dérivation qu'est intégré l'échangeur, et non dans le collecteur principal comme dans la précédente technologie. Cette technologie équipe par exemple le Cercle des nageurs marseillais.

Il existe également une technologie allemande de la société

Frank, qui équipe par exemple un écoquartier à Dax. Les contraintes en termes de dimensions des collecteurs sont équivalentes.



Figure 42 - Installation d'un échangeur dans le collecteur - Degrés bleus
Source : CSTB

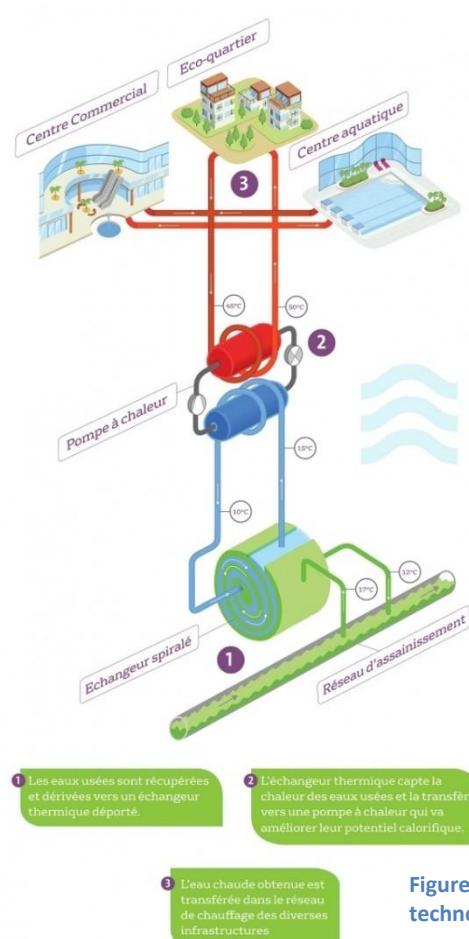


Figure 43 - Schéma de fonctionnement de la technologie Energido Source : Veolia

Les deux technologies fonctionnent ensuite selon le même principe : une pompe à chaleur permet d'augmenter la température du fluide en sortie de l'échangeur. Afin de ne pas dégrader le COP des pompes à chaleur, ces technologies sont préconisées pour du chauffage basse température. Des échangeurs spécifiques, de type plancher chauffant, sont donc à privilégier, rendant ces technologies plus adaptées à des bâtiments neufs qu'à des bâtiments existants équipés d'autres types d'émetteur. Un appoint, gaz par exemple, et cependant envisageable pour produire de l'eau à plus haute température et envisager par exemple la production d'ECS.

Étant donné que les solutions font appel à des pompes à chaleur réversibles, elles peuvent répondre à la fois à des besoins de chaleur et des besoins de froid. Toutefois, en particulier dans le cas de la technologie degrés bleus, les exploitants de réseau d'assainissement sont peu favorables à cette seconde utilisation. En effet, le rejet de fluide plus chaud dans le collecteur, contribue

au développement de H₂S, gaz fortement毒ique pour les équipes intervenant dans le réseau.

Afin d'évaluer le potentiel de recours à ces technologies, nous nous sommes intéressés au tracé du réseau au sein des îlots de la Vallée Créative, et dans un périmètre de 100 m autour de ceux-ci, une distance plus importante impactant trop à la hausse les coûts d'investissement.

Seuls les collecteurs d'eaux usées sont conservés. En effet, les collecteurs d'eau pluviale ne possèdent pas les mêmes caractéristiques de températures d'effluents, ainsi que les réseaux unitaires, dans une moindre mesure. Aucun collecteur sur la zone d'étude ne dispose du diamètre de 800 mm requis pour l'installation de la solution Degrés Bleus. Les critères techniques d'installation de la solution Energido sont moins connus, nous proposons donc ci-après la carte des collecteurs de diamètre supérieur ou égal à 300mm, les collecteurs en-deçà semblant quoi qu'il arrive, trop petits pour envisager une installation.

On constate qu'un très petit linéaire répond à ces caractéristiques. Il semble donc que ces solutions soient peu adaptées pour répondre aux besoins de la zone.

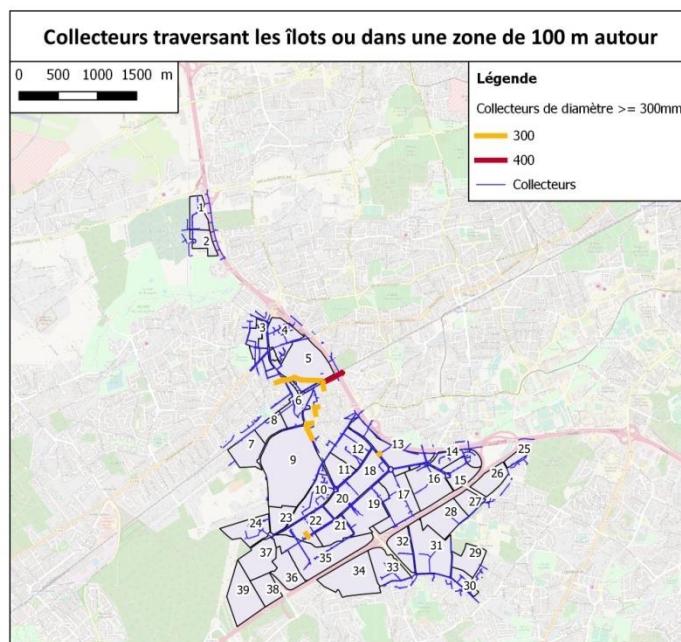


Figure 44 - Collecteurs traversant la zone et diamètres supérieurs à 300 mm

4.7.2. En sortie de bâtiments

Il s'agit ici de récupérer la chaleur fatale des eaux usées, non pas dans les collecteurs du réseau d'assainissement, mais dès leur sortie du bâtiment, avant le rejet dans les collecteurs. Ces eaux grises ont une température de l'ordre de 28°C. Le principe est similaire à celui utilisé dans les collecteurs : les eaux usées traversent un échangeur qui permet de récupérer leurs calories. Une PAC permet ensuite de remonter la température à un niveau suffisant pour l'approvisionnement en ECS du bâtiment. Là aussi, un système de distribution collectif de l'ECS est nécessaire.

Plusieurs technologies existent sur le marché, la plus connue étant celle de biofluides dont le schéma de fonctionnement est présenté ci-après.

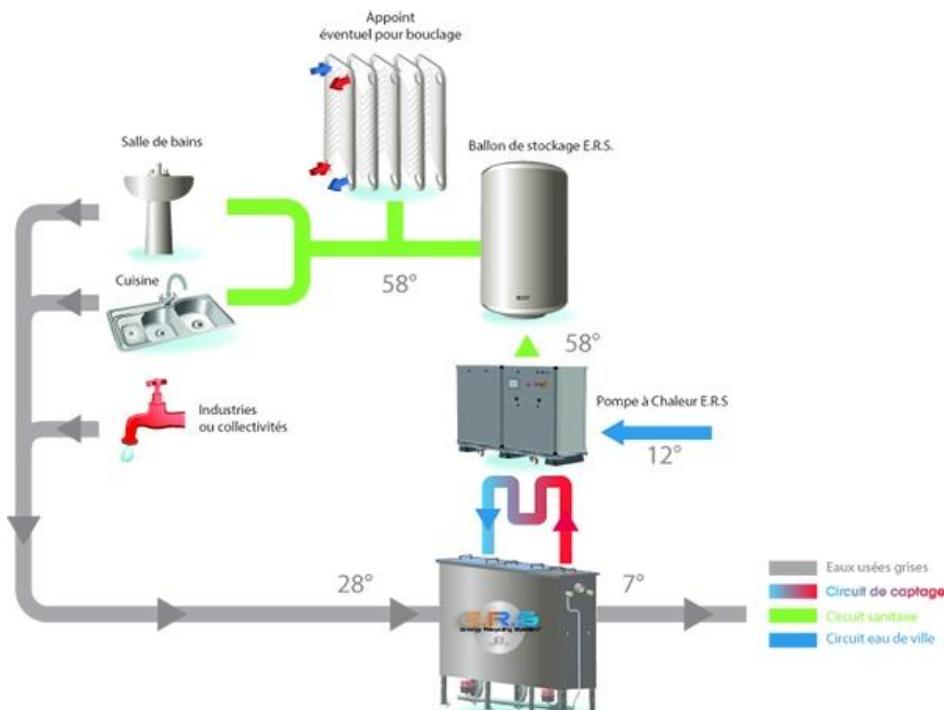


Figure 45 - Schéma de la technologie de récupération de chaleur sur les eaux grises en sortie de bâtiment Biofluides –
Source : Biofluides

D'après Biofluides, l'énergie récupérée est équivalente à 75 % des besoins d'ECS. En prenant en compte les besoins d'ECS on obtient les taux de couverture suivants.

Tableau 22 - Evaluation du potentiel de récupération de chaleur sur les eaux grises en sortie de bâtiment.

	Consommation ECS MWh	Couverture envisageable par la récupération de chaleur sur eaux grises en sortie de bâtiment MWh	Soit en % des consommations totales de chaleur
Scénario de référence	13 705	10 279	10%
Energie 2	13 167	9 875	10%
Bepos 2017	12 752	9 564	10%

L'avantage de cette solution est l'absence de concurrence avec le solaire photovoltaïque pour l'utilisation de la toiture. En revanche il faut prévoir l'espace nécessaire pour installer la solution dans le bâtiment.

La carte ci-dessous rassemble les potentiels en solaire thermique et en récupération de chaleur sur les eaux grises en sortie de bâtiments. Seuls les îlots ayant des besoins d'ECS sont concernés.

On constate la prédominance du site Haut-Levêque du CHU – en l'absence de données sur la consommation ECS de Xavier Arnozan, et des deux îlots nord concentrant la majorité des logements. Les autres îlots concernés sont ceux abritant de l'hôtellerie. Le potentiel au niveau du CHU est probablement sous-estimé car il ne prend en compte que les besoins d'ECS. Hors le site utilise

également de la vapeur et dispose probablement d'une blanchisserie aux forts besoins d'ECS. Nous pourrons affiner ces résultats après un échange avec le CHU.

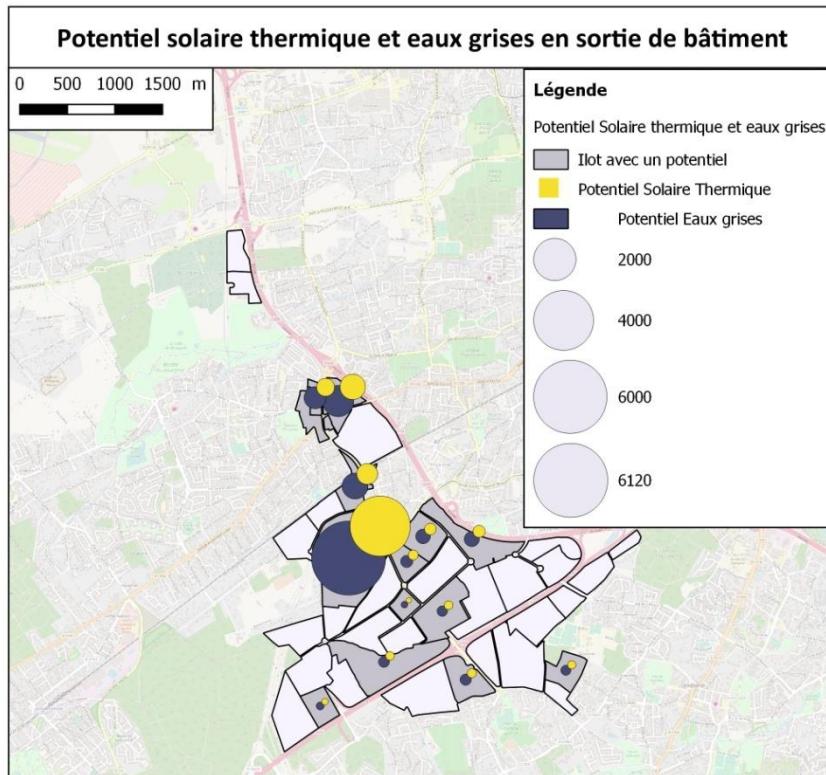


Figure 46 - Carte des potentiels solaire thermique et eaux grises en sortie de bâtiment

4.8. Les autres solutions

4.8.1. Chaleur fatale

On peut envisager d'autres solutions de récupération de chaleur fatale qui peuvent tirer partie du contexte particulier de l'opération d'aménagement.

La zone accueille par exemple un grand centre commercial ayant notamment des besoins de froid. On pourra envisager des solutions de récupération de chaleur sur les groupes froids. Cette réflexion pourrait également se faire au cas par cas en fonction des activités qui viendront s'installer sur la zone, la récupération de chaleur fatale pouvant être envisagée sur différents types de process. La récupération se fait généralement via des échangeurs couplés à une pompe à chaleur. La valorisation passe donc par une utilisation « basse température », de type chauffage de locaux.

Notre échange avec le propriétaire foncier du centre commercial Géant Casino de Bersol nous a appris que celui-ci est désormais équipé de rooftop pour la galerie et que chaque boutique possède sa climatisation réversible. Une récupération de chaleur fatale n'est donc pas envisageable à cette échelle en raison du caractère individuel de la distribution.

En revanche, la réflexion serait à creuser avec la partie hypermarché, grosse consommatrice de froid, mais dont on ne sait pas si celui-ci est produit individuellement ou collectivement.

4.8.2. L'éolien

En parallèle de l'installation de panneaux solaires photovoltaïques, on pourrait envisager la production d'électricité par de l'éolien.

Il n'est bien entendu pas question ici de grand éolien, le contexte étant urbain et la zone gênée par de fortes servitudes aéronautiques en raison de la proximité de l'aéroport Bordeaux Mérignac.

On peut envisager l'installation de petites éoliennes urbaines ou d'arbres à vent. Toutefois, l'ADEME déconseille aujourd'hui fortement d'encourager les petites éoliennes urbaines qui sont considérées comme peu productives, difficilement intégrables sur les réseaux voir propres à endommager la structure du bâti. Il est donc préférable de réfléchir à une intégration au sol, avec des éoliennes ayant des formes de lampadaires. Par ailleurs, l'apport de petites éoliennes est marginal au vu des puissances considérées ; il convient donc d'envisager ces installations essentiellement dans un but de sensibilisation et d'image.

La réflexion sur cette ressource viendra uniquement en complément des autres scénarios envisagés et ne constituera pas une piste à part entière.

4.8.3. La méthanisation

La méthanisation peut permettre soit la production de biogaz injecté dans le réseau, sous réserve que les capacités d'injection soient validées, soit la production d'électricité et de chaleur en cogénération. Elle doit être envisagée à la lumière des ressources pouvant être exploitées, à savoir les déchets fermentescibles. Cette réflexion est difficile à mener à l'échelle du projet car il implique une mutualisation de ce type de déchets sur une zone à cheval sur 4 communes.

Toutefois, la réflexion à l'échelle de la Métropole est en cours puisque Bordeaux Métropole a signé récemment un partenariat avec l'ADEME intégrant un Contrat d'Objectifs Dynamique pour l'Economie Circulaire intégrant une étude globale de gestion et de valorisation des biodéchets. Une réflexion plus vaste est donc en cours, avec pourquoi pas une possibilité d'injection au niveau de la Vallée Créative si l'analyse du réseau gaz en confirme la faisabilité.

5. Revue d'opportunités

Le tableau ci-après synthétise l'ensemble des ambitions envisageables pour les consommations, les solutions EnR et les réseaux. Les EnR sont classées par couleur des plus facilement envisageables en vert au plus risquées en rouge.

Ambitions sur les consommations	Niveau d'ambition	Atouts et Opportunités	Faiblesses et Menaces
	RT 2012 - Référence	Type de construction maîtrisé On peut espérer qu'après plusieurs années les consommations réelles se rapprochent désormais des théoriques	Ce scénario est peu ambitieux, en particulier pour les constructions post-2020 qui seront probablement soumises d'ici là à une nouvelle RT préfigurée par le label E+C-
	Label Energie 2	Un niveau de consommation ambitieux dans l'optique de la future RT.	Un gain sur la consommation totale de chaleur de seulement 3% par rapport à la référence en raison de la part importante des consommations de l'existant
	BEPOS Effinergie 2017	Un niveau de maîtrise des consommations plus ambitieux et la généralisation de l'obligation d'une production ENR pour chaque projet.	Un gain sur la consommation totale de chaleur de seulement 5% par rapport à la référence en raison de la part importante des bâtiments existants. Faisabilité et ampleur de la généralisation de la production ENR à qualifier.
	Maîtrise de la demande : effort sur les consommations de chaleur de l'existant	Impact fort sur les consommations de la zone avec une baisse de 20% de la totalité des consommations de chaleur pour une baisse de 30% sur l'existant	Une plus grande complexité d'atteinte de cet objectif, une telle ambition étant plus difficile à imposer pour des bâtiments existants mais conforme aux obligations d'amélioration énergétique qui devraient être programmées pour les bâtiments tertiaires
	Maîtrise de la demande d'électricité	- Économie sur des renforcements réseaux - Injection et soutirage aux horaires les plus avantageux d'un point de vue tarifaire	Difficulté de mise en place : - Mobilisation des acteurs - Solutions techniques de gestion

Solutions EnR		Déploiement envisageable	Atouts et Opportunités	Faiblesses et Menaces	Taux de couverture EnR possible	Contraintes et compatibilité avec le contexte réseautique
	Projet de réseau de chaleur biomasse	Le projet concerne des îlots au nord de la zone	Fort taux d'EnR pour répondre aux besoins de chaleur des îlots concernés, réponse adaptée pour les bâtiments existants.	Nécessité d'anticiper le projet et modèle économique du projet délicat en raison des prix actuels du gaz.	80%	
Solaire PV	- Ensemble des toitures - Installation maximaliste ou autoconsommation	Facilité d'installation Intégration d'EnR quasi systématique envisageable sur tous les bâtiments	Contraintes réseau diminuant les possibilités du scénario maximalistes Scénario maximaliste → quelle réalité selon contraintes de toute nature notamment en termes de montage technico-économiques	En l'absence de contraintes réseautiques, le scénario maximaliste permettrait un taux de couverture des besoins électriques de 65% environ pour une puissance de 37 MW A évaluer pour l'autoconsommation	En l'absence de contraintes réseautiques, le scénario maximaliste permettrait un taux de couverture des besoins électriques de 65% environ pour une puissance de 37 MW A évaluer pour l'autoconsommation	Contraintes réseau ne permettant pas la réalisation du scénario maximaliste mais permettant tout de même le raccordement de 30 MW
Solaire thermique	- Production d'ECS uniquement → logements et hôtellerie	Facilité d'installation Particulièrement adapté aux logements et hôtels de la zone	Utilisable uniquement pour des besoins d'ECS, peu nombreux sur la zone Solution concurrente du PV pour l'utilisation des toitures Relativement coûteux et filière non mature.	50% des besoins d'ECS des bâtiments équipés, soit 7% des besoins totaux de chaleur de la zone	50% des besoins d'ECS des bâtiments équipés, soit 7% des besoins totaux de chaleur de la zone	Cette solution peut être intégrée ou venir en concurrence du réseau de chaleur sur les bâtiments concernés puisqu'elle répond aux mêmes usages. Ce sera l'un ou l'autre.
Géothermie (Miocène)	Ensemble de la zone sauf îlots 6, 8 et 9	Faible consommation d'énergie primaire,	Seuil mini d'opération pour rentabilisation	Pour les besoins thermiques, jusqu'à 70%	Pour les besoins thermiques, jusqu'à 70%	Cette solution peut venir en concurrence du réseau de chaleur sur les

Solutions EnR		Déploiement envisageable	Atuts et Opportunités	Faiblesses et Menaces	Taux de couverture EnR possible	Contraintes et compatibilité avec le contexte réseautique
			investissement modéré Possibilité de free cooling Pas d'augmentation de l'effet îlot de chaleur urbain pour les besoins de climatisation	Productivité incertaine Risques de colmatage Filière non mature sur Bordeaux Métropole		bâtiments concernés puisqu'elle répond aux mêmes usages. Elle n'est donc pas recommandée sur ces zones Les PAC augmentent la puissance en pointe importante, avec un impact sur le réseau électrique et le contenu carbone par rapport à un chauffage gaz, mais le diminuent par rapport à des PAC air / air.
	Géothermie (Oligocène)	Zone Alouette et zone centrale	Idem	Coûts d'investissement plus élevés, le seuil mini d'opération augmente pour le rentabiliser Filière non mature sur Bordeaux Métropole	Pour les besoins thermiques, jusqu'à 70%	Idem
	Géothermie (sondes)	Toute la zone mais difficilement réalisable sur les bâtiments existants	Charge d'entretien (P2) faible	Coûts de réalisation incertains Contraintes foncières Risque dans l'équilibre besoins de chaleur /	Idem	Les PAC augmentent la puissance en pointe importante, avec un impact sur le réseau électrique – PAC gaz envisageable en cas de

Solutions EnR		Déploiement envisageable	Atouts et Opportunités	Faiblesses et Menaces	Taux de couverture EnR possible	Contraintes et compatibilité avec le contexte réseautique
				besoin de froid Filière non mature sur Bordeaux Métropole		risque
Récupération de chaleur sur eaux usées	- Récupération sur collecteurs : <u>potentiel inexistant ou insuffisant sur la zone</u> - Récupération de chaleur sur eaux grises en sortie de bâtiment ayant des besoins d'ECS → logements et hôtellerie, CHU	Valorisation d'une énergie fatale	Utilisable uniquement pour des besoins d'ECS, peu nombreux sur la zone Système à installer dans le bâtiment, emplacement à prévoir	75% des besoins d'ECS des bâtiments équipés, soit 10% des besoins totaux de chaleur de la zone		Cette solution peut venir en concurrence du réseau de chaleur sur les bâtiments concernés puisqu'elle répond aux mêmes usages. Elle serait toutefois pertinente pour le CHU en l'absence de réseau (forts besoins d'ECS, restant à valider) Les PAC augmentent la puissance en pointe importante, avec un impact sur le réseau électrique – PAC gaz envisageable en cas de risque
Biomasse	- A envisager en solutions à l'échelle de bâtiments en l'absence du projet de RCU	Technologie mûtre, couverture possible des besoins de froid et d'électricité (pas de problème de niveaux de température)	A privilégier pour des bâtiments ayant des besoins toute l'année, avec donc des besoins d'ECS : logements, hôtels,... Système à installer dans le bâtiment,	Taux de couverture important pour les bâtiments équipés mais peu d'impact à l'échelle de la zone car solution non généralisable		Solution envisageable seulement en l'absence du projet de RCU sur la partie nord de la zone, éventuellement sur les îlots Sud

Solutions EnR		Déploiement envisageable	Atouts et Opportunités	Faiblesses et Menaces	Taux de couverture EnR possible	Contraintes et compatibilité avec le contexte réseautique
				emplacement à prévoir		
	Valorisation d'énergie fatale	- Possible uniquement à proximité de la ressource pour une valorisation « basse température »	Valorisation d'une énergie fatale	Valorisation uniquement pour du chauffage de bâtiments neufs équipés d'émetteurs BT Potentiel dépendant des process existants, à évaluer		Cette solution peut venir en concurrence du réseau de chaleur sur les bâtiments concernés puisqu'elle répond aux mêmes usages. Elle n'est donc pas recommandée sur ces zones
	Eolien	- A envisager uniquement dans le cadre d'une « opération de communication » sur l'effort énergétique de la zone	Production d'électricité alternative au PV dans un souci de mix énergétique diversifié	Complexité pour trouver un lieu adapté (installation sur bâti à éviter) Faible rendement et faible production Pas de rentabilité hors site isolé		Les puissances seraient suffisamment faibles a priori pour ne pas impacter le réseau
	Méthanisation	Réflexion plus vaste à mener à l'échelle des 4 communes concernées	Production de biogaz et utilisation d'une ressource locale	Sécurisation des entrants nécessaire Complexité organisationnelle pour la mise en oeuvre		Possibilités d'injection à valider

Cette première synthèse des opportunités permet de mettre en avant deux approches agissant sur le bilan carbone de la zone d'aménagement de la Vallée Créative :

- La maîtrise des consommations d'énergie : l'impact carbone des différents scénarios pourra être évalué lorsque les besoins auront été mis en regard de solutions d'approvisionnement en phase 2
- Le développement des EnR : une première tendance des solutions les plus pertinentes se dégage. Le solaire photovoltaïque permettra un taux de couverture, certes modéré par la capacité du réseau, mais restant très significatif. La combinaison de solutions de production de chaleur permettra de couvrir une partie des besoins, en s'adaptant à chaque profil de consommation : solaire thermique et récupération sur eaux grises pour des besoins d'ECS, réseau de chaleur pour les îlots nord, géothermie pour la production de chaleur et une couverture des besoins de froid, envisageable sur la majorité des îlots,...

Afin de mettre en valeur à la fois les efforts sur les consommations et sur le développement EnR, il semble préférable de tendre vers des objectifs en termes de réduction de carbone. En effet, des objectifs en taux d'EnR par exemple ne permettraient pas de mettre en avant la baisse de consommation, car la plupart des productions EnR sont calquées sur les besoins, le taux resterait donc similaire quels que soient les besoins.

Les éléments issus de la phase 1 permettent d'envisager les ambitions suivantes qui devront être traduites en un objectif carbone en phase 2 :

- Respect de la RT 2012 pour les constructions avant 2020 et label Energie 2 a minima pour les constructions post-2020
- Objectif de baisse des consommations sur l'existant
- Taux de couverture par les EnR à fixer en fonction de la scénarisation pour atteindre un taux de carbone cible. Compte tenu du fort potentiel PV et des autres ressources envisageables, un objectif global (chaleur/électricité/froid éventuellement) élevé semble pouvoir être fixé sans complexifier la réalisation des projets immobiliers.
- Objectif de baisse des émissions liées à la mobilité domicile/travail de la zone à fixer en fonction d'un objectif de report modal et de scénario de déploiement des véhicules électriques.

L'évaluation carbone ne pourra être faite qu'après avoir mis des solutions aux émissions caractérisées en regard des consommations.

5.1. Réponses juridico-technico-économiques

Cette première phase a permis de mettre en avant des solutions adaptées aux caractéristiques de consommation de la zone d'aménagement.

Il va désormais s'agir de réaliser une scénarisation afin d'évaluer les objectifs atteignables pour différentes combinaisons de besoins et de mix énergétiques.

Une fois les solutions envisageables identifiées, il est nécessaire de chercher les solutions permettant leur déploiement. On peut notamment s'interroger sur les moyens à disposition pour imposer les choix énergétiques :

- Comment rendre obligatoire ou inciter de manière fructueuse au respect d'un label plus performant que la réglementation en vigueur pour les constructions ?
- Comment imposer un taux minimum d'EnR ?
- Comment imposer une valorisation maximale de la toiture pour de la production solaire photovoltaïque ?
- Etc.

Il peut s'agir d'incitations financières, de prescriptions dans les cahiers des charges de sessions de terrain,... Ces possibilités dépendront du type de portage de l'aménagement.

Il est proposé de structurer les réflexions autour de deux types de réponses :

- les actions relatives aux règles d'urbanisme :
 - rappelant si nécessaire le cadre réglementaire en place comme socle d'exigence ;
 - permettant de favoriser, inciter ou obliger ;
 - ces actions trouvant potentiellement place aux niveaux suivants : SCOT (PADD et DOO), PLU(i) (PADD, règlement et OAP), cahier des charges d'aménagement (collectivité – aménageur), cahier des charges de session de terrain (CCCT aménageur – promoteur), bail ;
- les actions portées par la collectivité et l'aménageur en propre, pouvant s'appliquer aux contextes suivants :
 - animation : diffusion d'informations et promotion des énergies renouvelables...
 - portage : création d'un réseau de chaleur, développement de projets EnR en propre...
 - financement : investissement direct dans une société projet, mise en place de financement participatif...

Le champ d'investigation est encore large à ce stade de l'étude, il conviendra de sectoriser plus précisément les domaines d'intervention qui peuvent être définis entre la Métropole, l'aménageur et les acteurs impliqués.



Opération d'intérêt métropolitain
Bordeaux Inno Campus - Opération
d'aménagement Bordeaux Inno Campus
(BIC) extra-rocade
Etude énergétique
2^{ème} phase – Scénarisation



**OPERATION D'INTERET METROPOLITAIN
BORDEAUX INNO CAMPUS - OPERATION
D'AMENAGEMENT BORDEAUX INNO
CAMPUS (BIC) EXTRA-ROCADE**

Objet :

Rapport Scénarisation – Approche par action possible – Opération d'aménagement Bordeaux Inno Campus (BIC) extra-rocade

Destinataire :

Bordeaux Métropole

Rédacteurs :

Emmanuel Romieu, AEC

Marie-Lauraine, AEC

Bruno Marsaud, Antea

Selecteurs :

Philippe Chanel, AEC

Date :

26 juillet 2018

Version : 2

Sommaire

Liste des figures	4
Liste des tableaux	4
1. Introduction	5
2. Le solaire photovoltaïque	6
2.1. Installations existantes ou en projet sur la zone d'étude ou à proximité	6
2.2. Synthèse des différentes problématiques	7
2.3. Calcul de la production envisageable et des coûts associés	9
2.3.1. Hypothèses et modélisation technique	9
2.3.2. Hypothèses et modélisation économique	9
2.4. Production envisageable et éléments économiques associés	11
3. La géothermie très basse énergie	15
3.1. Synthèse des différentes problématiques	15
3.2. Evaluation de l'opportunité de recourir à la géothermie pour différentes configurations d'îlots	17
3.2.1. Hypothèses et modélisation technique	17
3.2.2. Hypothèse et modélisation économique	18
3.3. Réponse aux besoins thermiques par la géothermie et éléments d'analyse économique pour les différents exemples	19
3.4. Focus sur les sondes géothermiques	22
3.5. Le nouveau plan guide	23
3.6. Mise à jour des besoins	26
3.7. Mise à jour de l'évaluation des émissions de CO ₂	27
4. Analyse du potentiel EnR du nouveau plan guide	30
4.1. Le potentiel solaire photovoltaïque du nouveau plan guide	30
4.2. Les projets géothermiques envisageables sur certains îlots	31
4.3. L'impact sur les émissions de CO ₂ du projet d'aménagement	33
4.4. Les réflexions à mener	34
4.4.1. Comment fixer les objectifs ?	34
4.4.2. Quels montages ? Quelles aides au financement ?	35
5. Conclusion	40

Liste des figures

Figure 1 - Projet de centrale solaire photovoltaïque sur le site du Bourgailh (zone en bleu)	6
Figure 2 - Frise des problématiques réseautiques et économiques pour les centrales solaires photovoltaïques	8
Figure 3 - Diagramme des contraintes pour les différentes solutions géothermiques.....	16
Figure 4 - Carte des zones d'intérêt de la nappe de l'Oligocène.....	16
Figure 5 - Courbe de charge annuelle pour 5 000 m ² de bureaux	20
Figure 6 - Courbe de charge annuelle pour 50 000 m ² de bureaux	20
Figure 7 - Composition du coût de revient de la chaleur géothermique pour 5 000 m ² de bureaux ...	21
Figure 8 - Evolution du coût de revient moyen de la chaleur géothermique en fonction des m ² de surface plancher de bureaux.....	21
Figure 9 - Besoins annuels de chauffage et de froid pour 5 000 m ² de bureaux	22
Figure 10 – Carte du zonage réglementaire de la géothermie de minime importance.....	23
Figure 11 - Carte des îlots opérationnels du nouveau plan guide.....	24
Figure 12 - Répartition des surfaces du nouveau plan guide	25
Figure 13 - Répartition des surfaces du nouveau plan guide	25
Figure 14 - Besoins de chaleur, d'électricité et de froid du nouveau plan guide	27
Figure 15 - Répartition des émissions de CO ₂ entre construction et exploitation	28
Figure 16 - Carte du potentiel photovoltaïque par îlot et des contraintes patrimoniales.....	30
Figure 17 - Carte du potentiel de développement de la géothermie – Hors Haut-Levêque	32

Liste des tableaux

Tableau 1 - Dispositifs d'aide solaire photovoltaïque	10
Tableau 2 - Résultats de la modélisation pour le solaire photovoltaïque.....	11
Tableau 3 - Caractéristiques techniques pour l'exploitation de la nappe de l'Oligocène.....	17
Tableau 4 - Résultats de la modélisation pour la géothermie sur la nappe Oligocène.....	19
Tableau 5 - Principales caractéristiques de la ressource géothermique sur sondes	22
Tableau 6 - Surfaces par îlot en m ²	24
Tableau 7 - Besoins des bâtiments du nouveau plan guide en fonction des niveaux de performance énergétique	26
Tableau 8 - Ratios de consommations et de puissances électriques souscrite foisonnée pour le neuf	26
Tableau 9 - Niveaux de performances cibles pour les produits de construction et équipements	27
Tableau 10 - Emissions de CO ₂ en phase construction et exploitation	29
Tableau 11 - Projets géothermiques envisageables par îlots.....	31
Tableau 12 - Emissions de CO ₂ en phase construction et exploitation avec recours aux EnR	34

1. Introduction

L'opération d'aménagement Bordeaux Inno Campus (BIC) extra-rocade IC a fait l'objet, dans sa première version du plan guide, d'une analyse de ses futurs besoins et des solutions énergétiques pour y répondre. Les conclusions sont présentées dans le rapport de la première phase de cette étude.

Le plan guide a depuis été mis à jour, se focalisant sur un nombre plus restreint de secteurs opérationnels, pour un potentiel de surfaces de plancher à construire de l'ordre de 415 000 m² dont 350 000 m² semblent à minima réalisable. Sur les îlots en question, les surfaces bâties existantes démolies sont de l'ordre de 180 000 m².

Par ailleurs, dans le périmètre de l'opération et plus spécifiquement de la zone concernée par la taxe d'aménagement majorée, le renouvellement – avec parfois une densification – du parc existant hors îlots opérationnels – dans le « diffus » concerne environ 200 000 m² de surfaces bâties.

À la suite des conclusions de la première phase de l'étude, le choix s'est porté sur une analyse plus approfondie des solutions photovoltaïques et géothermiques, respectivement pour la production d'électricité et de chaleur. Cette analyse est l'objet du présent rapport.

Afin de disposer d'éléments chiffrés permettant d'orienter rapidement les choix, le plan guide pouvant encore évoluer, nous avons réalisé dans un premier temps une analyse de ces solutions pour des surfaces planchers théoriques de bureaux, de 5 000 m² à 50 000 m².

Dans un second temps, nous avons évalué les besoins des **îlots opérationnels** du nouveau plan guide et identifié ceux qui pourraient être ciblés pour le recours à ces solutions. Nous en avons déduit l'impact sur les émissions de CO₂ du projet d'aménagement.

2. Le solaire photovoltaïque

2.1. Installations existantes ou en projet sur la zone d'étude ou à proximité

La zone de Bordeaux Inno Campus (BIC) extra-rocade accueille déjà plusieurs centrales photovoltaïques :

- Une installation de grande taille au Centre Commercial Bois de Bersol avec :
 - Une partie en ombrières de parking au-dessus d'un peu moins de 1 000 places de parking, comptant 7 368 modules photovoltaïques
 - Une partie sur la toiture comptant 5 712 modules photovoltaïques.
 - L'installation a été réalisée en 2011 pour une puissance raccordée de 3,75 MW La production est de l'ordre de 4,5 GWh / an.
- Plusieurs installations en toiture sur le site de la Cité de la Photonique, propriété de la SEM Route des Lasers :
 - Bâtiment Sirah : 35 kWc (245 m²)
 - Bâtiment Meropa : 42 kWc (299 m²)
 - Bâtiment Elnath : 63 kWc (454 m²) de panneaux Cogen'Air produisant simultanément de l'électricité et du chauffage
 - Bâtiment Pleione : 16 kWc (112 m²). Ce bâtiment est par ailleurs équipé d'une unité de stockage.

A proximité immédiate de la zone d'étude, il existe un projet d'installation de centrale photovoltaïque au sol sur le site du Bourgailh à Pessac. Ce projet sur une ancienne déchetterie a été lauréat de l'appel d'offres 2016/S 148-268152 de la CRE pour une puissance de 5 MWc.

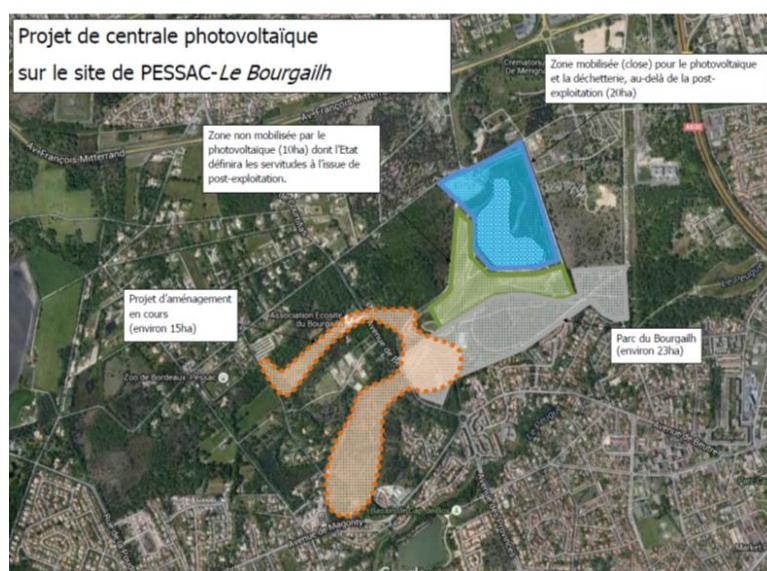


Figure 1 - Projet de centrale solaire photovoltaïque sur le site du Bourgailh (zone en bleu)

2.2. Synthèse des différentes problématiques

La réalisation d'une centrale photovoltaïque répond, outre à des problématiques techniques (superficie disponible, ensoleillement, ...), à des problématiques réseautiques, économiques et financières. Ces problématiques sont définies en fonction de seuils de puissances qui diffèrent pour chacune d'elle.

A cela s'ajoute la question des montages financiers. Il est difficile à ce stade de donner un inventaire exhaustif des montages envisageables, ceux-ci étant dépendants des parties prenantes du projet. La zone est actuellement en phase de maîtrise d'œuvre urbaine. On peut envisager des projets directement intégrés aux bâtiments par les promoteurs, des investisseurs tiers, des montages entre copropriétaires, ... Chaque montage impactera bien sûr les financements mobilisables.

La frise ci-dessous regroupe les principaux seuils, définis en termes de puissance, de surface de panneaux et d'investissements moyens, impactant :

- Le raccordement :
 - Le type de raccordement fonction de la puissance et la tension de raccordement ;
 - La réfaction du raccordement : variant entre 0 et 40% selon la puissance de raccordement.
 - La participation au titre du S3REnR pour les projets au-dessus du seuil de puissance installée de 100 kWc.
- La valorisation économique en cas :
 - De revente intégrale : selon la puissance installée, la valorisation financière de la production électrique est assurée par une obligation d'achat ou via un appel d'offre avec un contrat d'achat ou un contrat de complément de rémunération.
 - D'autoconsommation avec ou sans vente du surplus

Nous allons revenir en détail sur la valorisation économique dans le paragraphe 2.3.2 consacré à la modélisation économique.

Il faut noter que ce cadre de référence évolue de manière continue :

- Sur les seuils de tailles de projet donnant lieu à telle ou telle modalité de rémunération, il est stabilisé jusqu'en 2019 / 2020
- Les tarifs d'achats sont programmés de manière décroissante au cours de cette période
- Les résultats des derniers appels d'offres montrent que les prix décroissent rapidement à tel point que la CRE pose ouvertement la question de la nécessité de conserver un dispositif de soutien à horizon 2020
- Le cadre réglementaire et pratique de l'autoconsommation, notamment collective, reste en gestation
- ENEDIS commence à mettre au point des offres de raccordements dites intelligentes (forte minimisation du coût contre contrainte de non écoulement à certains moments)

- Les opérateurs sur ces marchés – puisqu'en réalité il y a plusieurs configurations possibles qui constituent autant de segments de spécialisation - sont en pleine restructuration et adaptation de leur politique d'offre.

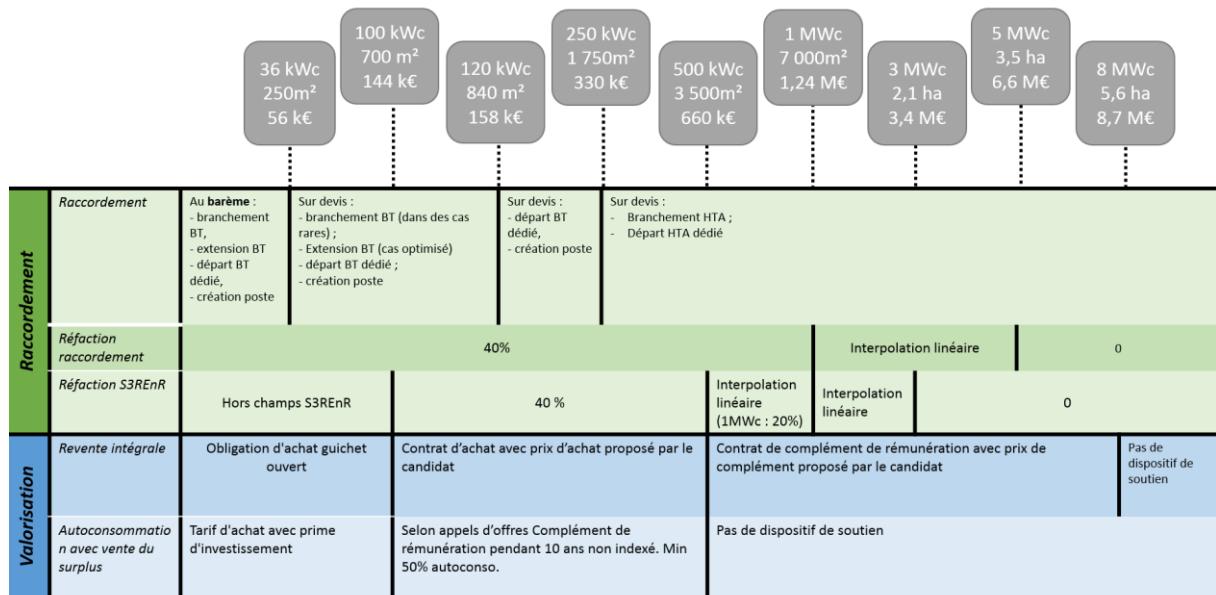


Figure 2 - Frise des problématiques réseautiques et économiques pour les centrales solaires photovoltaïques

Ce qu'il faut retenir :

- Le dispositif décrit aura été profondément modifié pour les premières opérations de l'OIM et l'analyse devra être réactualisée au fur et à mesure (annuellement ?)
- Au-dessus de 100 kWc, la mécanique actuelle de l'appel d'offres CRE soulève de sérieuses difficultés d'articulation avec les projets immobiliers (le PC doit être obtenu pour candidater, mais il reste à être lauréat, c'est-à-dire moins cher que d'autres projets du même segment au niveau national).
- Du fait de la concurrence qui tire les prix à la baisse, les opérations sont rentables et peuvent d'autant mieux sortir :
 - o Qu'elles sont inscrites dans un process de masse permettant d'en diminuer les coûts (standardisation des process d'investissement et d'exploitation, achat massif des composants sur plusieurs projets, etc.)
 - o Que les redevances versées pour le foncier / les toitures occupés sont faibles et l'intérêt économique pour le porteur de projet ou le gestionnaire immobilier est donc faible dès lors qu'il n'est pas intéressé à l'opération photovoltaïque elle-même en tant qu'investisseur.
- Une logique différente et complémentaire peut néanmoins s'organiser autour d'un objectif environnemental et / ou réglementaire du point de vue de la réglementation thermique (un surcoût assumé comme tel et qui n'est pas pris en charge dans la logique CRE mais selon une logique de portage d'une partie des coûts par le porteur de projet immobilier).

2.3. Calcul de la production envisageable et des coûts associés

Comme expliqué précédemment, cette partie de l'étude a consisté en une analyse technique et économique permettant de disposer d'ordres de grandeur sur les puissances maximales qui pourraient être installées en fonction des surfaces de plancher théoriques de bureaux, de 5 000 m² à 50 000 m².

2.3.1. Hypothèses et modélisation technique

Ce paragraphe regroupe l'ensemble des hypothèses utilisées pour la modélisation technique de la puissance pouvant être installée et de la production associée, avec comme donnée d'entrée, la surface plancher des bureaux.

- Nombre de niveaux afin d'évaluer la surface de toiture : 3
- Installation des panneaux sur structures inclinées sur toitures plates
- Superficie de panneaux par rapport à la surface de toiture : 40%
- Densité surfacique de puissance : 140 Wc/m²
- Modélisation horaire de la productivité à partir du logiciel PVgis :
 - Sur la commune de Pessac
 - Avec une orientation Sud et une inclinaison de 37°
 - En considérant 14% de pertes

La modélisation a été réalisée au pas horaire afin d'estimer la simultanéité entre la production photovoltaïque et la consommation électrique. Nous avons utilisé pour cela un profil de consommation annuel tertiaire intégrant les baisses le week-end pour mettre en perspective production et consommation et un éventuel surplus dans le cas d'une autoconsommation. Deux ratios de consommations annuels ont été utilisés : un ratio « existant » s'appliquant plutôt aux bâtiments existants, et un ratio « neuf » pour les nouvelles constructions, explicités dans le rapport de la phase 1 de cette étude, hors chauffage électrique. Cette partie de l'étude porte sur des bâtiments types de bureaux neufs de différentes superficies. Toutefois, l'expérience montrant que les ratios pour les constructions neuves sont parfois sous-estimés, nous avons réalisé l'analyse avec les deux ratios.

A noter que la SEM Route des Lasers privilégie une inclinaison de panneaux à 5° ou 10° sur ses projets pour minimiser le coût structurel d'imposition sur un bâtiment. La production est alors un peu plus faible et il s'agit d'un arbitrage économique propre à chaque projet.

2.3.2. Hypothèses et modélisation économique

Le but de cette modélisation n'était pas d'aboutir à un plan d'affaires détaillé d'un projet, mais de disposer d'ordres de grandeurs des coûts d'investissements pour les différentes surfaces de plancher de bureaux, des coûts de fonctionnement et connaître les recettes pouvant être attendues pour ce type de projet.

2.3.2.1. Les coûts d'investissement

Les coûts d'investissement ont été estimés à partir de l'étude Enerplan – ADEME « Etude compétitivité et retombées de la filière solaire française – Avril 2017 » réalisée par I Care & Consult avec In numeri et E-Cube. Nous avons utilisé les données pour des centrales surimposées avec une projection des coûts à 2020. Ceux-ci tendent à baisser rapidement sous couvert d'achats massifiés, c'est-à-dire d'opérateurs photovoltaïques réalisant l'investissement.

2.3.2.2. Les dispositifs d'aide tarifaire

Le tableau ci-dessous représente les différents types d'aide tarifaire en vigueur à mi-2018 en fonction des seuils de puissance présentés dans la frise synthétique.

Tableau 1 - Dispositifs d'aide solaire photovoltaïque

	Obligation d'achat (guichet ouvert)	Appel d'Offres Bâtiment	Appel d'Offres Bâtiment	Appel d'Offres Parcs au Sol
Seuils de puissance	< 100 kW	de 100 à 500 kWc	de 500 kWc à 8 MWc	de 500 kWc à 17 MWc
Dispositif contractuel de la rémunération	Contrat d'achat avec tarif d'achat fixé par l'Etat	Contrat d'achat avec prix d'achat proposé par le candidat	Contrat de complément de rémunération avec prix de complément proposé par le candidat	Contrat de complément de rémunération avec prix de complément proposé par le candidat
Modalités	Selon arrêté tarifaire	Selon cahier des charges	Selon cahier des charges	
Cas autoconsommation	Selon arrêté tarifaire tarif d'achat avec prime autoconsommation	Selon appels d'offres Complément de rémunération pendant 10 ans non indexé. Min 50% autoconso.	Pas de disposition d'aide	

Obligation d'achat (<100 kWc sur bâtiments)

L'obligation d'achat s'impose aux opérateurs agréés (EDF, ...) et garantit un prix d'achat par MWh pour la revente. Dans le cas de l'autoconsommation, l'aide intervient sous forme d'aide tarifaire sur l'énergie autoconsommée et le surplus injecté sur le réseau, le cas échéant complété par une prime sur l'investissement mais décroissante avec le temps.

Appels d'offres (>100 kWc)

Le système d'appel d'offre place les projets dans un régime concurrentiel ; les appels d'offre 2017 étaient par exemple saturés. Le prix d'achat ou le complément de rémunération est proposé par les candidats dans ce système d'aide et sont retenus jusqu'à concurrence de l'atteinte du quota de puissance installée visée par l'appel d'offres.

Hypothèses retenues

Les tarifs d'achats ont été estimés pour les appels d'offres à partir des tarifs moyens des derniers appels d'offres publiés sur le site du Ministère de la Transition écologique et solidaire. Les hypothèses retenues sont les suivantes :

- 36 à 100 kWc : 111,2 € HT/MWh
- 100 à 500 kWc : 89,0 € HT/MWh
- 500 à 1 000 kWc : 80,8 € HT/MWh

2.3.2.3. Les coûts d'exploitations

Les coûts d'exploitation ont également été estimés à partir de l'étude Enerplan – ADEME « Etude compétitivité et retombées de la filière solaire française – Avril 2017 » réalisée par I Care & Consult avec In numeri et E-Cube.

2.4. Production envisageable et éléments économiques associés

Le tableau ci-dessous regroupe les résultats en termes de puissance installée, production, charges d'investissement et d'exploitation, et de recettes pour les différentes surfaces plancher théoriques de bureaux étudiées.

Tableau 2 - Résultats de la modélisation pour le solaire photovoltaïque

Surface plancher bureaux	Surface de toiture disponible (m ²)	Puissance PV installée (kWc)	Production (en MWh)	Investissements (en k€)	Charges d'exploitation annuelles (en k€/an)	Vente électricité (en k€/an)	Dispositif d'aide tarifaire
5 000 m ²	1 666,67	93	120,11	134 €	3,2 €	13,36 €	Obligation d'achat
10 000 m ²	3 333,33	187	240,21	246 €	5,8 €	21,38 €	AO Contrat d'achat
20 000 m ²	6 666,67	373	480,43	492 €	11,7 €	42,76 €	AO Contrat d'achat
30 000 m ²	10 000,00	560	720,64	694 €	15,7 €	58,23 €	AO Complément de rémunération
40 000 m ²	13 333,33	747	960,86	925 €	20,9 €	77,64 €	AO Complément de rémunération
50 000 m ²	16 666,67	933	1 201,07	1 156 €	26,1 €	97,05 €	AO Complément de rémunération

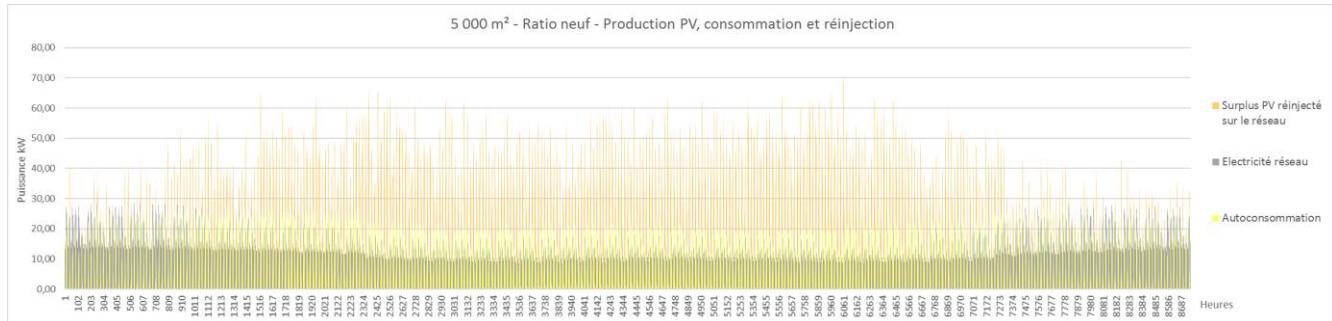
Note : charges d'exploitation comprenant les charges administratives et les taxes.

Le coût d'investissement est de l'ordre de 25 €HT/m² SDP (faible décroissance selon l'importance), ce qui semble a priori supportable par une opération immobilière quand bien même le porteur de projet devra prendre en charge cet investissement et ne pas prendre en compte les retombées financières. A noter toutefois qu'il serait multiplié par 4 sur des surfaces commerciales ou d'ateliers industriels de plein pied. Dans ce cas, l'opération photovoltaïque devrait nécessairement avoir un objectif de rentabilité en propre.

Sans surprise, l'évolution des paramètres techniques « surface », « puissance » et « production » est linéaire. Les puissances envisageables s'étendent de 93 kWc à 933 kWc. Le premier cas de figure se trouve donc dans le cadre d'une obligation d'achat, les deux suivants dans le cadre d'un AO avec contrat d'achat et les deux plus grandes superficies de bureaux impliquent de se positionner sur des AO avec complément de rémunération. Une puissance de 933 kWc sur un bâtiment reste bien sûr théorique. Il s'agit d'une puissance très élevée pour une installation sur toiture, mais l'existence d'un

bâtiment unique de 50 000 m² est elle aussi théorique ; il s'agirait plus probablement, pour de telles surfaces, d'un ensemble de bâtiments.

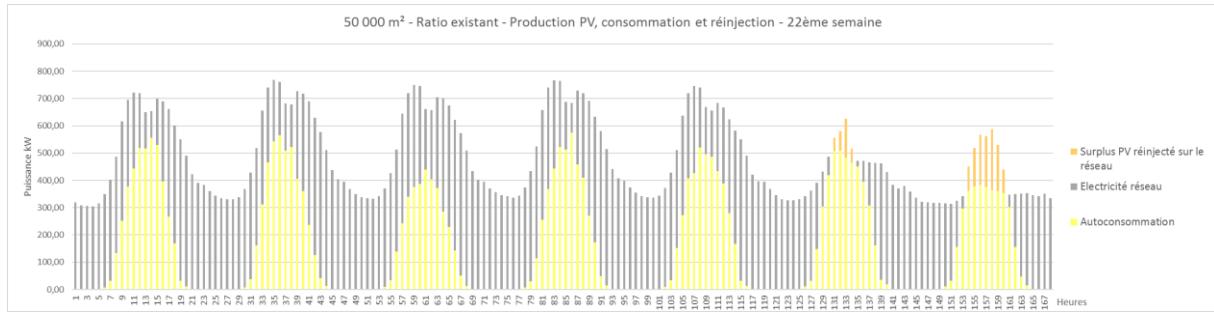
La modélisation de la production et de la consommation horaire avec le ratio « neuf » est représentée ci-dessous sur une année pour 5000 m² de bureaux. Une grande partie de la production est supérieure à la consommation sur les mois les plus ensoleillés.



Pour rappel, les projets en autoconsommation collective restent contraints par la réglementation qui n'est pas encore stabilisée. En particulier notons que :

- L'opération d'autoconsommation est collective si les parties prenantes (producteurs et consommateurs finals) sont liées entre elles au sein d'une personne morale (association, coopérative, copropriété...) et si les points de soutirage et d'injection sont situés en aval d'un même poste de distribution d'électricité.
- Appels offres Autoconsommation (>100 kWc) :
 - L'installation doit être conçue de sorte à garantir un taux annuel d'autoconsommation supérieur à 50%.
 - Seules peuvent concourir les Installations pour lesquelles la somme de la Puissance de l'Installation et de la Puissance des Installations candidates à l'appel d'offres situées à une Distance inférieure à 500 m est inférieure ou égale à 500 kW.
 - Pour chaque offre, lors de l'analyse des notes, la CRE additionne la puissance de cette offre avec la puissance de toutes les offres de note supérieure situées dans un rayon de 500m. Si les prescriptions ne sont pas respectées, la CRE élimine l'offre analysée.
 - Pour être considérés comme sur le « même site », les clients (dits « consommateurs associés ») doivent être situés dans le même bâtiment, sur la même parcelle cadastrale ou sur un même site d'activité.

Si l'on se focalise sur une semaine de fin mai/début juin, avec un ratio « existant » et 50 000 m² de bureaux, on obtient la répartition ci-dessous. On constate qu'avec ce ratio de consommation électrique supérieur, la production peut entièrement être consommée en simultanée, excepté lors des jours de diminution de l'activité (week-end). L'avantage des bâtiments tertiaires est la concomitance entre leurs pics de consommation et les pics de production (en journée) en semaine. Toutefois l'exemple ci-dessous est vrai avec un ratio de consommation théorique « existant ». Un taux d'autoconsommation doit donc être calculé de façon fine avec des courbes de charges précises car l'on voit dans ces deux exemples que les résultats sur la part d'autoconsommation peuvent significativement changer en fonction des consommations.



Ces deux exemples ont pour vocation de montrer les réflexions qui pourraient être entreprises sur les bâtiments de bureaux, et notamment l'arbitrage entre revente et autoconsommation en fonction des besoins du bâtiment. La SEM Route des Lasers qui autoconsomme la production de ses centrales présentées au paragraphe 2.1 peut notamment le faire en raison d'activités consommatrices de façon continue sur une semaine, et doit malgré tout stocker une partie de la production de l'un de ses bâtiments. Tout repose donc sur la consommation électrique réelle des futurs bâtiments. Les simulations que nous avons réalisées sont des simulations « maximalistes », c'est-à-dire en utilisant au maximum la toiture du bâtiment. Un projet d'autoconsommation pourrait réduire la puissance installée pour s'aligner sur les consommations et ne pas dégrader le taux d'autoconsommation. Il y a alors un risque de diminuer la production globale sur l'ensemble de la zone, au détriment du taux d'EnR et des objectifs de Bordeaux Métropole de maximiser celui-ci.

Le contexte économique, et notamment l'évolution des aides pour la revente ou l'autoconsommation sera également un facteur de choix au moment de la réalisation des projets.

Afin d'analyser l'existence de possibles effets de seuil qui permettraient de focaliser les projets photovoltaïques sur certaines configurations d'aménagement (surfaces de bureaux maximales ou minimales par exemple), nous avons comparé la progression annuelle du cumul des recettes avec le cumul des charges (investissement en année 1 puis exploitation chaque année). Il ne s'agit pas là de l'analyse financière d'un plan d'affaires pour chaque type de projet, mais seulement d'un calcul simplifié de temps de retour (non actualisé) sur investissement, indépendamment de tout mode de financement et des frais financiers associés. L'analyse montre que ce temps est en moyenne de 12 à 13 ans entre 5 000 m² et 40 000 m² de bureaux. Il diminue autour de 10 ans pour 50 000 m² de bureau, lorsque la puissance PV s'approche d'1 MW. Il n'existe donc pas d'effet de seuil suffisamment marqué pour ne restreindre ce type de projet qu'à certains îlots.

En revanche, ce constat général cache qu'il y a des micro-phénomènes d'économies et de déséconomies d'échelle autour de chacun des seuils de la phrase. Par exemple :

- Théoriquement, on peut installer 140 kWc mais le montage avec prix d'achat est plus sûr et plus pratique, l'installation est donc de 99 kWc.
- Théoriquement, on peut installer 350 kWc, mais le coût de raccordement augmente fortement après 250 kWc, l'installation est donc de 249 kWc. Etc.

Contraintes opérationnelles

Il convient de ne pas négliger les difficultés rencontrées sur les projets neufs en termes de conduite de projets et qui peuvent être rédhibitoires dans certains cas :

- des exigences des dispositifs de financements (ex : 3 mois AO, PC déposé avant candidature, exigence de délai pour l'achèvement des travaux, ...) qui signifient concrètement que le pari du promoteur sur le PC doit être pris avant de savoir si le prix objectif lui permet d'être lauréat CRE sur le projet (pour les projets > 500 kW),
- des règles d'urbanisme (PC, autorisation, autre...),
- des délais de raccordement (délais Enedis ou RTE)

Conclusion Pour un bâtiment de bureau à R+3 et bien conçu dès le départ pour cela, le potentiel photovoltaïque théorique est important : 24 kWh/m², soit près de 90% de la consommation annuelle (avec des hypothèses de consommation de bâtiments neufs) et 47% en autoconsommation pour un coût d'investissement de l'ordre de 25 €HT/m² SDP qui paraît tolérable dans la plupart des projets et d'autant plus que si l'opération est correctement montée ce coût sera rentabilisé sur la durée de vie du bâtiment (20 ans).

Le gain en émissions de gaz à effet de serre est relativement modeste, mais cela participe de la logique de relocalisation de la production énergétique au plus proche des consommateurs.

Sur ce potentiel, une part substantielle (50% ?) est en pratique réalisable compte tenu du type d'activité, des micro effets de seuil d'optimisations de toute nature et des éventuels effets d'ombres entre bâtiments ou avec des arbres.

Par ailleurs, ces surfaces immobilières seront accompagnées de parkings (avec un ratio de l'ordre de 1 m² SDP de bureaux engendre 1 m² de places de parking). Ceux-ci font l'objet d'une stratégie à l'échelle de l'OIM mixant des implantations :

- au sol de plus ou moins grandes capacités (avec des effets d'ombres nettement plus marqués et un arbitrage à faire vis-à-vis de l'orientation paysagère de développement d'arbres de haute tige)
- en sous-sol des bâtiments (pas de potentiel associé)
- ou en silo (avec des surfaces moindres compte tenu des étages, un surcoût structurel et un surcoût lié à la diminution du nombre de places réalisables si le dernier étage du silo est découvert)

Pour les autres types de bâtiments, les raisonnements sont assez analogues à l'exception des surfaces industrielles, commerciales et artisanales de plein pied pour lesquelles le potentiel est nettement supérieur à celui des bureaux / m² de SDP.

Notons enfin que l'implantation de certaines surfaces commerciales donne déjà lieu à une obligation de « vertu » qui peut être respectée grâce des panneaux PV :

Article L111-19 Modifié par LOI n°2016-1087 du 8 août 2016 - art. 86 (V)

...

Pour les projets mentionnés à l'article L. 752-1 du code de commerce (autorisation CDAC), est autorisée la construction de nouveaux bâtiments uniquement s'ils intègrent :

1° Sur tout ou partie de leurs toitures, et de façon non exclusive, soit des procédés de production d'énergies renouvelables, soit un système de végétalisation basé sur un mode cultural garantissant un haut degré d'efficacité thermique et d'isolation et favorisant la préservation et la reconquête de la biodiversité, soit d'autres dispositifs aboutissant au même résultat

3. La géothermie très basse énergie

3.1. Synthèse des différentes problématiques

A l'échelle programmatique OIM, de très nombreuses variables et contraintes peuvent impacter le développement de projets géothermiques :

- Les problématiques foncières liées à : l'écartement entre le puits d'exhaure et le puits de rejet, la position des puits par rapport à l'écoulement de la nappe, l'emprise des équipements, la densité urbaine pouvant contraindre l'installation d'un nombre suffisant de sondes (cas de la géothermie sur sondes)
- Les problématiques d'exploitation : l'équilibre entre les besoins de chaud et de froid (particulièrement pour la géothermie sur sondes), la compatibilité avec le types d'émetteurs des bâtiments (émetteurs basse température nécessaires), la bonne adéquation entre la température de sortie de la PAC, la température de la source chaude, le Delta T prélevé et le régime de fonctionnement de la PAC (éviter la dégradation du COP)
- Les problématiques de conflits d'usage avec les îlots voisins : autre opération de géothermie, usage AEP ou autre
- Les risques à long terme : perte de productivité, colmatage, pérennité
- Et enfin les problématiques économiques : coûts d'exploitation, part proportionnelle et non proportionnelle à la puissance des investissements, ...

Il n'existe pas de variable déterminante, mais il convient d'analyser **l'équilibre entre les différentes variables** dans le cadre d'un projet.

Le diagramme ci-après présente le poids de chaque contrainte en fonction des solutions :

- Géothermie sur nappe au Miocène
- Géothermie sur nappe à l'Oligocène
- Géothermie sur sondes

Poids des variables et contraintes vs solutions

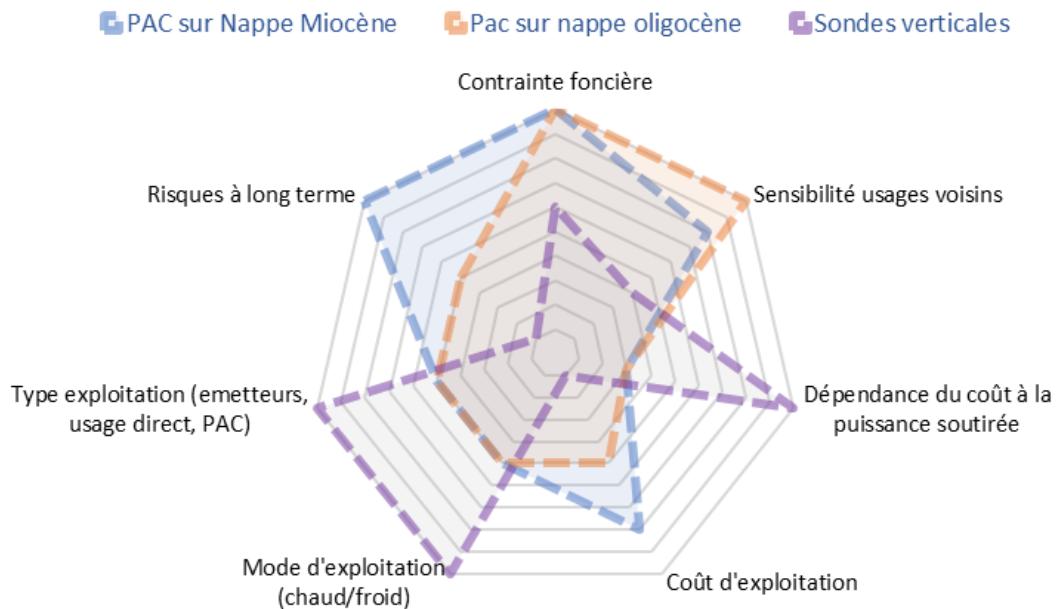


Figure 3 - Diagramme des contraintes pour les différentes solutions géothermiques

Le rapport de la phase 1 détaille les caractéristiques des différentes nappes. La nappe du Miocène, moins profonde que celle de l'Oligocène, a néanmoins un débit inférieur et incertain, ainsi que des risques de productivité qui apparaissent dans le diagramme précédent.

Nous avons donc concentré notre analyse sur la nappe de l'Oligocène. La carte ci-dessous rappelle les zones les plus favorables (en vert) de cette nappe ou envisageables sous conditions (en orange), décrite dans le rapport de la phase 1.

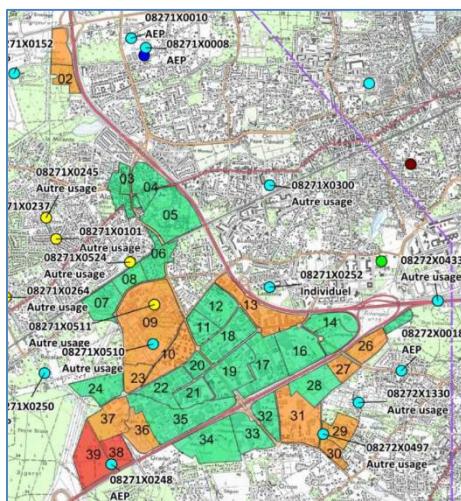


Figure 4 - Carte des zones d'intérêt de la nappe de l'Oligocène

3.2. Evaluation de l'opportunité de recourir à la géothermie pour différentes configurations d'îlots

3.2.1. Hypothèses et modélisation technique

Le tableau suivant rappelle les caractéristiques techniques encadrant l'exploitation de la nappe de l'Oligocène.

Tableau 3 - Caractéristiques techniques pour l'exploitation de la nappe de l'Oligocène

Doublet et PAC à l'Oligocène	
Profondeur	120 m +/- 10m
Température	16°C
Débit moyen	40 m ³ /h
Débit maximum	80 m ³ /h
Facteurs de risque	Risques de colmatage modérés induisant des coûts d'entretien modérés
Puissance maximum pouvant être prélevée dans la nappe	500 kW

Nous avons étudié la possibilité de couvrir les besoins des îlots de bureaux types en se référant à des hypothèses de consommation RT2012. Le rapport de la phase 1 présente la multiplicité des hypothèses de besoins envisageables pour des bâtiments neufs selon les différents labels existants. Afin de ne pas multiplier les simulations, ce qui rendrait la lecture du résultat final difficile, nous avons restreint l'analyse à cette seule hypothèse. Toutefois, le but de l'analyse étant de faire ressortir d'éventuels effets de seuil de la surface plancher sur l'opportunité de recours à la solution géothermie, les baisses de consommation permises par un changement d'hypothèse ne changerait pas significativement les résultats.

Afin d'évaluer l'opportunité de recours à cette solution, nous avons fait les hypothèses suivantes :

- Un doublet (hypothèse 130 m)
- Delta T prélevé dans la nappe de 5°C à 7°C (hypothèse restant prudentielle), ajusté selon les cas pour respecter les débits de prélèvement moyen et maximaux présentés dans le tableau précédent
- Modélisation pour les besoins de chauffage uniquement (RT 2012)
- Puissance de la PAC évaluée :
 - Soit à 50% de la puissance maximale appelée (majorée d'une surpuissance de 10%)
 - Soit en fonction de la puissance maximum pouvant être prélevée sur la nappe
- Une loi d'eau dans le bâtiment avec un aller à 40°C (retour 30°C) au jour le plus froid
- Un COP moyen de 5,65 (besoins faibles en ECS satisfaits par un autre moyen)

3.2.2. Hypothèse et modélisation économique

La modélisation n'avait pas non plus ici pour but d'aboutir à un plan d'affaires détaillé du projet, en l'absence d'orientation précise sur les montages juridiques et financiers. Toutefois, afin de mettre en avant les ordres de grandeur de prix de chaleur en fonction des superficies de bureaux étudiées, nous avons réalisé un plan d'affaires intégrant toutes les charges d'amortissement, financières et de fonctionnement, indépendamment de toute intervention d'un tiers. Les prix de chaleur évalués et présentés ici sont donc des coûts de revient, hors marge d'un opérateur tiers.

On suppose que l'installation est faite pour l'îlot en se concentrant sur la production de chaleur. On ne prend donc pas en compte de coûts de réseaux internes à l'îlot.

3.2.2.1. Les coûts d'investissement et les dispositifs d'aide

Les coûts d'investissements ont été estimés à partir de données ADEME, de notre retour d'expérience et de celui d'Antea. Les hypothèses sont les suivantes :

- Forage : 1 000 € HT/ml
- Equipements forage : 50 000 € HT
- Boucle primaire de 200 ml à 300 € HT/ml
- Pompe à chaleur, pompes réseau appoint gaz, génie civil : fonction puissance + 150 000 € HT pour le génie civil
- Divers et imprévu : 6%
- MOE : 6%

En clair, par rapport à tout autre mode de production, la géothermie sur nappe représente un surcoût d'investissement de l'ordre de 400 k€ à 500 k€ pour l'outil de production auquel il faut ajouter le coût d'investissement vraisemblable d'un réseau thermique de desserte de plusieurs bâtiments dans un même projet (réseau dont le surcoût par rapport à la solution de référence va être très variable selon la configuration du projet). En termes économiques, ces coûts ne sont supportables qu'avec des subventions d'une part, et des perspectives d'efficacité énergétique (ou production ENR géothermie) en exploitation d'autre part.

Nous avons intégré les aides du fonds chaleur 2018¹ suivantes :

- Production inférieure à 70 MWh, supérieure à 500 MWh : 10 € HT / MWh EnR sur 20 ans + 200 € HT / ml de puits foré
- Production supérieure à 500 MWh : idem avec un minimum de 100 000 € HT hors puits

Les taux d'aides sont présentés dans le Tableau 4. Il faut souligner que l'ADEME est dans une phase de retour d'expérience sur ce type de projet et s'interroge au vu des premiers retours. Ces calculs de l'aide pourraient donc être réinterrogés à l'avenir.

¹ Fiche Fonds Chaleur 2018 : « Secteur Géothermie de surface et pompe à chaleur »

3.2.2.2. Les coûts d'exploitation

Les coûts d'exploitation ont également été estimés à partir de données ADEME, de notre retour d'expérience et de celui d'Antea. Les hypothèses sont les suivantes :

- P2 forage : 6 000 € HT/an
- P2 PAC, contrôles techniques, ... : 8,6 €HT /kW
- P3 : 1% de l'investissement
- Charges financières : amortissement sur 20 ans ; emprunt à 3% sur 15 ans (pas de fonds propres)

3.3. Réponse aux besoins thermiques par la géothermie et éléments d'analyse économique pour les différents exemples

Le tableau suivant présente les résultats techniques et économiques de la modélisation. Le taux d'EnR est à distinguer du taux de couverture par la géothermie puisque l'on déduit la part d'électricité utilisée pour faire fonctionner la pompe à chaleur.

A noter que l'analyse n'est menée que sur les besoins de chaleur alors que la géothermie permet aussi – sinon surtout - de répondre à des besoins de froid. Dès lors que cette composante est intégrée pour un prix marginal dans le même projet, la géothermie est plus rapidement intéressante.

Tableau 4 - Résultats de la modélisation pour la géothermie sur la nappe Oligocène

Surface plancher bureaux	Puissance PAC (kW)	Delta T prélevé	Débit moyen (m ³ /h)	Taux de couverture PAC/géothermie	Taux d'EnR	Investissements (en k€)	Taux d'aide	Coût de revient moyen (€ HT /MWh)
5 000 m ²	77	5	5,4	95%	76%	620 €	12,2%	336 €
10 000 m ²	154	5	10,7	95%	76%	658 €	15,1%	185 €
20 000 m ²	297	5	21,2	94%	76%	731 €	20,0%	109 €
30 000 m ²	451	5	31,9	94%	76%	808 €	18,8%	87 €
40 000 m ²	594	6	35,3	94%	76%	880 €	17,3%	76 €
50 000 m ²	608	7	35,3	87%	70%	901 €	16,9%	66 €

On constate que si le delta T doit être légèrement augmenté pour les deux hypothèses de surfaces les plus élevées, les caractéristiques de la nappe ne sont pas un élément dimensionnant. En effet, même si pour 50 000 m² de bureaux le taux d'EnR est légèrement plus bas, il reste élevé et les débits moyens ne sont jamais supérieurs à celui autorisé pour la nappe.

Les courbes de charges suivantes, qui représentent la puissance appelée chaque jour de l'année – l'aire sous la courbe représentant l'énergie –, illustrent ce taux de couverture et l'on constate la limitation de la puissance EnR pour une surface de bureaux de 50 000 m². Celle-ci n'est pas égale à 50% de la puissance maximale appelée comme c'est le cas pour 5 000 m².

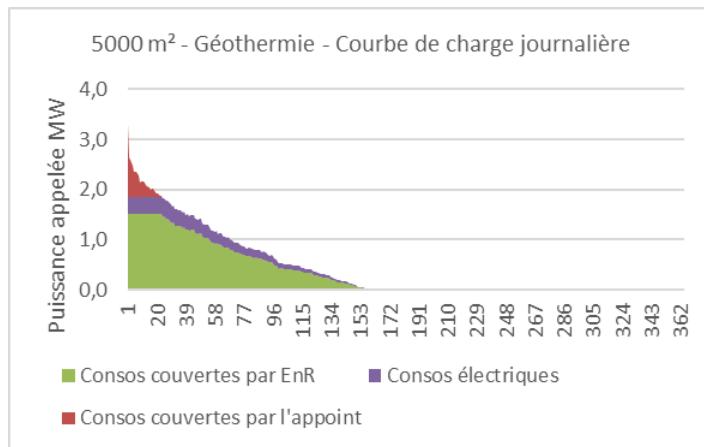


Figure 5 - Courbe de charge annuelle pour 5 000 m² de bureaux

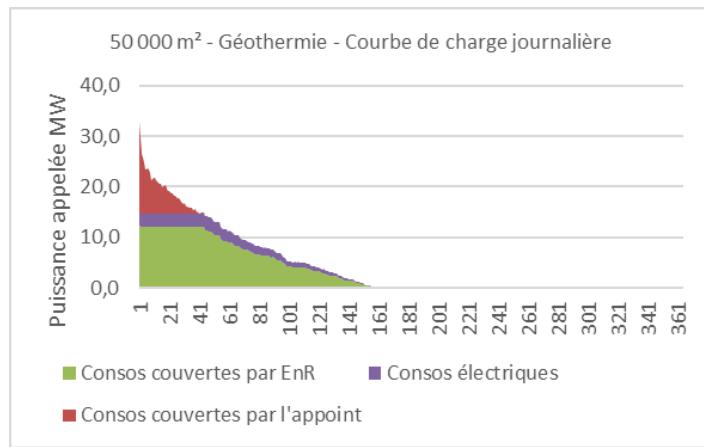


Figure 6 - Courbe de charge annuelle pour 50 000 m² de bureaux

La géothermie est une solution énergétique très capitalistique. Il y a en effet des coûts d'investissement élevés en comparaison avec des coûts d'exploitation plus faibles puisqu'ils sont uniquement dû à de l'entretien et à de l'achat d'électricité (pas de combustible à acheter comme pour la biomasse par exemple). Ceci est illustré par le graphique suivant. Il reprend la composition du coût de revient de la chaleur géothermique pour 5 000 m² de bureaux (année 9). On constate que 69% du coût de revient est dû aux charges financières (amortissement et frais financiers liés à l'investissement).

Par ailleurs, ces coûts d'investissement sont liés à la puissance de la PAC, qui évolue en fonction du besoin à couvrir, mais aussi et surtout au forage du puits dont la profondeur ne dépend pas des besoins couverts, mais des caractéristiques de la nappe. Les coûts d'investissements ne sont donc pas proportionnels au besoin couvert.

Le but de l'analyse est donc de regarder l'impact sur le coût de revient de l'importance des besoins à couvrir, c'est-à-dire des m² de surface plancher de la zone d'étude. Cette réflexion permettra ensuite de cibler les îlots de la zone d'aménagement les plus appropriés pour étudier l'opportunité d'avoir recours à cette solution.

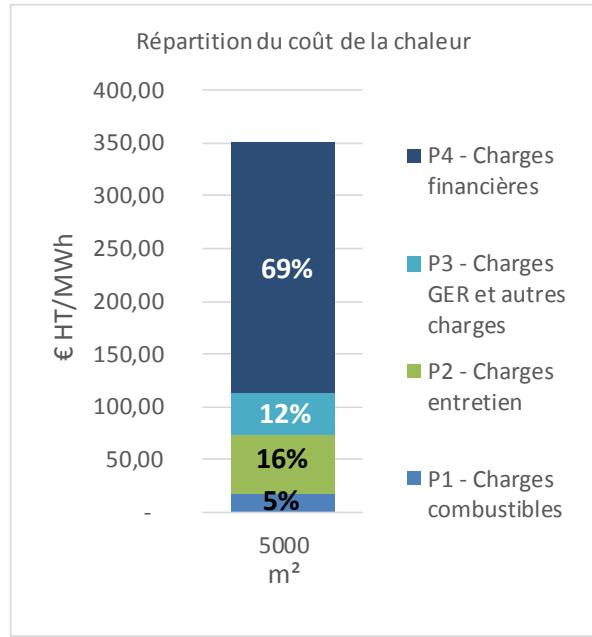


Figure 7 - Composition du coût de revient de la chaleur géothermique pour 5 000 m² de bureaux

Si l'on s'intéresse au coût de revient moyen (sur 20 ans) de la chaleur géothermique, on constate un effet de seuil autour de 20 000 m². Cela signifie que cette surface plancher de bureau est la surface minimale permettant d'amortir les investissements de l'installation géothermique par des besoins de chaleur suffisants. En effet, le coût de revient autour de 100 € HT/MWh est encore un peu élevé mais commence à être compétitif face à d'autres solutions.

Il est probable que pour 50 000 m² de bureaux, la surface soit répartie en plusieurs bâtiments sur l'îlot et que des investissements pour le déploiement d'un réseau s'ajoutent, augmentant en réalité un peu le coût de revient. Par ailleurs, plus la surface est importante plus il est vraisemblable que l'opération concernée sera longue, aléatoire en planning voire en réalisation. De ce fait, à partir de 20 000 m², ce facteur de risque est le surcoût va annuler en partie les économies d'échelle réalisées à partir de ce seuil.

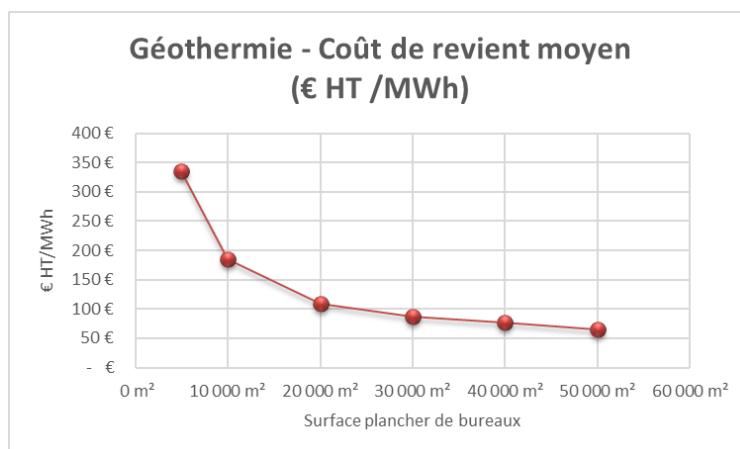


Figure 8 - Evolution du coût de revient moyen de la chaleur géothermique en fonction des m² de surface plancher de bureaux

3.4. Focus sur les sondes géothermiques

Un champ de sondes ne fonctionne de manière efficace que s'il assure à la fois la satisfaction du besoin de chaud l'hiver et d'un besoin de froid équivalent l'été.

Sur la zone d'étude, quelle que soit l'hypothèse choisi en termes de performance énergétique pour les bâtiments neufs, ces besoins sont relativement équilibrés comme le montre la figure suivante pour 5 000² de bureaux.

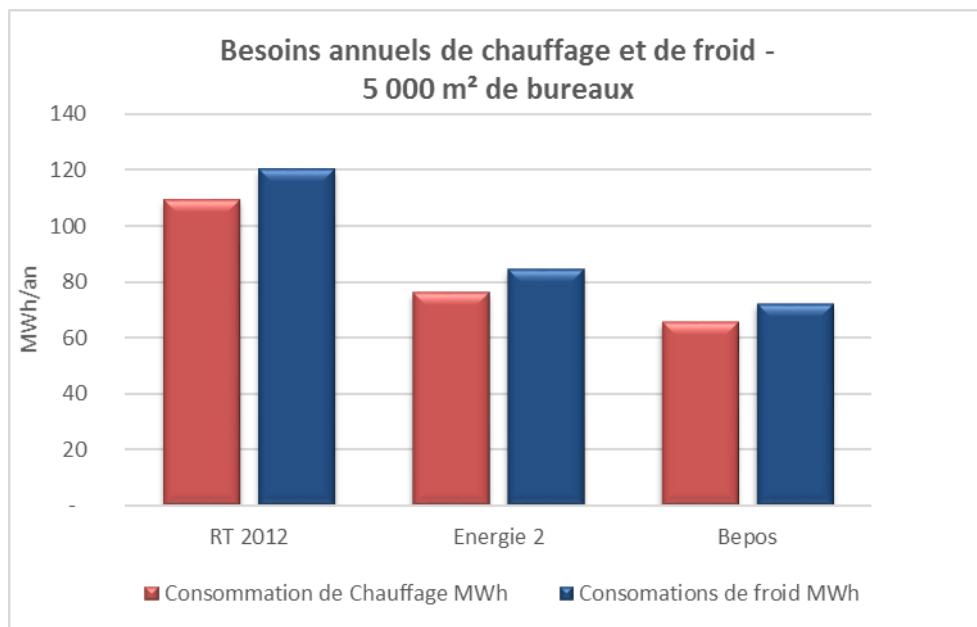


Figure 9 - Besoins annuels de chauffage et de froid pour 5 000 m² de bureaux

Les principales caractéristiques de cette ressource présentées dans le rapport de la phase 1 sont rappelées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 5 - Principales caractéristiques de la ressource géothermique sur sondes

Champ de sondes géothermiques verticales	
Profondeur	200 m
Puissance prélevable	10 kW par sonde, jusqu'à 500 kW
Facteurs de risque	Risques de dérive des coûts, fortes contraintes foncières, contrainte de l'équilibre chaud/froid

Comme cela est mis en avant dans la synthèse du paragraphe 3.1, parmi les autres contraintes de cette ressource, on trouve la contrainte foncière afin d'installer un nombre de sondes suffisant pour couvrir la demande. Celles-ci peuvent être installées sous les parkings ou les bâtiments de l'îlot. On trouve également les contraintes sur le type d'exploitation. En effet, l'exploitation pour la production de froid est préférable par échange direct avec des émetteurs adaptés. Le non recours à une PAC implique donc qu'il s'agit d'un système de rafraîchissement (baisse de la température par une source plus froide que l'air du bâtiment) et non d'un système de climatisation (atteinte d'une température de consigne).

Enfin, la très grande majorité des îlots est en zone orange sur la carte suivante, imposant l'obtention d'une attestation de compatibilité par un organisme expert agréé en préalable à la déclaration du projet et la réalisation des travaux.

Ce classement est lié au risque « mise en communication d'aquifère » en raison de la présence de plusieurs aquifères entre 0 et 200 m (nappes des alluvions, du Miocène et de l'Oligocène). Il est délicat à ce stade de préjuger de l'avis qui pourrait être émis par un organisme expert. Toutefois, la faible différence de charge hydraulique entre ces différentes nappes ne génère qu'un faible risque et, sous réserve d'une conception et réalisation des ouvrages conformes aux règles de l'art et du contrôle de la bonne cimentation des ouvrages, la délivrance de l'attestation de compatibilité ne doit pas poser de difficultés.

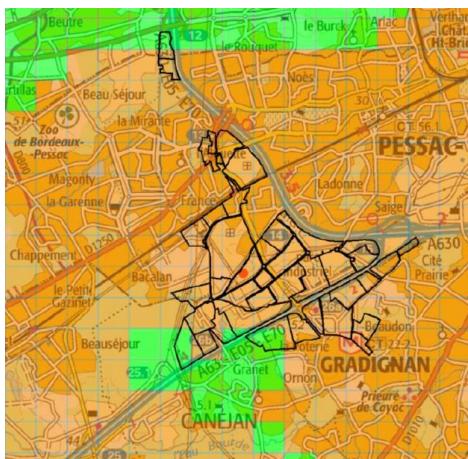


Figure 10 – Carte du zonage réglementaire de la géothermie de minime importance.

Bien que non déployée sur Bordeaux Métropole, hormis quelques très rares exemples, cette technologie est adaptée pour tout type de projets de petite et moyenne importance présentant des besoins équilibrés de chaud et de froid annuellement. A partir d'un certain seuil, le coût – quasiment proportionnel à l'ampleur du projet et au nombre de sondes – devient rédhibitoire par rapport à la géothermie ouverte sur nappe. Cela n'a toutefois pas empêché Airbus de mettre en œuvre un projet très important sur Toulouse : 140 sondes à 200 m de profondeur (sur environ 1,4 ha), 2MW de puissance chaud, 1 MW de puissance froid, 36000 m² de bâtiments ...Mise à jour des besoins et émissions en phase construction du nouveau plan guide

3.5. Le nouveau plan guide

Le rapport de la phase 1 présentait les besoins pour les bâtiments existants et les constructions envisagées au moment de sa rédaction. Ce plan guide a été mis à jour. Nous présentons donc dans ce paragraphe les besoins correspondants.

La carte ci-dessous superpose l'ancien découpage des îlots pour lesquels les précédents besoins avaient été calculés, et le nouveau plan guide.

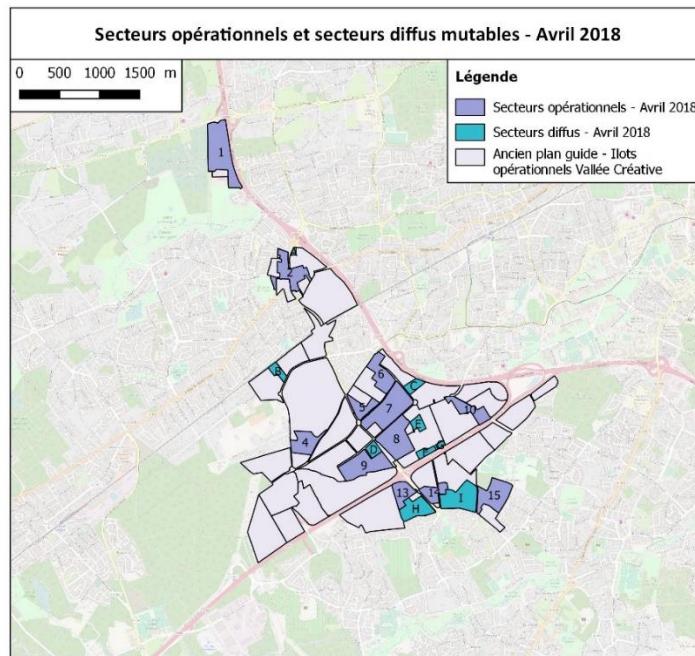


Figure 11 - Carte des îlots opérationnels du nouveau plan guide

En tout, **sur les îlots opérationnels**, ce nouveau plan guide intègre la création de près de 423 000 m² répartis comme suit entre les îlots :

Tableau 6 - Surfaces par îlot en m²

1. Bioparc	28 305
2. Carrefour de l'Alouette	41 500
3. Xavier Arnozan Secteur exclu	28 000
4. Pointe Sud	19 050
5. Porte de Bersol	27 475
6. Cité des Métiers / AFPA	48 879
7. Gutemberg	55 440
8. Château Bersol / Monnaie	49 209
9. Thalès	58 443
10. Bois Bersol - Centre commercial	19 536
11. Echangeur 15 Secteur exclu	-
12. Jean Bart Secteur exclu	-
13. Europe	14 280
14. Hippodrome	11 909
15. CENBG	13 700
Total général	415 726

Les îlots 11 et 12 n'apparaissent pas dans la suite des représentations.

Environ de 80% des surfaces sont affectées aux activités et au bureaux, quasiment à égale répartition. Les surfaces dédiées aux équipements correspondent en grande majorité à l'hôpital de Haut-Levêque.

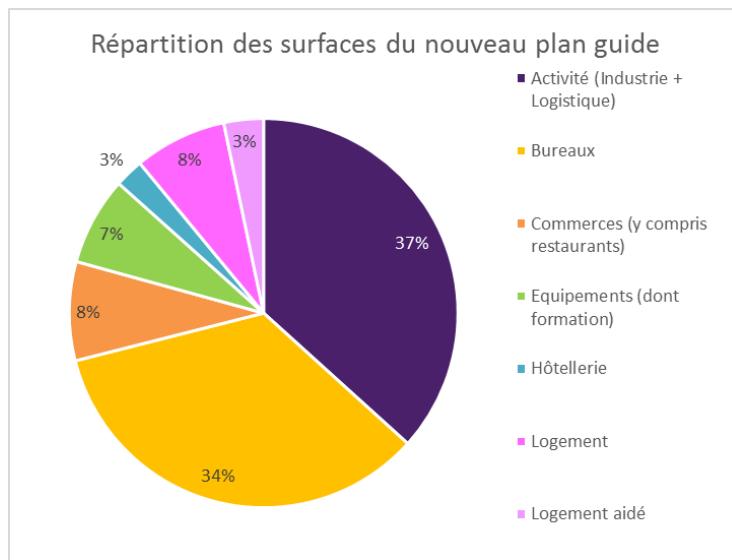


Figure 12 - Répartition des surfaces du nouveau plan guide

Ces surfaces sont réparties sur la zone d'aménagement comme représenté sur la carte ci-après. Il existe moins d'îlots mono-typologie comme c'était le cas dans la première version, excepté l'îlot Bioparc, exclusivement dédié aux activités et l'îlot Haut-Lévêque qui bien entendu est dédié à l'activité hospitalière (équipement).

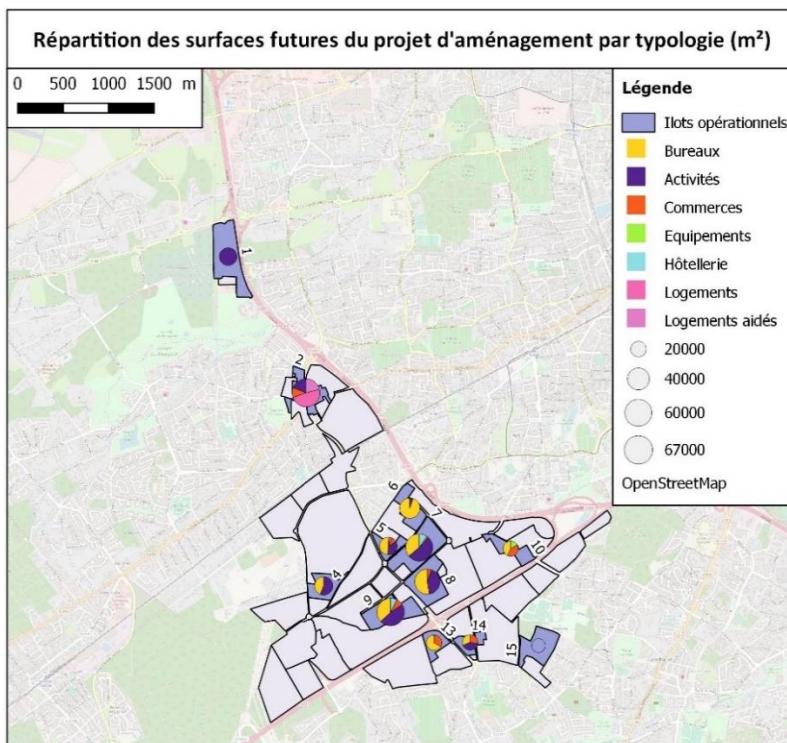


Figure 13 - Répartition des surfaces du nouveau plan guide

Contrairement à la phase 1, les bâtiments existants ne sont ici plus intégrés. Les secteurs diffus présentés sur la carte de la Figure 11 feront également l'objet de renouvellement urbain et/ou de constructions. Mais ne connaissant pas les surfaces de bâtis concernées, elles ne sont pas intégrées dans les éléments qui suivent.

3.6. Mise à jour des besoins

Le tableau ci-après présente la mise à jour des besoins de chaleur en fonction du choix qui sera fait pour la performance énergétique des bâtiments (cf. Rapport Phase 1).

Tableau 7 - Besoins des bâtiments du nouveau plan guide en fonction des niveaux de performance énergétique

	Consommations totales chaleur MWh	Puissance totale chaleur kW	Consommations totales froid MWh	Puissance totale froid kW
RT 2012	13 381	11 722	7 929	9 031
Energie 2	10 368	9 068	4 516	5 686
Bepos Effinergie 2017	8 449	7 361	3 699	4 654

La puissance électrique souscrite foisonnée pour l'ensemble de la zone d'aménagement est évaluée à **23 MVA**, hors parkings et hors projet Thalès, avec les ratios présentés en phase 1 que nous rappelons ci-après. Le besoin est estimé à **10 GWh** environ.

Tableau 8 - Ratios de consommations et de puissances électriques souscrite foisonnée pour le neuf²

Ratio puissance électrique souscrite foisonnée VA/m ²	
Bureaux	40
Activités	75
Commerces	75
Hôtellerie	60
Logement	40
Logement aidé	40
Equipements	40

Pour rappel, ces ratios correspondent à des valeurs basses de la norme, avec chauffage non électrique. Ces ratios ne tiennent pas compte de besoins particuliers, notamment pour les bâtiments industriels qui peuvent avoir des besoins électriques très hétérogènes.

La carte suivante présente la répartition des besoins de chaleur, de froid et d'électricité par îlot.

² Il s'agit des ratios « neuf » utilisés dans les évaluations des paragraphes 2 et 4.1.

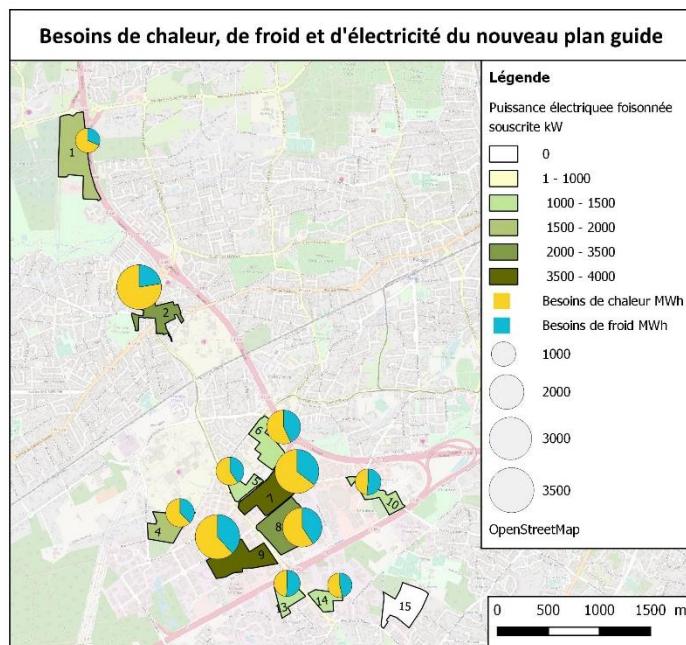


Figure 14 - Besoins de chaleur, d'électricité et de froid du nouveau plan guide

3.7. Mise à jour de l'évaluation des émissions de CO₂

Nous avons expliqué en détail dans le rapport de la phase 1 que les émissions du projet d'aménagement ne se limitent pas à la phase d'exploitation des bâtiments, sur laquelle on peut agir en diminuant les consommations et en ayant recours à des EnR pour répondre aux besoins. Il faut également prendre en compte les émissions induites par la construction des bâtiments, qui font l'objet d'objectifs fixés par les labels E+C-. Le tableau ci-après reprend les objectifs par types d'usages des bâtiments pour les niveaux de performances E+C-.

Tableau 9 - Niveaux de performances cibles pour les produits de construction et équipements

En kg eq. CO ₂ /m ² _{SDP}	Niveau de performance visé	Maisons individuelles ou accolées	Bâtiments collectifs d'habitation	Bâtiments à usage de bureau	Autres bâtiments soumis à la réglementation thermique
$A_{PCE,1}$	Carbone 1	700	800	1050	1050
$A_{PCE,2}$	Carbone 2	650	750	900	750

Comme nous l'avons fait en phase 1, afin de pouvoir mettre en perspective les émissions liées à la construction et à l'équipement des bâtiments, et ceux liés à l'exploitation (besoins de chaleur, de froid et d'électricité), nous avons fait les hypothèses suivantes :

- Utilisation de gaz pour répondre aux besoins thermiques, avec un rendement de 90%
- Réponse aux besoins de froid par l'électricité avec un coefficient de performance de 2
- Exploitation sur 25 ans
- Facteurs d'émissions :

- Gaz : 241 g CO₂/kWh PCI
- Electricité : 81 g CO₂/kWh. Nous retenons ici la valeur moyenne du Bilan Carbone® de l'ADEME. Cette valeur pourra être affinée par la suite en distinguant les usages de l'électricité

Les émissions seront donc bien évidemment plus faibles sur les îlots où le choix de la géothermie sera fait ; on pourra également en parallèle considérer une compensation des émissions par la production photovoltaïque.

Les émissions prises en compte dans l'analyse sont donc :

- Les émissions liées aux nouvelles constructions et à leur équipement,
- Les émissions liées à l'exploitation de ces constructions.

Les graphiques suivants présentent la répartition des émissions pour 3 cas de figure. Les deux premiers cas respectent le label Carbone 1 et le troisième le label Carbone 2. On constate que quel que soit le cas, les émissions liées aux constructions représentent environ 80% des émissions totales.

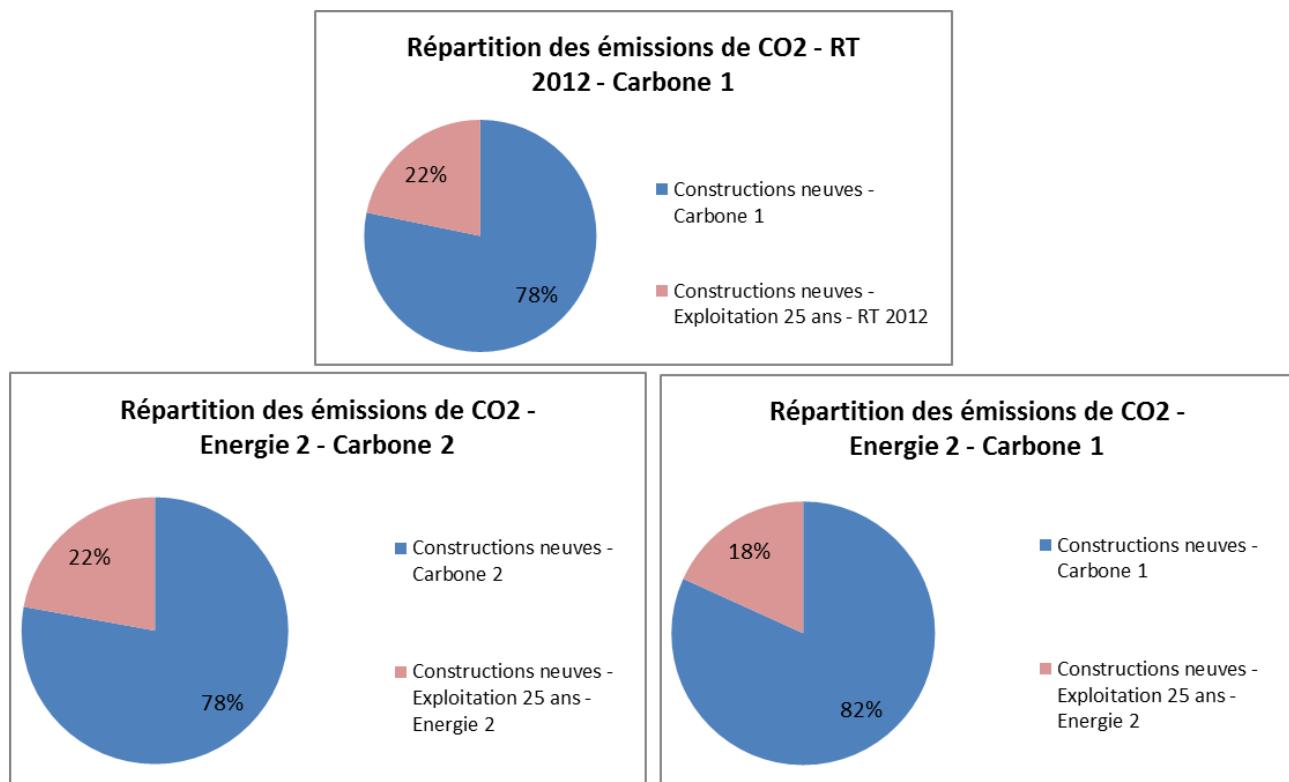


Figure 15 - Répartition des émissions de CO₂ entre construction et exploitation

En termes quantitatifs, les émissions en tonnes associées à ces graphiques sont les suivantes :

Tableau 10 - Emissions de CO₂ en phase construction et exploitation

	Construction	Exploitation
RT 2012 - C1	425 086 t	118 275,0 t
Energie 2 - C1	425 086 t	94 675,0 t
Energie 2 - C2	333 221 t	94 675,0 t
Bepos - C1	425 086 t	80 975,0 t

Le gain est donc de plus de 90 000 t pour un passage en phase construction d'un label C1 à un label C2 ; il est de près de 24 000 t pour un passage de la RT 2012 à un label Energie 2 impactant la phase exploitation, et de 37 000 t environ pour un passage de la RT 2012 à un label Bepos Effinergie 2017.

Un effort sur les émissions de la phase construction est donc le meilleur levier pour diminuer l'ensemble des émissions du projet

4. Analyse du potentiel EnR du nouveau plan guide

4.1. Le potentiel solaire photovoltaïque du nouveau plan guide

Nous avons appliqué l'ensemble des hypothèses présentées au paragraphe 0 du présent rapport pour évaluer la puissance pouvant être installée sur chaque îlot du nouveau plan guide. **Cette évaluation ne tient compte que des toitures.** D'autres installations peuvent être envisagées, telles que les ombrières de parking.

Les résultats présentés ici sont maximalistes en termes d'utilisation des toitures. L'objectif qui sera fixé pour l'ensemble de la zone sera défini en pourcentage de ce chiffre maximaliste.

En effet, il existe plusieurs facteurs limitants sur ce potentiel : ombres, orientations, émergences particulières, contraintes réglementaires de toute nature (monuments historiques, bâtiment ICPE ou de valeur industrielle particulièrement élevée), part de potentiel en déséconomie d'échelle du fait d'un effet de seuil (tarif d'achat, raccordement), etc. Dans les zones soumises à des contraintes patrimoniales, les covisibilités avec les bâtiments classés ou inscrits devront être étudiées, mais ne sont pas, a priori, rédhibitoires.

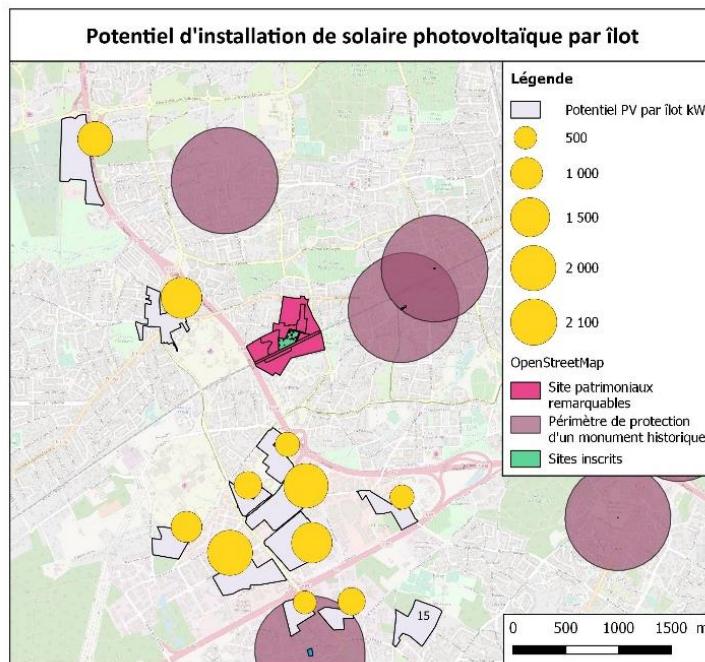


Figure 16 - Carte du potentiel photovoltaïque par îlot et des contraintes patrimoniales

La puissance totale est de 12 349 kWc, soit une production annuelle d'environ 15,7 GWh/an, ce qui est supérieur sur l'année aux besoins estimés à 10 GWh/an³.

³ Le calcul des 10 GWh/an est fait avec un ratio de besoin « neuf » puisque nous ne considérons ici que les nouvelles constructions. L'utilisation du ratio de besoin « existant » au paragraphe 0 avait pour objectif de montrer le fort impact sur les taux d'autoconsommation (et de couverture) du choix d'un ratio hypothétique et

Un objectif partiel de réalisation de 50% des projets potentiels porterait les chiffres à 4,6 MWc environ pour une production de 5,8 GWh environ, soit environ 80% de couverture des besoins électriques moyens sur l'année estimés sur ces mêmes îlots.

Il convient de rappeler que ce raisonnement ne tient compte que des îlots opérationnels – c'est-à-dire hors opérations dans le diffus / hors renouvellement du parc immobilier à proximité / hors installations sur des surfaces de parking (pour mémoire 1 m² de bureau en construction neuve donne lieu environ à 1 m² de surfaces de parking). A l'échelle du périmètre de la TAM, en première approximation, le potentiel de réalisation peut donc à minima être doublé.

4.2. Les projets géothermiques envisageables sur certains îlots

Dans le prolongement des réflexions présentées au paragraphe 0, nous avons focalisé l'analyse d'une solution géothermique pour répondre aux besoins de chauffage, voire de climatisation, sur les îlots du plan guide :

- de surface plancher supérieure à 20 000 m² environ,
- situés en zone verte de la carte sur la Figure 4.

Nous avons donc réalisé l'analyse pour les îlots : 1,2,3, 5, 6, 7, 8, 9, 10 et 13.

Le tableau suivant regroupe les résultats et caractéristiques techniques pour chaque projet potentiel. On constate que 6 îlots ressortent pour un coût de revient moyen sur 25 ans plus faible. Rappelons toutefois que pour de telles surfaces, il faudra sans doute ajouter des coûts liés au développement d'un réseau de distribution intra-îlot, mais également défaillir les économies sur la production de climatisation.

Tableau 11 - Projets géothermiques envisageables par îlots

Îlot	Surface de plancher	Besoins chauffage	Puissance PAC	Delta T prélevé	Part EnR	Besoins couverts par les EnR	Investissements sans subventions	Avec subventions	Coût de revient moyen sur 20 ans
1	28 305 m ²	763 MWh	396 kW	5 °C	76%	577 MWh	780 660 €	628 660 €	99 € HT/MWh
2	41 500 m ²	905 MWh	462 kW	5 °C	76%	685 MWh	813 720 €	661 720 €	91 € HT/MWh
3	28 000 m ²	1 041 MWh	451 kW	5 °C	76%	789 MWh	807 510 €	655 510 €	80 € HT/MWh
5	27 475 m ²	804 MWh	396 kW	5 °C	76%	609 MWh	780 370 €	628 370 €	95 € HT/MWh
6	48 879 m ²	1 416 MWh	608 kW	6 °C	72%	1 022 MWh	897 120 €	745 120 €	71 € HT/MWh
7	55 440 m ²	1 547 MWh	608 kW	6 °C	69%	1 064 MWh	906 270 €	754 270 €	67 € HT/MWh
8	49 209 m ²	1 426 MWh	608 kW	6 °C	72%	1 023 MWh	898 280 €	746 280 €	70 € HT/MWh
9	58 443 m ²	1 643 MWh	608 kW	7 °C	67%	1 100 MWh	911 020 €	759 020 €	64 € HT/MWh
10	19 536 m ²	544 MWh	286 kW	5 °C	76%	414 MWh	724 620 €	589 848 €	123 € HT/MWh
13	14 280 m ²	372 MWh	209 kW	5 °C	76%	284 MWh	686 000 €	577 240 €	165 € HT/MWh

de souligner la nécessiter d'une analyse précise de courbes de charges avant d'avancer un taux d'autoconsommation.

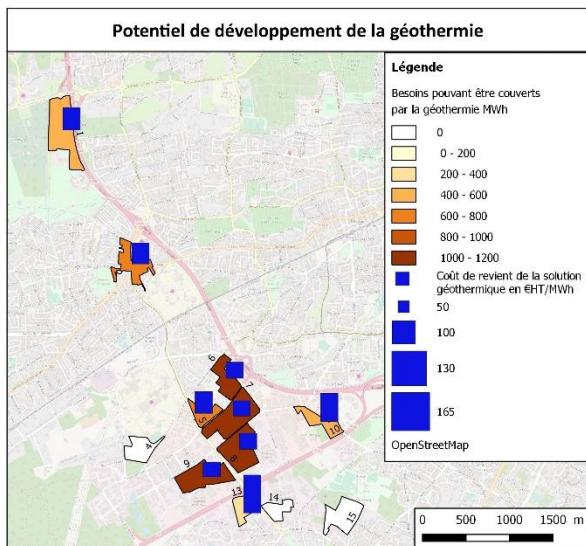
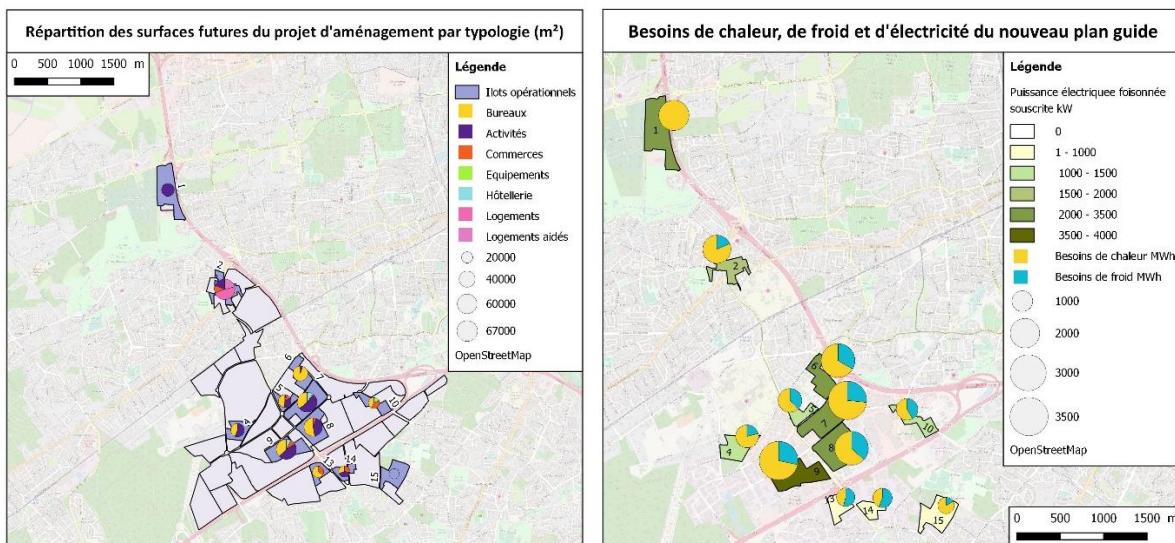


Figure 17 - Carte du potentiel de développement de la géothermie – Hors Haut-Levêque

Cette carte a seulement pour objectif de mettre en avant les îlots où le potentiel géothermique semble intéressant à exploiter. Chaque projet devra faire l'objet d'une étude ad hoc pour confirmer cet intérêt, en gardant en mémoire le seuil de 20 000 m², voire 40 000 m² pour un prix de chaleur et de froid attractif.



On peut analyser plus finement les résultats en les rapprochant des cartes ci-dessus rappelant la typologie des bâtiments par îlot et les besoins de chaleur et de froid.

On constate par exemple que l'îlot 2 abrite une grande majorité de logements. La solution géothermique fournissant une chaleur « Basse Température », elle n'est pas complètement adaptée à la production d'Eau Chaude Sanitaire (état de l'art en cours d'évolution). Par conséquent, les bâtiments de cet îlot nécessiteraient une solution d'appoint pour le chauffage de l'Eau Chaude Sanitaire. Toujours en raison de la programmation de l'îlot, les besoins de froid représentent moins du quart des besoins « chaud + froid », ce qui ne permet pas de réinjection de chaleur de la nappe en été, bien que ceci soit moins problématique avec une solution sur nappe qu'avec une solution sur

sonde. Cependant le fait de ne pas avoir recours à la solution pour la production de froid nuit à l'économie générale du projet.

Avec une majorité de bureaux et activités, les îlots 6, 7, 8 et 9 (voire d'autres) pourraient bénéficier grâce à la géothermie d'une solution de production à la fois de chaleur et de froid. Les calculs présentés ici se sont focalisés sur le coût de revient pour la production de chaleur, mais celui-ci serait nécessairement inférieur avec un coût ramené à la production de chaleur mais aussi de froid. La comparaison avec un prix de référence « chaleur + froid » serait par conséquent encore plus intéressante pour des îlots avec ce type de besoins. Toutefois ces îlots sont limitrophes, des études hydrologiques devront donc être réalisées pour vérifier la compatibilité de plusieurs projets.

Enfin les îlots 4, 5, 10, 13 et 14 (et des projets particuliers des îlots précédents en cas d'échec de montage d'une solution globale à l'échelle de l'îlot) possèdent des caractéristiques intéressantes pour la réalisation d'une étude sur l'utilisation des sondes géothermiques par les futurs porteurs de projets, en particulier des besoins de froid et chaud du même ordre de grandeur. Toutefois ces îlots de trouvent en zone orange de la carte de la Figure 10, nécessitant l'obtention d'un avis d'expert préalable à la déclaration du projet et la réalisation des travaux, ce qui n'est a priori pas rédhibitoire.

On rappellera de nouveau que cette réflexion n'a porté que sur les îlots opérationnels et que d'autres opérations sont envisageables dans le diffus et sur les bâtiments renouvelés ou maintenus. A titre d'exemple, il existe sur le site du CHU Haut Lévêque un réseau de froid important alimenté par des PAC Air et des besoins de chaleur d'été (ECS et process) qui pourraient éventuellement donner lieu à une opération géothermique sur nappe avec un temps de retour sur investissement raisonnable.

4.3. L'impact sur les émissions de CO₂ du projet d'aménagement

En complément des hypothèses présentées au paragraphe 0, nous faisons les hypothèses suivantes sur les facteurs d'émission (source ADEME) :

- Photovoltaïque : 55 g CO₂/kWh avec incertitude de 30%. Au vu des données constatées dans les derniers appels d'offre CRE, nous allons considérer la marge basse de 30%, soit 38,5 g CO₂/kWh.
- Electricité en utilisation chauffage (pour l'électricité consommée par les pompes à chaleur) : 213 g CO₂/kWh

Avec l'hypothèse de réalisation de 50% des projets solaires photovoltaïques, et la production de 7,8 GWh d'électricité solaire environ, l'économie serait de 333 t de CO₂/an, soit un peu plus de 8 300 t sur 25 ans. Ce calcul est fait en comparant les émissions au facteur d'émission moyen de l'électricité (81 g CO₂/kWh). Il est précisé que ce facteur d'émission est très controversé : d'une part il s'agit d'une moyenne annuelle qui masque des disparités très importantes sur certains usages / certaines périodes et d'autre part ce facteur d'émission est bas en France du fait de l'importance de la production d'énergie nucléaire dont l'avenir à moyen et long terme est un sujet important de débats.

Pour la géothermie, nous prenons l'hypothèse qu'un projet se réalise sur chacun des quatre îlots 6, 7, 8 et 9 mais que seuls 75% des besoins sont concernés. Pour la géothermie on utilise le coefficient

d'émission de l'électricité pour une utilisation chauffage, et on compare aux émissions d'une solution de référence gaz. Sur 25 ans, l'économie sur les émissions de CO₂ pour les 159 000 m² concernés (soit 38% de la surface totale) serait de près de 15 000 t.

Au total, avec une réalisation de ces hypothèses de projets EnR, l'économie sur les émissions de CO₂ globales du projet d'aménagement en phase d'exploitation serait d'environ 23 400 t CO₂, soit 20% environ pour des consommations de niveau RT 2012.

Tableau 12 - Emissions de CO₂ en phase construction et exploitation avec recours aux EnR

	Construction	Exploitation
RT 2012 - C1	425 086 t	118 275 t
RT 2012, PV et géothermie – C1	425 086 t	94 855 t
RT 2012, PV et géothermie – C2	333 221 t	99 850 t

Ces gains ne modifient pas de façon significative la part entre les émissions liées à l'exploitation et celles liées à la construction, ces dernières restant largement majoritaires, au-delà de 70%.

4.4. Les réflexions à mener

4.4.1. Comment fixer les objectifs ?

Les paragraphes précédents ont montré les résultats attendus avec les objectifs suivants :

- Réalisation de 50% du potentiel maximal de projets photovoltaïques,
- Approvisionnement des besoins de chauffage et de climatisation pour les zones les plus favorables à hauteur de 75%, soit environ 38% des surfaces plancher.

La stratégie énergétique de Bordeaux Inno Campus (BIC) extra-rocade reposera principalement sur le déploiement de ces deux solutions énergétiques (en complément de réseau de chaleur biomasse étudié par ailleurs sur une partie du périmètre). Il convient donc de s'interroger sur la meilleure façon de fixer et d'imposer ces objectifs.

La réalisation des projets photovoltaïques dépend essentiellement de deux éléments :

- Le montage juridique et le financement associé,
- Les contraintes techniques et la faisabilité d'installation sur le toit.

Les bâtiments concernés par l'objectif calculé précédemment étant tous des bâtiments neufs, il est crucial pour le succès des projets que les contraintes techniques soient évitées et le potentiel solaire maximisé dès la conception des bâtiments : structures et revêtements de toiture compatibles, prise en compte du raccordement au réseau électrique, éviter les ombres portées entre bâtiments, les obstacles trop nombreux sur le toit (bouches d'aération, acrotères trop hauts, ...). Le projet d'aménagement ne concerne pas que des terrains dont Bordeaux Métropole a la maîtrise foncière, ces préconisations doivent pouvoir être imposées aux porteurs de projets immobiliers par d'autres biais, par exemple le PLU ou des fiches de lots. Ce moyen d'action ne permettra pas d'imposer

l'installation d'une puissance photovoltaïque minimale, mais il permettra de s'assurer que les projets ne soient pas rendus impossibles dès la conception. Les porteurs de projets pourront également s'appuyer sur des hypothèses telles que celles présentées au paragraphe 2 qui leur permettra de calculer le potentiel théorique de leur construction.

Le recours de la géothermie ne soit pas être seulement pensé en termes d'architecture du bâtiment comme c'est le cas du photovoltaïque, mais doit intervenir dans une réflexion globale intégrant également la distribution d'énergie thermique dans le bâtiment (et notamment dans le choix des régimes de température au secondaire). On peut envisager la mise à disposition des porteurs de projets d'une carte comme celle de la Figure 17 qui les renseignera sur leur situation ou non sur une zone d'intérêt pour le recours à cette énergie et d'un mini guide d'alerte sur les points à bien prendre en compte.

Comme les analyses l'ont montré, la difficulté pour le développement des projets géothermiques repose sur une superficie suffisante pour amortir les investissements. Plusieurs cas de figure se présenteront en termes de montages, mais dans la plupart des cas, un travail de mise en relation entre porteurs de projets peut être envisagé si le seuil n'est pas atteint avec le projet d'un seul d'entre eux. Imposer une étude ad hoc pour chaque projet ou groupe de projets atteignant la taille critique serait une bonne incitation à explorer cette ressource énergétique au lieu de se tourner vers des solutions classiques plus émissives.

4.4.2. Quels montages ? Quelles aides au financement ?

Au stade de développement du projet, il est difficile d'envisager des montages, ne sachant pas quels pourraient être les porteurs de projets.

Pour le volet géothermie :

Il faut tout d'abord rappeler qu'au niveau national, la technologie est maîtrisée avec des centaines d'opérations réalisées et un cadre réglementaire devenu très simple. Par ailleurs, les dispositifs de financement en études comme en travaux mis en place par l'ADEME, notamment au titre du fonds chaleur, permettent normalement d'équilibrer des temps de retours sur investissements corrects par rapport à d'autres solutions énergétiques plus classiques. De plus la garantie AQUAPAC permet de se prémunir des risques inhérents à tout forage.

En revanche, le tissu professionnel d'ingénierie et de réalisation reste fragile notamment en (Nouvelle) Aquitaine et la réussite technique et économique des opérations nécessite d'associer des compétences (sous-sol et captage, production par PAC, régulation avec le bâtiment et évaluations a priori de ses besoins) qui sont rarement combinées par des ensembliers (notamment en termes de maîtrise d'œuvre / BET) et peuvent donc nécessiter un fort investissement en termes de maîtrise d'ouvrage.

- Les opérations sur sonde peuvent être gérées à l'échelle de chaque projet immobilier qui le souhaite et sous une forme classique. Les seules contraintes sont éventuellement spatiales pour l'implantation des sondes, et, à terme, d'influences de fonctionnement entre des opérations géothermiques spatialement proches. Ce type d'opération sera certainement plus facile à mettre en œuvre par un investisseur en propre avec une vision globale investissement + exploitation (cf. ex Airbus à Toulouse) ou un investisseur qui confie la

réalisation et l'exploitation d'un projet à une société ensemblier (type CPI). Celui-ci va faire appel à un ensemble de BET, un BET ensemblier, voire contractualiser directement avec un opérateur énergétique ensemblier.

- Les opérations sur nappe nécessitent une taille critique. Plusieurs cas de figure peuvent se présenter :
 - o L'opération immobilière elle-même a cette taille critique. Il pourrait notamment s'agir de projets industriels d'envergure. Le processus de décision et de portage ne pose alors pas de difficulté particulière. A date, aucune opération neuve de cette nature ne semble envisagée sur l'OIM. En revanche, la question existe pour le site hospitalier de Haut-Lévêque et fait l'objet d'échanges menés dans le cadre des études sur le réseau de chaleur de ce secteur.
 - o L'ilot opérationnel comprend plusieurs bâtiments phasés dans le temps avec un portage unique d'un aménageur / investisseur / promoteur / gestionnaire (cas de l'ilot Thales). La situation est alors à peu près identique, même si le système de répartition des charges est plus complexe et le risque lié au phasage plus présent.
 - o L'ilot opérationnel comprend plusieurs bâtiments phasés dans le temps avec un portage unique d'un aménageur / promoteur (cas du 45^{ème} parallèle à Mérignac). Il faut alors définir une structure de portage du projet (opérateur énergétique ou ASL / AFUL etc.) et convaincre les acheteurs que c'est une bonne solution (ou que le vendeur soit persuadé que cela ne dégrade pas son produit ou soit prêt à assumer l'éventuelle décote de recette correspondante).
 - o L'ilot opérationnel comprend plusieurs bâtiments phasés dans le temps avec un portage unique d'un aménageur (cas de certaines opérations de la Fab sur OIM aéroport). Si l'aménageur est maître du foncier, sa faculté d'imposer un tel système reste plus conséquente.
 - o L'ilot opérationnel comprend plusieurs bâtiments phasés dans le temps avec de multiples porteurs de projet. Dans ce cas, le contexte de l'auto-organisation a peu de chance de marcher et seule la suscitation d'une offre très complète d'un opérateur énergétique peut avoir une chance de succès.

Quel peut être le rôle de la collectivité ?

- Apporter la première connaissance de ce type de solution et la mettre au débat avec un premier accompagnement en ingénierie
- Imposer la réalisation d'études ciblées sur ces aspects dans le cadre de la négociation des projets
- Participer à des tours de tables financiers pour l'apport en capital de ces projets (prise de participation dans des sociétés de projets dédiées)
- Classer les projets portés par des opérateurs énergétiques (éventuellement SEM de la collectivité) pour minimiser le risque (obligation de raccordement, fait sur le projet Newton à Bègles)
- Conduire en propre et en tant que service public certains projets. Cette option ne paraît toutefois pas réaliste ou massifiable dans les toutes prochaines années, la collectivité souhaitant se concentrer sur la priorité représentée par des réseaux de plus grande taille.

Pour le volet photovoltaïque :

Le contexte est extrêmement différent avec une concurrence grandissante sur le marché des développeurs spécialisés pour lesquels ce type de projet n'est aujourd'hui qu'une niche. A noter que s'il est possible à un porteur de projet de monter lui-même son installation, le recours à un développeur apporte des avantages concurrentiels massifs (expertise métier, capacité d'achat à bas coût de panneaux solaires etc.). Certains promoteurs / exploitants importants commencent toutefois à se structurer pour offrir des offres intermédiaires.

Quel peut être le rôle de la collectivité ?

- A minima, s'assurer que la conception est propice à un développement du PV et ne l'empêchera pas, sur les bâtiments, sur les parkings et sur les délaissés de voirie ou de terrain (cahier des charges « ready to » à écrire)
- Engager chaque équipement public dans l'intégration d'une production photovoltaïque optimisée (en autoconsommation le cas échéant)
- Encourager, voire imposer un certain niveau de PV sur les projets immobiliers dans le cadre de la négociation des projets :
 - o idéalement au niveau du PLUi, mais avec des difficultés d'écriture réglementaire pouvant faire l'objet d'initiatives de la Métropole. Un exemple de rédaction du règlement de PLUi est proposé ci-dessous, imposant l'implantation de panneaux solaires photovoltaïques pour toute construction neuve de taille significative. Cette rédaction est mise en œuvre actuellement par Grenoble Alpes Métropole.

Toute construction neuve dont la surface plancher est supérieure ou égale à 1000m² devra produire :

- ➔ *Au minimum 20 kWh / m² d'emprise au sol / an pour les immeubles à vocation dominante d'habitat et les équipements publics ;*
- ➔ *Au minimum 40 kWh / m² d'emprise au sol / an pour les immeubles commerciaux et de bureaux.*

Pour la réalisation de logements sociaux, et en cas d'impossibilité économique avérée et justifiée, le pétitionnaire devra prévoir l'ensemble des dispositions permettant un aménagement ultérieur des toitures.

- o dans des opérations particulières incluant une contractualisation : ZAC, cahiers de charges de cession de terrain... La problématique liée à ces opérations est que l'ambition, parfois souhaitée dans le contrat d'aménagement, n'a pas force d'engagement sauf à contraindre l'attribution des permis de construire. L'intégration dans les cahiers des charges de cession de terrain est limitée par la relation aménageur / promoteur et les nécessités de commercialisation au meilleur coût pour ce dernier. Les gains en exploitation sur le temps long (ce qui est le cas d'une production PV) sont loin des préoccupations des promoteurs cherchant un gain en CAPEX achat / revente.

Par ailleurs, seules certaines opérations pourraient être dans un cas de contrat d'aménagement ou de promotion à l'initiative de la Métropole. Ce cas n'est donc pas celui pouvant être mis en œuvre de façon générique dans les projets de l'opération.

- Participer à des tours de tables financiers pour l'apport en capital de ces projets comme autorisé depuis la loi de transition énergétique pour la croissance verte (cf. conditions des appels d'offres CRE sur la participation locale)
- Acheter en gré à gré sur le long terme des productions locales pour la satisfaction de ses besoins propres (mécanisme émergent et dont la validité juridique reste à démontrer)

Montages communs

Plusieurs solutions sont envisageables (ces solutions constituent de premières pistes à approfondir en fonction des contraintes / risque et avantages / forces) :

- Un porteur de projet privé externe proposant d'exploiter les toits pour une installation solaire contre le paiement d'un loyer pour la location des toitures dans le cadre d'un bail emphytéotique ou proposant la création d'un mini-réseau de chaleur géothermique en se rémunérant sur la vente de chaleur (droits de raccordements et recettes d'exploitation). C'est le montage le plus intéressant et le plus efficace pour faire agir des opérateurs spécialisés. En revanche, il induit des effets pernicieux :
 - o Pour le PV, la plus grande valeur financière va à l'opérateur ... et l'occupation des toitures signifie un gel de la flexibilité immobilière sur le long terme pour une redevance qui pourrait être très modique.
 - o Ce type de montage peut également exister pour l'autoconsommation : le porteur de projet réalise l'installation et cède l'électricité aux occupants contre la redevance d'un contrat de service dont le tarif est fixé entre eux (le porteur de projet ne pouvant pas être fournisseur d'énergie).
 - o Pour la géothermie, le gestionnaire du bâtiment est « prisonnier » pendant toute la durée de vie de l'outil de production de l'opérateur énergétique qui possède cet outil de production (sauf à prévoir une rétrocession à terme). Lorsque celui-ci arrivera au terme de son exploitation, un autre opérateur énergétique pourra proposer une autre solution (nouveau puits, autre EnR,...), faisant démarrer un nouveau projet en contractualisant sur une nouvelle longue durée.
- Un promoteur investissant dans l'une des deux solutions et le répercutant dans le prix de vente, les usagers bénéficiant ensuite d'une énergie thermique moins chère et /ou des recettes de la vente d'électricité. La question se pose ici uniquement en termes de portage, mais on en revient aux interrogations du paragraphe précédent sur la façon d'imposer un objectif en l'absence de cahier des charges de cession de terrain.
A noter que la possibilité de répercussion dans le prix de vente n'a jusqu'alors pas été couronnée de succès, ce critère n'étant pas porteur pour les logements ou le commerce. Seul l'immobilier d'entreprise a permis le développement de telles offres. Une approche en coût global, donc en modèle d'investissement et d'exploitation avec engagement de charges énergétiques pourrait à ce stade permettre un changement de paradigme. Le modèle juridique, financier et organisationnel pour une telle contractualisation nécessite d'être approfondi sur des opérations futures.
- Un ou plusieurs propriétaires de bâtiments se réunissant (au sein d'un SCIC, SAS, ...) pour investir dans l'une des solutions avec un gain attendu sur les charges (soit par autoconsommation soit par revente). Ce cas de figure est possible pour le photovoltaïque si

la toiture est adaptée, plus difficile pour la géothermie. En effet, il peut s'avérer très contraignant de modifier une solution de chauffage sur un bâtiment neuf livré : investissement pour une autre solution déjà réalisée et payé dans le prix du bâtiment, possible incompatibilité des émetteurs, ...

Selon le type de montage choisi, le porteur de projet pourra demander à bénéficier du fonds chaleur pour les projets géothermiques, et selon les cas répondre à un Appel d'Offres ou demander à bénéficier de l'obligation d'achat ou de la prime d'autoconsommation pour le photovoltaïque.

Dans tous les cas, le montage juridique d'une autoconsommation collective de l'énergie photovoltaïque reste à construire en fonction de l'évolution en cours de la réglementation (possibilité d'action dans un rayon d'un kilomètre, possibilité d'avoir recours à du tiers financement...). En l'état de la réglementation, la mise en œuvre de tels projets reste très limitée : constitution d'une personne morale unique, limitation à l'aval d'un poste HTA/BT, TURPE autoconsommation non incitatif...

5. Conclusion

L'analyse détaillée de deux solutions énergétiques, le photovoltaïque et la géothermie très basse énergie, a montré qu'il existe un réel potentiel de développement des énergies renouvelables sur le périmètre de Bordeaux Inno Campus (BIC) extra-rocade. Le niveau d'objectif présenté ici permet une baisse de 20% des émissions dues à l'exploitation des bâtiments neufs des îlots opérationnels par rapport à une solution de référence. Il faut toutefois garder en tête la part majoritaire des émissions dues à la construction, de l'ordre de 70%.

Le niveau d'objectif estimé dans ce rapport va être décliné dans la stratégie énergétique de Bordeaux Inno Campus (BIC) extra-rocade.

Afin de mettre en œuvre cette stratégie énergétique, différents montages et modalités d'intervention de la collectivité sont possibles et doivent être précisées.