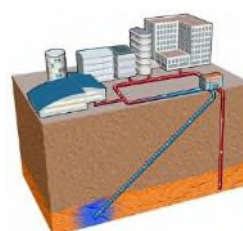




Etudes réglementaires du projet global d'aménagement de l'île du Ramier en lien avec l'étude d'impact

Etude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables

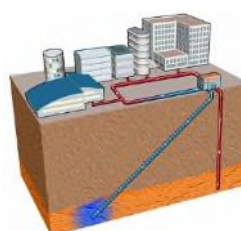




Etudes réglementaires du projet Grand Parc de Garonne en lien avec l'étude d'impact

Etude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables

RAPPORT PHASE 1



Ile du Ramier

Etude de faisabilité sur le potentiel de
Toulouse Métropole
Rapport phase 1

développement en énergies renouvelables

VERSION	DESCRIPTION	ÉTABLI(E) PAR	CONTROLÉ(E) PAR	APPROUVÉ(E) PAR	DATE
V0	Phase 1	AF N	NMO	NDI	MAI 2020

ARTELIA EAU & ENVIRONNEMENT

BRANCHE ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le First Part-Dieu
2 Avenue Lacassagne
69425 Lyon Cedex 03
Tel. : +33 (0)4 37 65 56 00
Fax : +33 (0)4 37 65 56 01

ARTELIA Eau & Environnement

SOMMAIRE

A.	INTRODUCTION	5
1.	RAPPEL DES OBJECTIFS	6
2.	RESSOURCES BIBLIOGRAPHIQUES UTILISÉES.....	6
B.	PHASE I : DIAGNOSTIC ET BESOINS.....	7
3.	PASSAGE EN REVUE DES DIFFÉRENTS GISEMENTS ÉNERGÉTIQUES	8
3.1.	Energie géothermale	9
3.1.1.	Généralités.....	9
3.1.2.	Code minier.....	10
3.1.3.	Géothermie sur nappe.....	11
3.1.4.	Géothermie sur sonde verticale	12
3.2.	Energie biomasse	14
3.2.1.	Généralités.....	14
3.2.2.	Bois-énergie	15
3.2.3.	Biomasse agricole.....	18
3.2.4.	Biogaz	20
3.2.4.1.	Valorisation des déchets	20
3.2.4.2.	Valorisation des sous-produits agro-alimentaires et boues de STEP.....	21
3.3.	Energie éolienne.....	22
3.3.1.	Généralités.....	22
3.3.2.	Grand éolien	22
3.3.3.	Moyen et petit éolien	24
3.4.	Hydroélectricité.....	25
3.5.	Energie solaire.....	26
3.5.1.	Solaire photovoltaïque (PV).....	27
3.5.1.1.	Gisement solaire.....	27
3.5.1.2.	Filière photovoltaïque	27
3.5.2.	Solaire thermique.....	28
3.6.	Récupération.....	29

3.6.1. Eaux usées	29
3.6.2. Unité de valorisation énergétique.....	30
3.6.3. Chaleur fatale.....	30
3.7. Opportunité raccordement réseau chaleur.....	31
3.8. Opportunité Réseau Smart Grid	32
4. COMPARAISON ET SÉLECTION D'ENR&R	35

FIGURES

Figure 1 Schématisation des différentes pratiques de la géothermie	10
Figure 2 Eligibilité à la géothermie de minime importance du projet pour les installations sur nappes (Source : géothermies)	11
Figure 3 Caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère autour de la zone d'étude (Source : géothermies)	12
Figure 4 Zones de contraintes techniques pour la mise en place de sondes thermiques (source : BRGM).....	13
Figure 5 Zones de contraintes techniques pour la mise en place de sondes thermiques (source : BRGM).....	14
Figure 6 Répartition des ressources forestières autour de la zone d'étude (source : http://carmen.carmencarto.fr/105/ONF_Forets.map)	16
Figure 7 Localisation de la chaufferie de bois déchiqueté en fonctionnement à proximité de la zone d'étude (source : boisenergie-occitanie)	17
Figure 8 Répartition des types de cultures en Occitanie (Source : Agreste).....	19
Figure 9 Installations de méthanisation recensées en Occitanie (source : ADEME)	20
Figure 10 Localisation des STEP autour de la zone d'étude (source : http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/)	21
Figure 11 Gisement de vent à 50 m (Source: SRE Midi-Pyrénées 2010).....	23
Figure 12 Carte des communes favorables à l'implantation de projets éoliens (source : SRE Lorraine 2012)	24
Figure 13 Localisation des centrales hydroélectrique en Haute-Garonne - (source : https://carto.picto-occitanie.fr/1/visu_donnees_energie2.map).....	25
Figure 16 Réseau hydrographique et carte des pentes à proximité de la zone d'étude (Source : ARTELIA).....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 15 Carte du potentiel solaire (Irradiation solaire globale sur le plan horizontal) (Source : Global Solar Atlas)	27
Figure 16 Localisation de la STEP autour de la zone d'étude (source : http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/)	29
Figure 17 Localisation des incinérateurs en Haute-Garonne et proche de la zone d'étude (source : http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/)	30
Figure 18 Carte des réseaux de chaleur existants autour de la zone étude (source : Toulouse Métropole)	31
Figure 20 Fonctionnement d'un réseau SmartGrid (source : Enedis).....	33
Figure 21 Enjeux de la mise en place du Smart Grid (Source : Tactis).....	34



A. INTRODUCTION

1. RAPPEL DES OBJECTIFS

L'objectif de la présente mission consiste à réaliser pour Toulouse Métropole, une étude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables du site de l'île du Ramier dans le cadre du projet Grand Parc de Garonne en accord avec les dispositions législatives en vigueur (article L 128-4 du Code de l'Urbanisme).

L'étude est menée selon deux phases principales :

- **Phase 1 « Diagnostic et besoins »** sur la base du programme d'aménagement de la zone, les ressources maximales en énergies renouvelables et de récupération disponibles, pour ensuite sélectionner les énergies renouvelables ayant le potentiel le plus intéressant dans le cadre du projet. La phase 1 s'achève par la sélection des filières EnR les plus pertinentes pour le projet.
- **Phase 2 – « Faisabilité » (ou préconisations)** Cette deuxième phase étudiera la faisabilité d'intégration des énergies renouvelables sélectionnées à partir de plusieurs scénarii d'énergies issus de la première phase. Cette phase se terminera par la phase de restitution

2. RESSOURCES BIBLIOGRAPHIQUES UTILISEES

- PCAET de Toulouse Métropole
- PLU Toulouse Métropole : contraintes d'urbanisme pouvant présenter un enjeu à l'implantation d'installations de production EnR (ville de Toulouse)
- Risques d'inondation ou contraintes d'implantation ; inondations(Georisques.gouv.fr)
- SRCAE (2012) : orientations régionales liées à la production d'EnR&R (Région Occitanie)
- SRE (schéma régional éolien) : cartographie des vents et des territoires favorables à l'implantation d'éoliennes (Région Occitanie)
- Carte de la ressource solaire : Irradiation globale horizontale et inclinée, données mensuelles d'ensoleillement et de température (PVGIS – Solar global Atlas / Météo France)
- Carte des ressources géothermiques : zonage réglementaire pour la géothermie de minime importance BRGM (géothermie perspective)
- Carte des ressources forestières (ONF)



B. PHASE I : DIAGNOSTIC ET BESOINS

Le présent rapport présente les résultats de l'étude de Phase 1 – Diagnostic et besoins

3. PASSAGE EN REVUE DES DIFFERENTS GISEMENTS ENERGETIQUES

Cette partie s'attache à présenter les gisements bruts mobilisables au regard de la localisation du futur projet :

- Ressource géothermale ;
- Ressource solaire photovoltaïque et thermique (ensoleillement moyen annuel) ;
- Ressources biomasse : bois-énergie, biogaz ;
- Ressource éolienne terrestre ;
- Ressource hydraulique ;
- Récupération d'eaux usées, chaleur fatale ;
- Opportunité de raccordement/création d'un réseau de chaleur
- Opportunité smartgrid

Une fois la ressource en EnR évaluée, ARTELIA formulera des recommandations sur les opportunités de mise en place des différentes technologies EnR sur la zone. Pour chacune de ces solutions, ARTELIA décrira les caractéristiques d'implantation et les mises en garde afin d'alimenter les réflexions lors de l'élaboration du plan de masse.

Les parties qui suivent détailleront la ressource disponible et les préconisations de chaque énergie envisagée. Il conviendra à ce stade de bien faire la distinction entre :

- Les énergies qui vont directement contribuer à l'approvisionnement en énergie de la zone, en répondant aux besoins identifiés précédemment (solaire thermique, biomasse, ...) ;
- Les énergies qui pourraient être développées, soit à titre expérimental, soit à titre d'image ou encore à des fins économiques, mais qui ne répondront pas aux besoins, car provenant d'une source d'énergie intermittente. Il s'agit là du solaire photovoltaïque ou de l'éolien pour lesquels, à moins de mettre en place des systèmes de stockage coûteux, la production d'énergie (en l'occurrence d'électricité) est produite selon le gisement (vent, soleil) et non obligatoirement en phase avec les besoins. La production sera probablement réinjectée sur le réseau électrique pour bénéficier des mécanismes d'aide propres à chacune des filières. La production d'énergie d'origine renouvelable vient alors compenser « virtuellement » une partie des besoins de la zone d'activités.

3.1. ENERGIE GEOTHERMALE

3.1.1. Généralités

On distingue en géothermie :

- La géothermie haute énergie (température supérieure à 150°C) : il s'agit de réservoirs généralement localisés entre 1 500 m et 3 000 m de profondeur. Lorsqu'un tel réservoir existe, le fluide peut être capté directement sous forme de vapeur sèche ou humide pour la production d'électricité.
- La géothermie moyenne énergie (température comprise entre 90°C et 150°C) : le BRGM la définit comme une zone propice à la géothermie haute énergie, mais à une profondeur inférieure à 1 000 m. Elle est adaptée à la production d'électricité grâce à une technologie nécessitant l'utilisation d'un fluide intermédiaire.

Ces deux premiers types de géothermie nécessitent des investissements importants et sont réservés à des projets d'ampleur (réseau de chaleur ou production d'électricité). La mise en œuvre employée de ce genre de système n'est envisageable que pour des puissances de plusieurs MW. Par ailleurs, ils demandent des contextes géologiques bien particuliers (présence d'une ressource à haute température). Ces solutions ne sont donc pas adaptées au projet étudié.

- La géothermie basse énergie (température comprise entre 30°C et 90°C) : elle concerne l'extraction d'eau inférieure à 90°C dont le niveau de chaleur est insuffisant pour la production d'électricité mais adapté à une utilisation directe (sans pompe à chaleur) pour le chauffage des habitations et certaines applications industrielles.
- La géothermie très basse énergie (température inférieure à 30°C) : elle concerne l'exploitation des aquifères peu profonds et de l'énergie naturellement présente dans le sous-sol à quelques dizaines, voire quelques centaines de mètres. Il s'agit de nappes d'eau souterraine et sols peu profonds dont la température est inférieure à 30°C et qui permettent la production de chaleur via des équipements complémentaires (pompe à chaleur notamment). On recense deux techniques en géothermie très basse énergie :
 - La géothermie sur nappe, qui consiste à pomper l'eau de la nappe souterraine pour en extraire les calories dans la pompe à chaleur, puis à la réinjecter dans la nappe (circuit ouvert),
 - La géothermie sur sondes sèches, qui consiste à faire circuler un fluide caloporteur dans des sondes (circuit fermé), puis à en extraire la chaleur.

La géothermie très basse énergie est la plus simple à mettre en place en termes de potentiel et de faisabilité technique (réglementation, coûts, etc.). Il est à noter que le recours à ce type de géothermie peut fournir de la chaleur mais aussi un rafraîchissement direct (géocooling) ou une climatisation (via une pompe à chaleur) pendant la période estivale.

Selon le SRCAE, la puissance de géothermie installée en ex région Midi-Pyrénées correspondait à 5,4 ktep en 2008. Le schéma fixait un objectif pour 2020 d'atteindre 60-90 ktep avec la répartition suivante :

- Collectif, tertiaire : entre 17,7 et 22,8 ktep
- Industrie, agriculture : 1,9 ktep
- Résidentiel : entre 40 et 70 ktep.

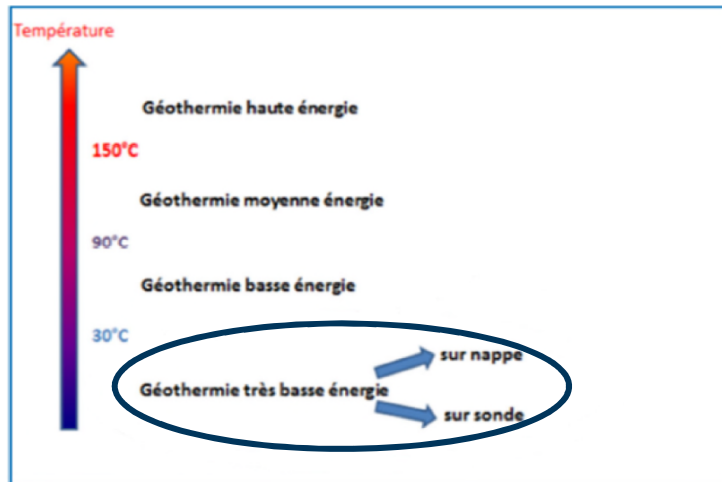


Figure 1 Schématisation des différentes pratiques de la géothermie

3.1.2. Code minier

D'un point de vue réglementaire, le nouveau code minier définit les activités ou installations de géothermie dites de minime importance (GMI) qui n'ont pas d'incidence significative sur l'environnement et il en élargit le périmètre. Le décret n° 2015-15 du 8 janvier 2015 qui définit et régit les activités de géothermie dite de minime importance simplifie le cadre réglementaire qui leur est applicable en substituant au régime d'autorisation en vigueur une déclaration de travaux effectuée par voie dématérialisée.

Un zonage (Source : <http://www.geothermie-perspectives.fr/cartographie>) a été publié pour apprécier l'éligibilité à ce statut de géothermie de minime importance, il comporte :

- Des zones ne présentant pas de risques, dites vertes ;
- Des zones dans lesquelles, en l'absence de connaissances suffisantes des risques ou compte-tenu de risques déjà identifiés, il doit être joint à la déclaration l'attestation d'un expert agréé, qui garantit l'absence de risques graves du projet ;
- Des zones à risque significatif dans lesquelles les ouvrages de géothermie ne pourront pas être considérés de minime importance, dites zones rouges. Dans ces zones, un projet ne pourra être réalisé qu'après autorisation complète de l'installation au titre du code Minier.

L'éligibilité à la géothermie de minime importance pour ce projet est représentée sur les figures ci-après.

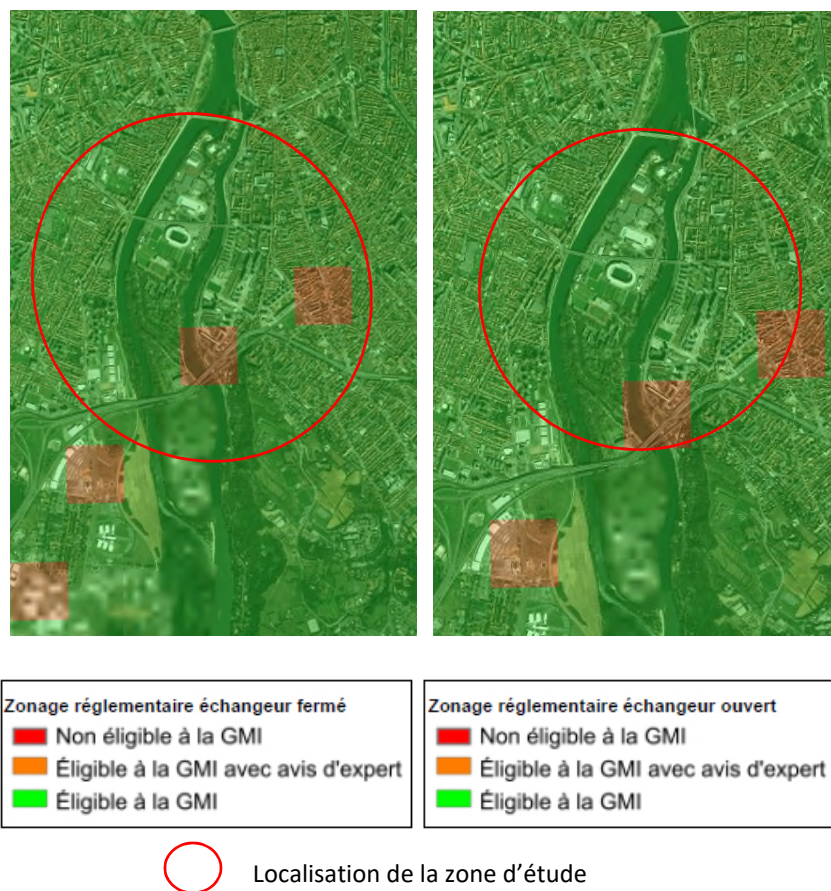


Figure 2 Eligibilité à la géothermie de minime importance du projet pour les installations sur nappes (Source : Géothermies)

La zone d'aménagement étudiée est une zone éligible à la GMI.

3.1.3. Géothermie sur nappe

La géothermie sur aquifère consiste à pomper l'eau d'une nappe souterraine par forage jusqu'à la pompe à chaleur permettant d'en extraire des calories. Elle est ensuite réinjectée dans l'aquifère.

Un zonage des caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère est publié par le BRGM :



Figure 3 Caractéristiques géothermiques du meilleur aquifère autour de la zone d'étude (Source : géothermies)

La zone étudiée dispose **d'un fort potentiel de géothermie sur nappe** par la présence de l'aquifère captif des Sables Infra Molassiques.

Le terrain de la zone présente des caractéristiques favorables au développement du potentiel de géothermie sur nappe.

3.1.4. Géothermie sur sonde verticale

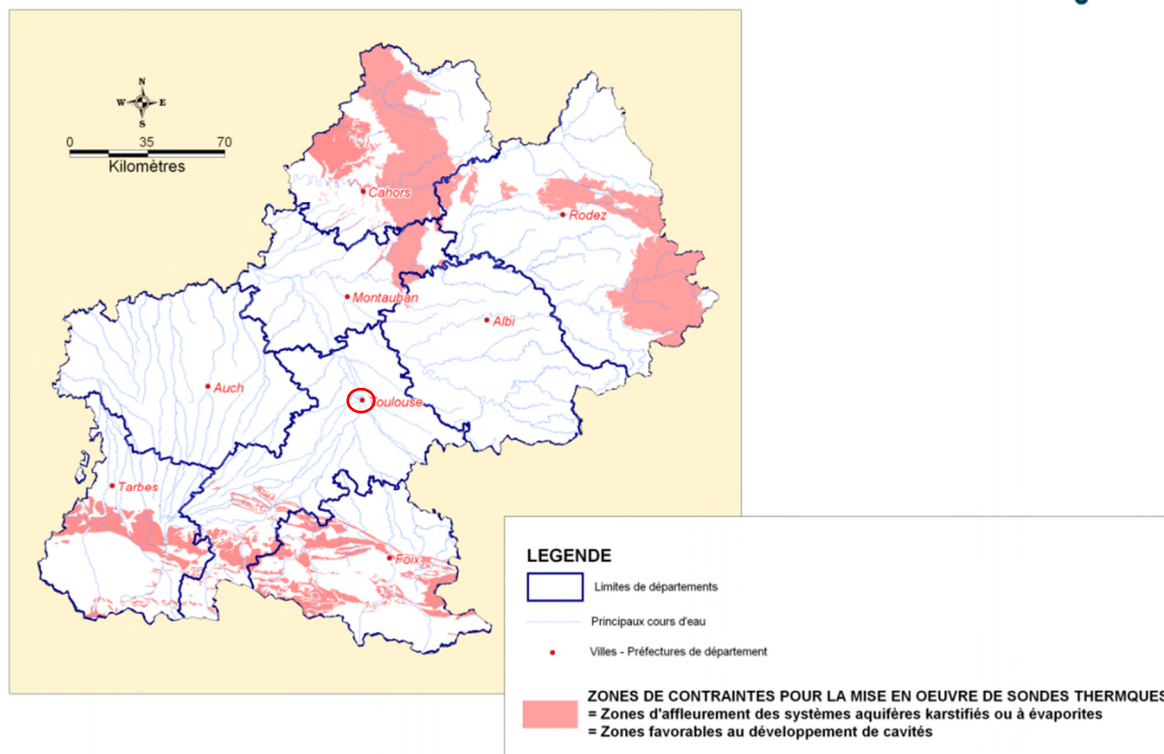
Les sondes verticales ne nécessitent pas la mobilisation d'un aquifère. La capacité de prélèvement dépend de la nature des roches traversées. Des études spécifiques sont à réaliser dans la zone concernée pour déterminer le potentiel et la profondeur à forer.

Il faut noter que la réglementation impose à tout forage d'au-delà de 200 m une autorisation administrative. Ainsi, la plupart des forages sur sonde n'excèdent pas les 200 m. La puissance soutirée du sous-sol est de l'ordre de 45 W/ml (puissance source froid de la pompe à chaleur).

Afin de vérifier la possibilité de la mise en place de sondes verticales, il est nécessaire de s'assurer du **respect d'une distance minimale pour** éviter les interactions thermiques et mécaniques avec d'autres éléments du sous-sol : canalisations, ouvrages enterrés, arbres... Il est également nécessaire de vérifier que le forage n'ait pas lieu dans un périmètre de protection d'un captage d'eau potable.

Selon le SRCAE, le développement des sondes géothermiques en région ne peut se limiter que par la présence des cavités dans les formations géologiques. Les seules zones pouvant limiter l'implantation de ce type d'implantation sont les zones karstiques, essentiellement retrouvées dans les Causses du Quercy, l'Est de l'Aveyron et les contreforts des Pyrénées. La carte ci-dessous récapitule les zones de contraintes techniques pour la mise en place de sondes thermiques :

**CARTE DES SYSTEMES AQUIFERES KARSTIQUES AFFLEURANT EN MIDI-PYRENEES
= ZONES DE CONTRAINTES TECHNIQUES POUR LA MISE EN PLACE DE SONDES THERMIQUES**



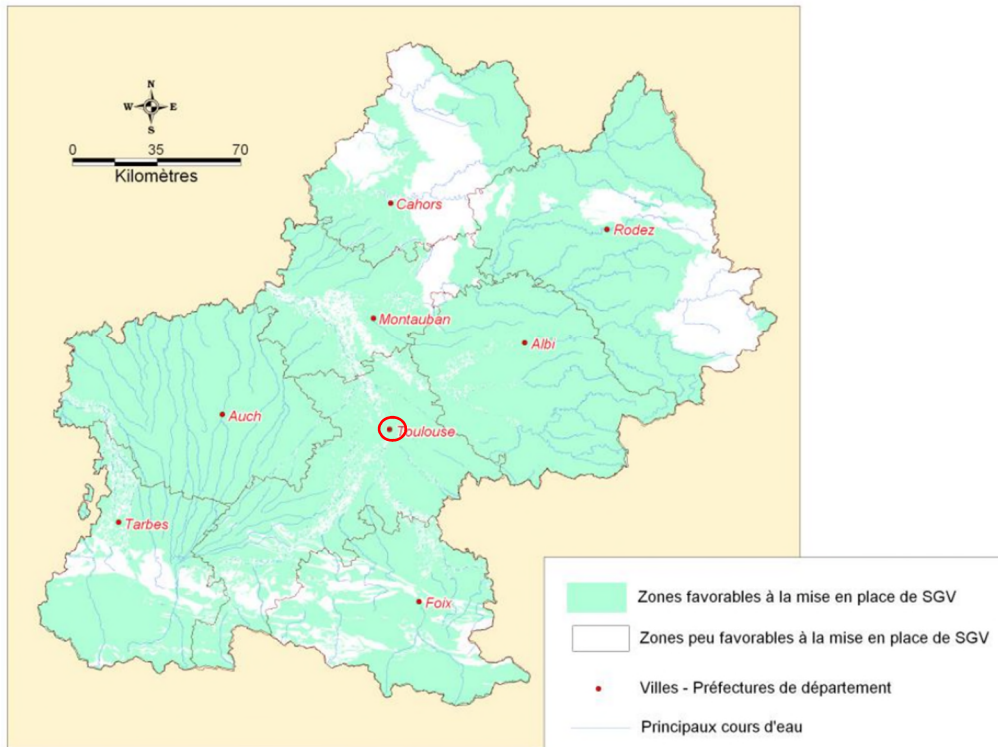
 Localisation de la zone d'étude

Figure 4 Zones de contraintes techniques pour la mise en place de sondes thermiques (source : BRGM)

La zone d'étude n'est pas située à proximité de zones de contraintes techniques pour la mise en place de sondes thermiques verticales.

La carte suivante présente les secteurs favorables à l'implantation des SGV. Elle superpose les mailles où les taux d'adéquation des besoins de chauffage par la géothermie sont inférieurs à 100 % avec l'ensemble des secteurs où il n'existe pas de contraintes géologiques :

CARTE DES ZONES FAVORABLES A L'IMPLANTATION DE
SONDES GEOTHERMIQUES VERTICALES



Toulouse Localisation de la zone d'étude

Figure 5 Zones de contraintes techniques pour la mise en place de sondes thermiques (source : BRGM)

La zone d'étude est située à proximité de zones favorables à la mise en place de SGV.

Une étude plus fine au niveau de la zone d'étude doit être réalisée afin de confirmer la possibilité de mettre en place de la géothermie sur sonde verticale.

L'étude doit vérifier le respect des autres éléments du sous-sol, ainsi que la faisabilité du forage par rapport à la nature du sous-sol.

La profondeur possible de forage ainsi que la puissance potentielle échangée doivent être évaluées.

3.2. ENERGIE BIOMASSE

3.2.1. Généralités

La biomasse désigne l'ensemble des matières organiques, d'origine végétale ou animale, pouvant être utilisées pour produire de l'énergie. Ce paragraphe traite de la biomasse végétale sous la forme de bois ou de déchets agricoles.

L'utilisation de la biomasse à des fins énergétiques représente une part importante de l'objectif de la France qui s'est engagée à porter à hauteur de 32% sa part EnR (énergie renouvelable) dans sa consommation énergétique finale d'ici 2030

La combustion de la biomasse est considérée comme non émettrice de gaz à effet de serre car l'intégralité du CO2 rejeté dans l'atmosphère lors de sa combustion a été prélevée dans cette même atmosphère lors de la phase de croissance

de la biomasse. Sous réserve d'une gestion responsable et durable des forêts (ou autres gisements en biomasse), le bilan CO₂ de photosynthèse-combustion est donc neutre.

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

La production de chaleur renouvelable en ex région Midi-Pyrénées est estimée à 654 ktep en 2008 selon le SRCAE.

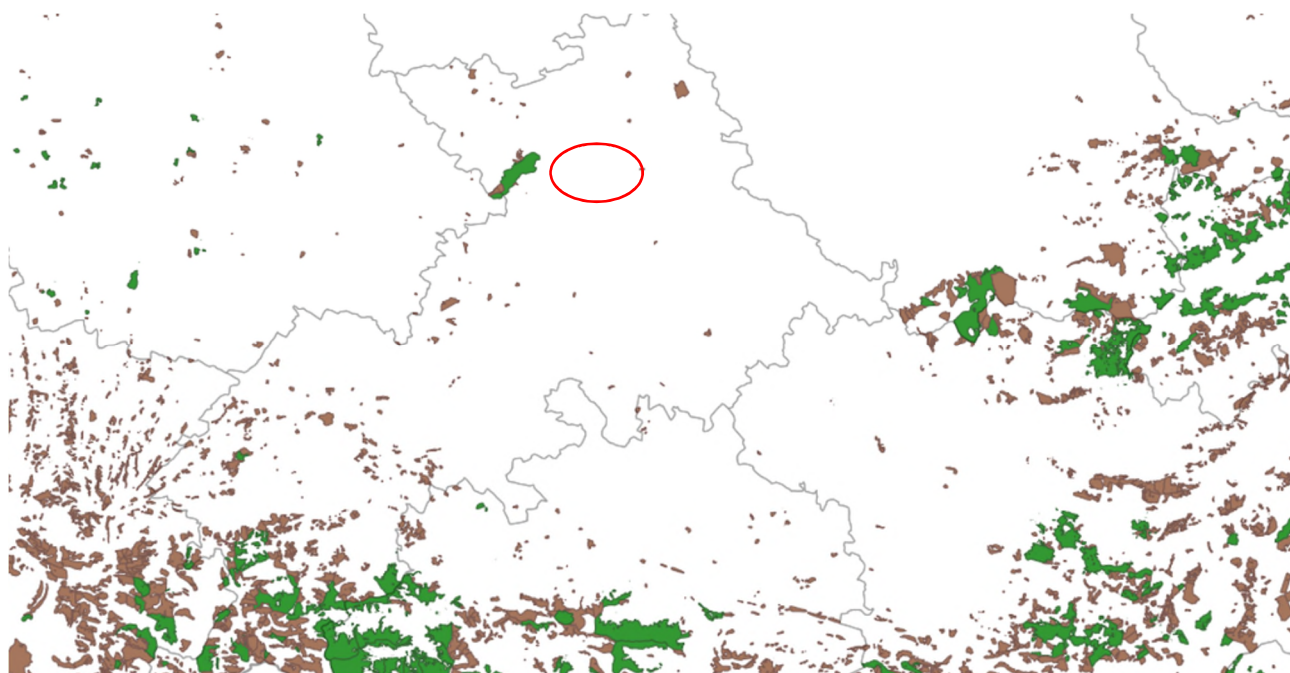
3.2.2. Bois-énergie

Selon le SRCAE, Midi-Pyrénées dispose d'un gisement élevé en biomasse forestière et haies avec une disponibilité régionale de l'ordre de 2 600 à 3 000 milliers de m³ par an en prenant en compte des contraintes techniques et environnementales et des prix du marché.

Les prélèvements au moment du SRCAE (2008) étaient de 1 800 milliers de m³ par an, laissant une disponibilité supplémentaire de 800 à 1200 milliers de m³ par an à exploiter. Les quantités de biomasse mobilisées par les projets en cours selon le SRCAE sont de 132 000 t de bois dont la majeure partie est composée d'écorces.

74 chaufferies bois sont aujourd'hui recensées en Haute-Garonne (<http://www.boisenergie-occitanie.org/observatoire.php>), avec une puissance de 104,554 MW, une production de 581 826 MWh/an avec 193 526 t/an. De plus, le département dispose d'une capacité de livraison de bois déchiqueté de 27 475 tonnes.

Les ressources forestières existantes sur le territoire sont identifiées par l'ONF. Leur répartition autour de la zone d'étude est donnée dans la carte suivante :



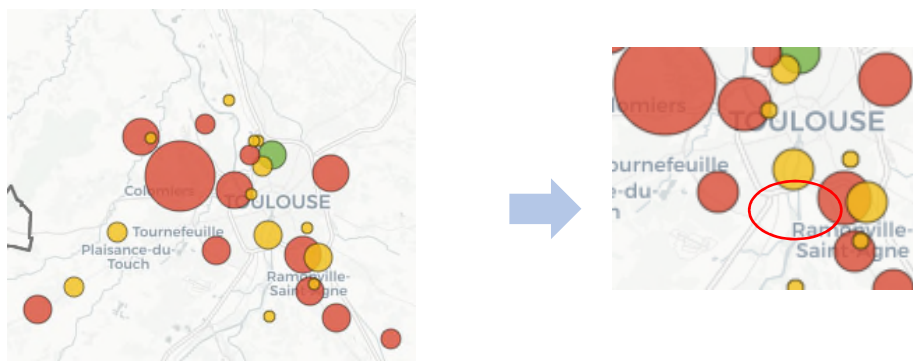
Localisation de la zone d'étude

- 4 ☒ Contenu de la carte
- ☒ Réserves biologiques
 - ☒ Intégrale
 - ☒ Dirigée
 - ☒ Mixte (partie Intégrale)
 - ☒ Mixte (partie Dirigée)
 - ☒ Parcelles forestières
 - ☒ Parcelles forestières
 - ☒ Forêts publiques
 - ☒ Domaniales
 - ☒ Non Domaniales
 - ☒ Directions Territoriales
 - ☒ Directions Territoriales
 - ☒ Agences Territoriales
 - ☒ Agences Territoriales

Figure 6 Répartition des ressources forestières autour de la zone d'étude (source : http://carmen.carmencarto.fr/105/ONF_Forets.map)

La ressource forestière se trouve au sud et à l'est par rapport à la zone d'étude. Une étude plus détaillée pourrait identifier les ressources exploitables.

Par ailleurs, 4 chaufferies-bois a été identifiée dans la zone d'étude. Des données sur les ressources en bois pourraient nous donner des éléments sur la possibilité de mutualisation.



Localisation de la zone d'étude

Figure 7 Localisation de la chaufferie de bois déchiqueté en fonctionnement à proximité de la zone d'étude (source : boisenergie-occitanie)

Dénomination	Ville	Combustible	Usage principal	Puissance bois (kW)	Existence d'un réseau de chaleur technique
Chaufferie Cité Daniel Faucher CROUS	TOULOUSE	Granulé	Bâtiments publics	610	Oui
RC Campus Rangueil	TOULOUSE	Non renseigné	Non renseigné	8 610	Non défini
Chaufferie SA Languedocienne	TOULOUSE	Granulé	Logement	60	Pas de réseau
Chaufferie privée	TOULOUSE	Granulé	Collectif privé	58	Non défini

*à partir de 2 bâtiments chauffés

¹ dans le cadre d'un appel national à projet BCIA (Biomasse chaleur industrie agriculture)

La chaufferie la plus proche de la zone d'étude est celle de la cité Daniel Faucher. Elle dispose d'une puissance de 610 kW.

Cette chaufferie à bois dans la zone d'étude présente à première vue un faible périmètre de raccordement.

Concernant les structures d'approvisionnements, on peut noter la présence :

■ De plateformes de bois déchiqueté en fonctionnement :

	Ville	Eloignement zone étudiée (km)
31 - Plateforme de LONGAGES Alliance Forêt Bois	LONGAGES	29
82 - Alliance Forêt Bois BESSENS	BESSENS	37

■ De fournisseurs de combustibles de bois dans le périmètre de la zone étudiée :

	Ville	Eloignement zone étudiée (km)
31 - CORIANCE (ENERIANCE)	TOULOUSE	3,5
31 - RAGT plateau Central	BALMA	6,5

Le développement d'une solution biomasse peut donc être intéressant pour ce projet, étant donné que le gisement de ressources ainsi que la volonté de l'exploiter sont existants dans la région.

La possibilité de la création d'une nouvelle chaufferie bois ou de l'extension de la capacité et du réseau de la chaufferie existante doivent être étudiée.

3.2.3. Biomasse agricole

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

- Priorité 1 : alimentaires ;
- Priorité 2 : matériaux ;
- Priorité 3 : énergie.

Selon le SRCAE, la disponibilité régionale des cultures dédiées aux usages énergétiques dans l'ex région Midi-Pyrénées est estimée à :

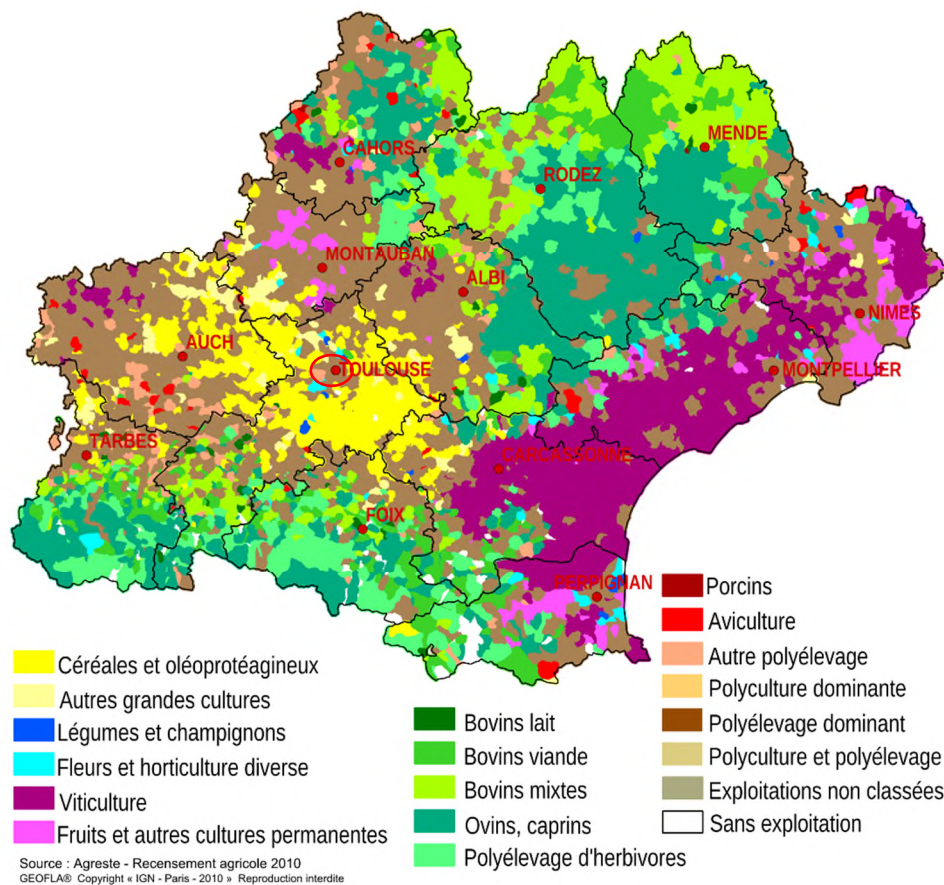
- 60 000 tonnes de matière sèche (tMS) par an pour la biomasse viticole
- 52 000 tMS/an pour la biomasse issue de l'arboculture

L'utilisation de ces sous-produits en valorisation énergétique est généralement rendue compliquée par la diversité des matériaux (générant autant de procédés différents), leur répartition géographique, leur périodicité de disponibilité et l'absence de filières dédiées. Une grande partie des sous-produits existants est d'ores et souvent déjà utilisée pour des usages agricoles (retour organique à la terre, constitution de litières pour le bétail, etc.).

A l'échelle du projet, il est difficile de conclure sur l'existence d'un réel potentiel. Pour mettre en œuvre l'utilisation de cette biomasse, une approche directe, spécifique à chaque producteur, serait à envisager et à mener à l'échelle d'un territoire plus vaste.

La carte ci-dessous présente la diversité des cultures aux alentours de la zone d'étude (source Agreste) :

Orientation technico-économique de la commune



Localisation de la zone d'étude

Figure 8 Répartition des types de cultures en Occitanie (Source : Agreste)

Les alentours du périmètre de la zone d'étude sont dédiés notamment aux produits issus du polycultures et/ou polyélevage. Cependant, et selon le SRCAE, la biomasse à considérer en priorité pour une valorisation énergétique par combustion est la biomasse ligno-cellulosique. Ainsi, les autres produits, notamment liés à l'élevage, ne seront pas considérés pour cette filière.

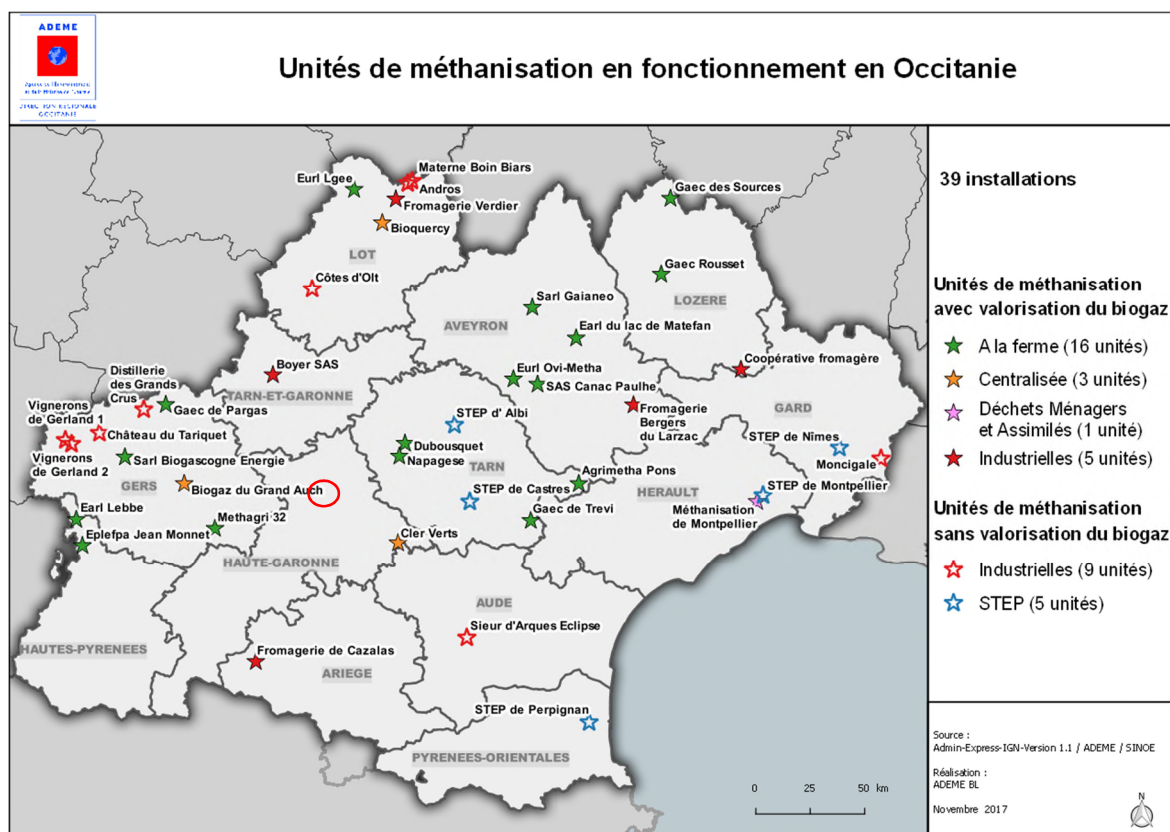
Le développement d'une solution biomasse agricole pour la zone d'étude ne paraît donc pas envisageable

3.2.4. Biogaz

Le biogaz est un gaz issu de la fermentation de matières organiques animales ou végétales. Une fois récupéré, il peut être valorisé sous forme de chaleur et/ou d'électricité. Deux techniques de production existent : la méthanisation ou la récupération sur centre d'enfouissement technique. Seule la méthanisation dans un digesteur semble adaptée aux contraintes d'un projet d'aménagement urbain.

Au 1^{er} janvier 2017, l'ADEME recense 35 unités de méthanisation en Occitanie. Les orientations du SRCAE de Midi-Pyrénées fixent un objectif de 50 installations en service pour 2020, avec une production d'électricité de 67 MWh pour une puissance de 9 MW électrique, et une production chaleur de 4 500 tep. En 2015, le biogaz représentait une production de 6 GWh en Occitanie/Pyrénées-Méditerranée selon l'ADEME.

Les unités de méthanisation en fonctionnement en Occitanie sont identifiées dans la carte suivante :



○ Localisation de la zone d'étude

Figure 9 Installations de méthanisation recensées en Occitanie (source : ADEME)

En 2017, aucune installation de méthanisation n'est recensée à Haute-Garonne. Il ne s'agit pas encore d'une filière développée dans le département.

3.2.4.1. Valorisation des déchets

Le biogaz est constitué à la fois de dioxyde de carbone (CO₂) et de méthane (CH₄) dont les proportions peuvent varier selon la qualité des déchets et le processus de méthanisation. Dans le cas d'un digesteur moderne, la teneur en CH₄ du biogaz peut aisément atteindre 50%, la production de méthane par tonne de déchets organiques est donc de l'ordre de 110 m³ CH₄/tbp.

A titre d'exemple, un habitant français moyen génère environ 350 kg de déchets ménagers chaque année, dont environ 55% peuvent servir à la méthanisation.

A ce stade de la programmation de la zone d'étude, il n'est pas possible de connaître de manière précise le gisement de déchets organiques qui y sera produit. Il n'est donc pas possible à ce stade de connaître la rentabilité d'une éventuelle installation de méthanisation. Une étude plus large incluant le site et d'autres zones pourrait être développée pour connaître le potentiel général de méthanisation.

Le potentiel de la valorisation des déchets dans la zone d'étude n'est pas connu à ce stade. La mise en place d'une solution de biogaz présente des enjeux complexes pour un gisement peu connu à ce stade.

3.2.4.2. Valorisation des sous-produits agro-alimentaires et boues de STEP

Certaines productions ou certains résidus d'agriculture ou d'élevage ainsi que les boues de STEP peuvent également donner lieu à la production de biogaz via une unité de méthanisation.

Le site assainissement.developpement-durable.gouv.fr recense toutes les stations d'épuration sur le territoire :

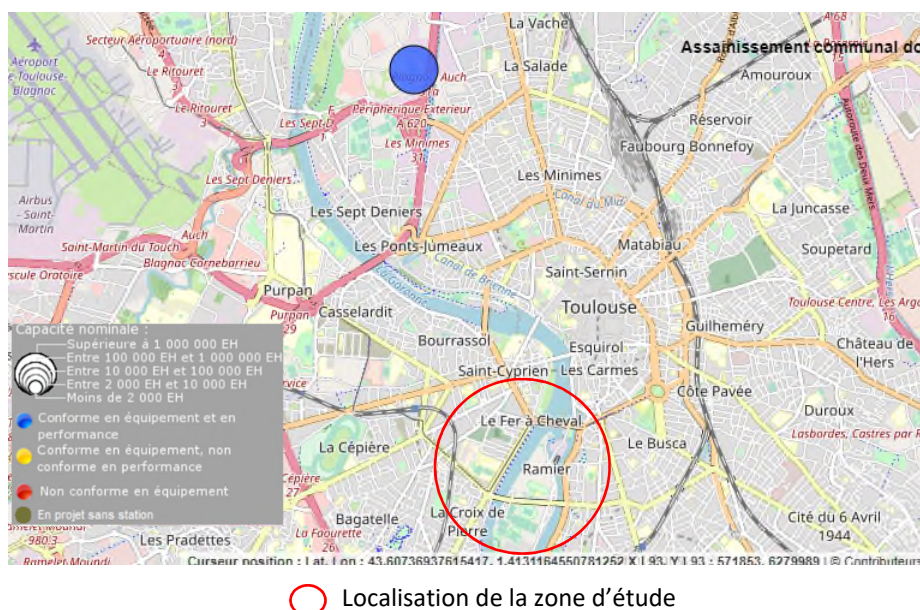


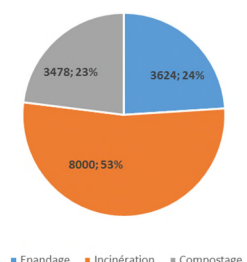
Figure 10 Localisation des STEP autour de la zone d'étude (source : <http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/>)

Situé à environ 1,5 km, la station la plus proche de la zone d'étude est la STEU Toulouse Ginestous (maître d'ouvrage : Toulouse Métropole) d'une capacité nominale de 950 000 équivalent-habitants.

La station a une production de boues de 15,102 tMS/an (données 2018).

Les boues issues de la station sont utilisées de la manière suivante :

- En incinération (53 %)
- Puis en épandage et en compostage (23-24 %)



La valorisation des sous-produits de STEP n'apparaît pas envisageable au vu :

- Des contraintes topographiques liées à la présence de la Garonne
- De l'éloignement de la STEU de la zone étudiée

N.B : Dans le PCAET Toulouse Métropole, est prévue la mise en place d'une unité de méthanisation des boues et de valorisation énergétique du biogaz (EnergiBio Ginestous Garonne)

3.3. ENERGIE EOLIENNE

3.3.1. Généralités

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

3.3.2. Grand éolien

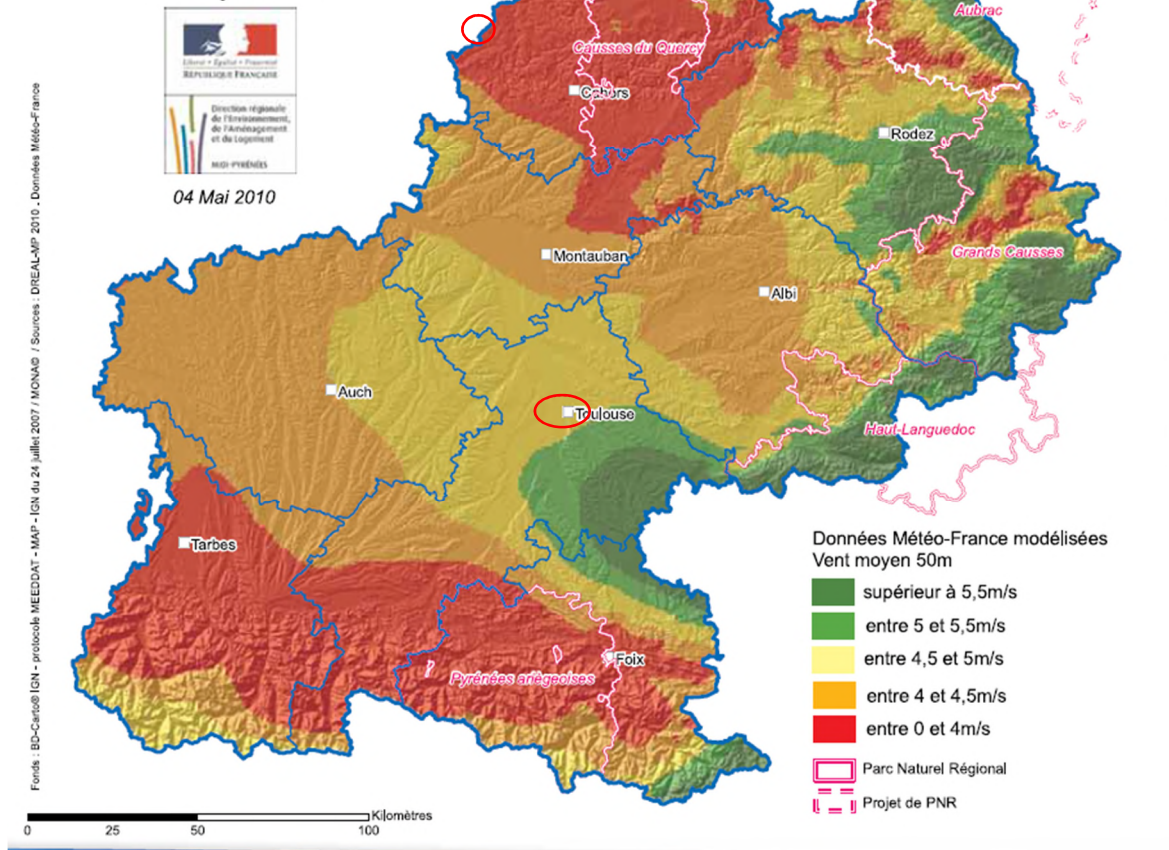
Pour le grand éolien, on utilise des machines à axe horizontal ; elles se composent, dans la plupart des applications, d'un rotor tripale. Les technologies de conversion et de contrôle peuvent différer d'une machine à l'autre. Les gammes de puissance nominale vont de 1 à 7,5 MW. Les éoliennes à axe horizontal sont plus performantes que celles à axe vertical essentiellement en termes de rendement aérodynamique et de coût de maintenance.

Selon le SRCAE, l'éolien au Midi-Pyrénées est concentré dans 3 départements : l'Aveyron, le Tarn et la Haute-Garonne. La puissance éolienne en 2010 atteignait 322 MW. Le SRCAE comprenait deux objectifs pour 2020 : un objectif minimum (850 MW) et un objectif ambitieux (1 600 MW). Selon l'ADEME, la production d'électricité éolienne en Occitanie/Pyrénées-Méditerranéenne était de 2 314 GWh en 2015.

Le Schéma Régional Eolien de Midi-Pyrénées présente le gisement éolien régional avec les données de la vitesse de vent moyen à 50 m :

Gisement éolien

- Etude technique - Schéma régional éolien Midi-Pyrénées



○ Localisation de la zone d'étude

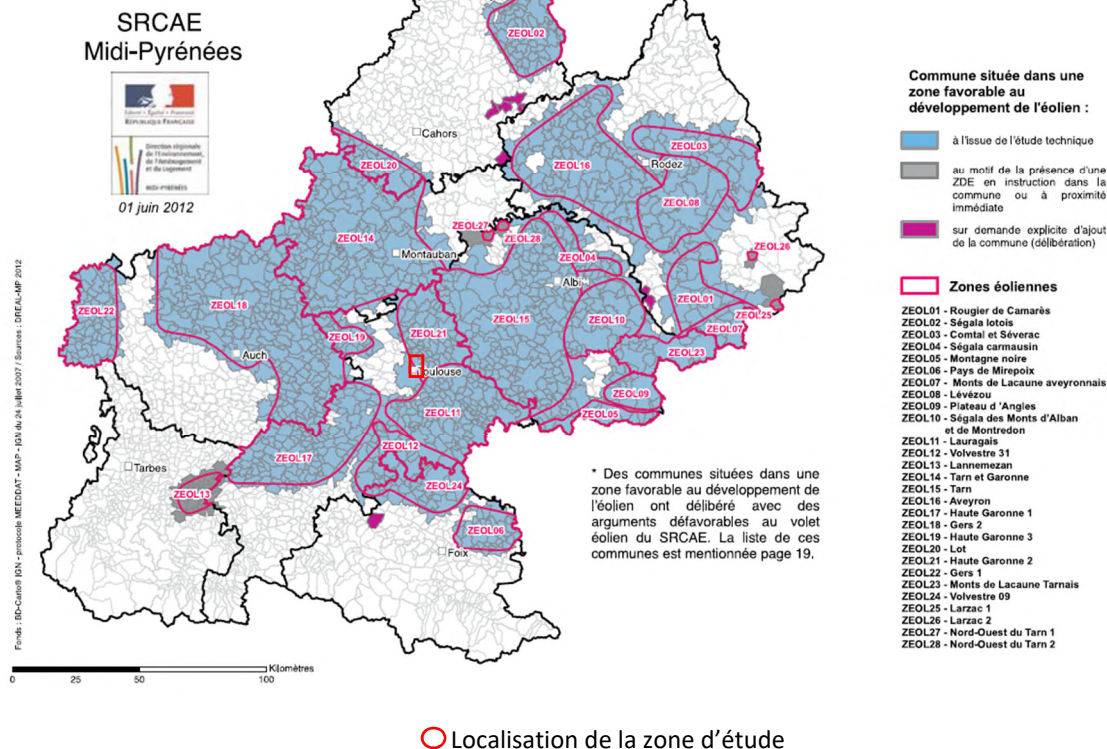
Figure 11 Gisement de vent à 50 m (Source: SRE Midi-Pyrénées 2010)

La zone d'étude dispose d'un gisement éolien moyen avec une vitesse de vent incluse entre 4,5 et 5m/s.

De plus, toujours selon le Schéma Régional Eolien, la zone d'étude ne fait pas partie des communes situées dans une zone favorable au développement éolien suite à l'étude des contraintes techniques, de la sensibilité paysagère, du patrimoine culturel et de la biodiversité :

Communes situées dans une zone favorable au développement de l'éolien *

Carte 9



○ Localisation de la zone d'étude

Figure 12 Carte des communes favorables à l'implantation de projets éoliens (source : SRE Lorraine 2012)

De plus, le SRE ne place pas le site étudié dans une zone favorable à l'implantation d'éoliennes

Le site de l'opération n'est donc pas favorable à l'implantation de grande éolienne (>50 mètres).

3.3.3. Moyen et petit éolien

Le moyen éolien (36 kW < P < 350 kW) est généralement composé de petites éoliennes à axe horizontal adaptées au milieu semi-urbain ou urbain.

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

Les dimensions de telles éoliennes peuvent être de l'ordre de 2 à 5 mètres de haut (sans mat) pour 3 à 10 mètres de diamètre.

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

La fiche technique de l'ADEME concernant le petit éolien, parue en février 2015, déconseille les installations de petit éolien en milieu urbain ou péri-urbain, en citant comme constat que :

« i) Le vent est en général trop faible ou trop turbulent pour une exploitation rentable

ii) Risque élevé de modification du paysage urbain, impactant la ressource en vent »

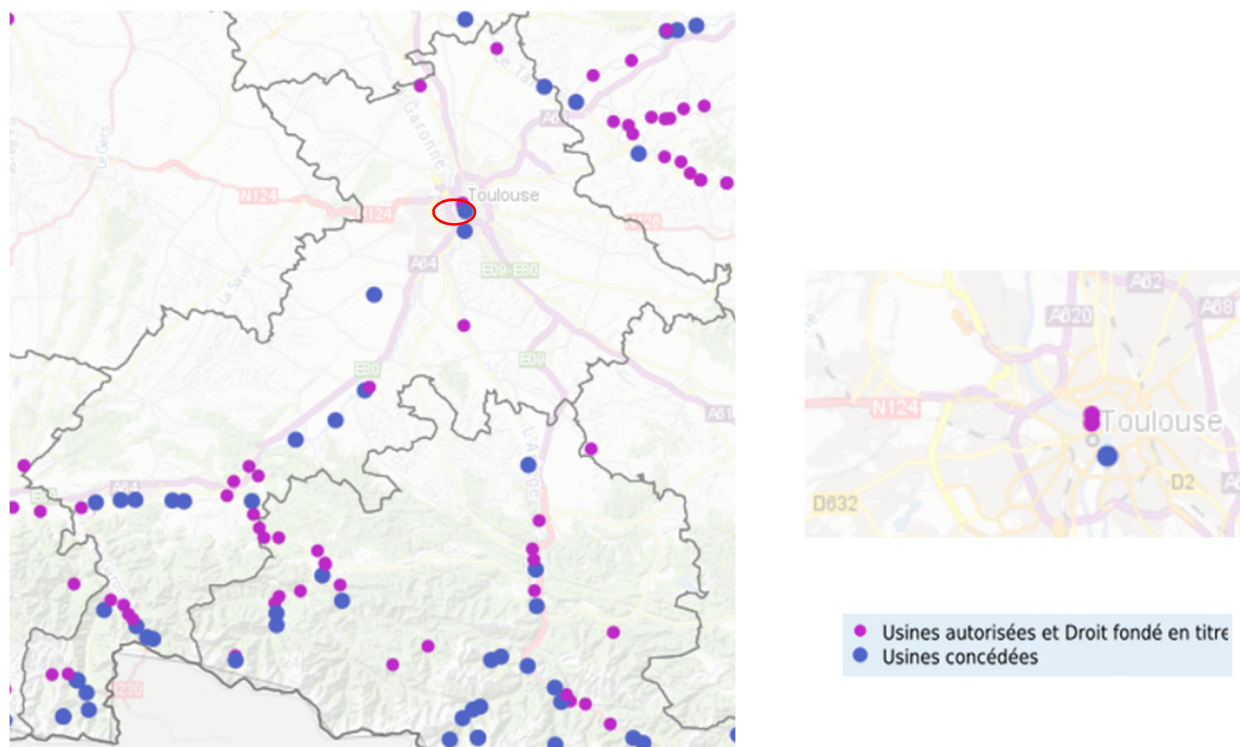
Cette typologie de ressource, même si elle apparaît plus adaptée à la zone d'étude que le grand éolien, ne connaît pas suffisamment de maturité technico-économique pour être utilisée dans le cadre du projet.

3.4. HYDROELECTRICITE

Les installations hydroélectriques représentent une part non-négligeable de la production d'énergie électrique française : en moyenne 13% de la production d'électricité (énergie), et 20% de la capacité électrique installée (puissance) sur le territoire en 2013 (soit environ 25 400 MW). L'hydroélectricité est la première source renouvelable d'électricité en France métropolitaine en termes de production.

Selon la DREAL, la puissance installée en Occitanie correspond à 5,7 MW. L'hydroélectricité correspond à la deuxième source d'électricité en région après le nucléaire et la première source d'électricité renouvelable. La production hydroélectrique de la région Occitanie/Pyrénées-Méditerranée était de 9 397 GWh en 2015 (ADEME).

La localisation des usines hydroélectriques en Haute-Garonne est donnée dans la carte suivante :



○ Localisation de la zone d'études

Figure 13 Localisation des centrales hydroélectrique en Haute-Garonne - (source : https://carto.pictoccitatie.fr/1/visu_donnees_energie2.map)

Les installations hydroélectriques en exploitation à proximité du site ou dans la zone d'étude sont les suivantes :

Dénomination centrale	Maître d'ouvrage	Puissance en MW
BAZACLE	ELECTRICITE DE FRANCE	3,1
CENTRALE DU MARTINET	SEUM	0
CENTRALE DU RAMIER DU CHATEAU	REGIE MUNICIPALE D'ELECTRICITE	4,5
LA CVALETADE	REGIE MUNICIPALE D'ELECTRICITE	1,24

Une station hydrométrique permettant d'évaluer les débits de la Garonne en amont de la zone d'étude :

	Janv.	Fév.	Mars	Avr.	Mai	Juin	Juil.	Août	Sept.	Oct.	Nov.	Déc.	Année
Débits (m3/s)	190.0	211.0	220.0	272.0	344.0	278.0	144.0	85.60	82.30	102.0	142.0	178.0	187.0
Qsp (l/s/km²)	19.1	21.2	22.0	27.3	34.4	27.9	14.4	8.6	8.2	10.2	14.2	17.8	18.7
Lame d'eau (mm)	51	53	58	70	92	72	38	22	21	27	36	47	593

Qsp : débit spécifiques

Figure 14 Ecoulements mensuels station La Garonne située à Portet sur Garonne Source banque HYDRO : DREAL

Cependant, une étude topographique de la zone ainsi que les profils altimétriques permettraient de **vérifier l'existence d'un dénivelé important**, permettant l'exploitation de l'énergie hydraulique de manière significative. Les propriétés géographiques ne laissent que la possibilité de mettre en place des hydroliennes au fil de l'eau. Cependant, leur potentiel est limité.

La possibilité d'équiper les cours d'eau en hydrolienne doit faire objet d'une étude plus détaillée pour déterminer son vrai potentiel. Seules les hydroliennes sont envisageables, le potentiel paraît à première vue limité.

3.5. ENERGIE SOLAIRE

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

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

Les autres technologies existantes sont principalement regroupées sous le terme solaire à concentration. Il s'agit alors d'installations :

- De production d'électricité à grande échelle ;
- De grande taille non compatibles avec un environnement urbain/semi urbain.

Celles-ci ne sont pas étudiées dans le cadre du présent projet.

3.5.1. Solaire photovoltaïque (PV)

3.5.1.1. Gisement solaire

Le rayonnement solaire annuel reçu par une surface plane horizontale est d'environ 1 373 kWh/(an.m²) (Source : PVGIS).

Le rayonnement annuel peut être optimisé en inclinant les panneaux solaires de 35° pour atteindre environ 1 604 kWh/an.m² (Source : PVGIS).

Cependant, ces résultats ne tiennent pas compte des particularités locales telles que les masques solaires liés au relief ou aux structures alentours (ouvrages existants).



Figure 15 Carte du potentiel solaire (Irradiation solaire globale sur le plan horizontal) (Source : Global Solar Atlas)

La zone du projet est dotée d'un ensoleillement intéressant par rapport au reste du territoire français.

3.5.1.2. Filière photovoltaïque

La filière photovoltaïque (PV) peut être séparée en deux types d'application, à savoir les systèmes de production d'électricité autonomes et les systèmes de production d'électricité raccordés au réseau de distribution de l'électricité.

Compte tenu du contexte de la mission, et de la désynchronisation possible entre les périodes de besoin en électricité et les périodes de production pour les usages électriques majeurs des sites, seule la filière photovoltaïque raccordée au réseau sera évoquée par la suite.

Les panneaux solaires PV produisent de l'électricité à l'aide du rayonnement solaire (énergie solaire renouvelable). La performance énergétique d'un système photovoltaïque est influencée par un certain nombre de facteurs, notamment climatiques, technologiques, de conception et de mise en œuvre.

Potentiellement les panneaux solaires photovoltaïques peuvent s'installer partout : en toiture ou en terrasse, en façade, au sol, en écran antibruit, etc. Autant d'endroits possibles tant qu'ils respectent quelques règles de mise en œuvre : orientation favorable et inclinaison optimale (le rendement maximal étant observé lorsque les panneaux sont perpendiculaires au rayonnement solaire direct), sans masques ni ombres portées.

L'électricité produite est sous forme de courant continu. Afin de pouvoir l'injecter dans le réseau, il faut la transformer en courant alternatif et changer sa tension. Des modules appelés onduleurs permettent cette transformation, mais ils représentent un investissement supplémentaire et génèrent de nouvelles pertes énergétiques.

Selon le SRCAE, Midi-Pyrénées est la 3^e région métropolitaine en puissance raccordée (2010) avec 80 MW. Le schéma fixe deux objectifs pour le soleil photovoltaïque pour 2020 : l'objectif minimum d'atteindre 750 MW et l'objectif ambitieux d'atteindre 1 000 MW (répartis entre les installations sur bâtiments et sur sol). En 2015, la production PV atteint 1 604 GWh en Occitanie/Pyrénées-Méditerranée (ADEME).

Ainsi l'ensoleillement paraît favorable au développement de la filière PV. Ainsi, l'utilisation de la ressource PV peut être envisagée dans le cadre de ce projet au niveau des toitures des bâtiments. Elle pourra être mobilisée sur certaines surfaces plus pertinentes que d'autres (grandes surfaces peu encombrées et bien orientées vers le sud).

Cependant, les points suivants ne sont pas à négliger pour cette technologie :

- Il subsiste une incertitude importante quant à l'existence d'un tarif d'achat au moment où le projet sortira réellement (réduction trimestrielle des tarifs, risque de nouvel arrêté dans les années à venir).
- Le photovoltaïque en toiture entre en compétition avec la végétalisation de toiture en termes de surface disponible.

3.5.2. Solaire thermique

Selon l'ADEME, le solaire thermique représentait une production de 19 GWh en Occitanie/Pyrénées-Méditerranée. L'objectif de la région est d'atteindre une production de 24 GWh en 2020.

En effet, l'usage d'eau chaude sanitaire au sein du bâtiment tertiaire, commerce et industrie est trop faible pour envisager l'exploitation des toitures pour la mise en place de panneaux solaires thermiques. L'utilisation de l'énergie solaire thermique sur la zone d'étude ne peut se justifier que par la présence de bâtiments résidentiels ayant une consommation d'eau chaude sanitaire régulière.

La productivité solaire annuelle minimale à atteindre pour une installation solaire thermique correctement dimensionnée est de 450 kWh/m²/an.

Selon les données Blagnac, pour alimenter un ballon de 250 L, une installation solaire thermique implantée sur la zone d'étude (environ 4.7 m² de capteurs plans inclinés à 45° et orientés plein sud) permet de couvrir 71 % des besoins en chaude sanitaire. La productivité obtenue est d'environ 458 kWh/m²/an (pré-dimensionnement SOLO 2000). Cette productivité est inférieure au minimum de rentabilité requis. Le potentiel solaire thermique est bas.

Une étude de potentiel plus détaillée devra être réalisée, de manière à s'assurer que l'orientation soit la plus favorable possible (plein sud). Par ailleurs, le solaire thermique en toiture entre en compétition avec la végétalisation de toiture et le solaire photovoltaïque en termes de surface disponible.

Ainsi, le gisement solaire thermique est favorable et l'exploitation de la ressource apparaît envisageable pour le projet.

3.6. RECUPERATION

3.6.1. Eaux usées

La valorisation des eaux usées en sortie de station d'épuration est présentée dans cette partie. En effet, la récupération directe de chaleur des eaux usées est possible. Elle peut avoir lieu avant leur évacuation dans le réseau d'assainissement ou après en sortie de station d'épuration. Une pompe à chaleur est utilisée pour préchauffer ou chauffer l'eau chaude sanitaire.

La figure ci-dessous (présentée dans le paragraphe 3.2) révèle l'existence d'une station d'épuration dans les alentours de la zone étudiée :

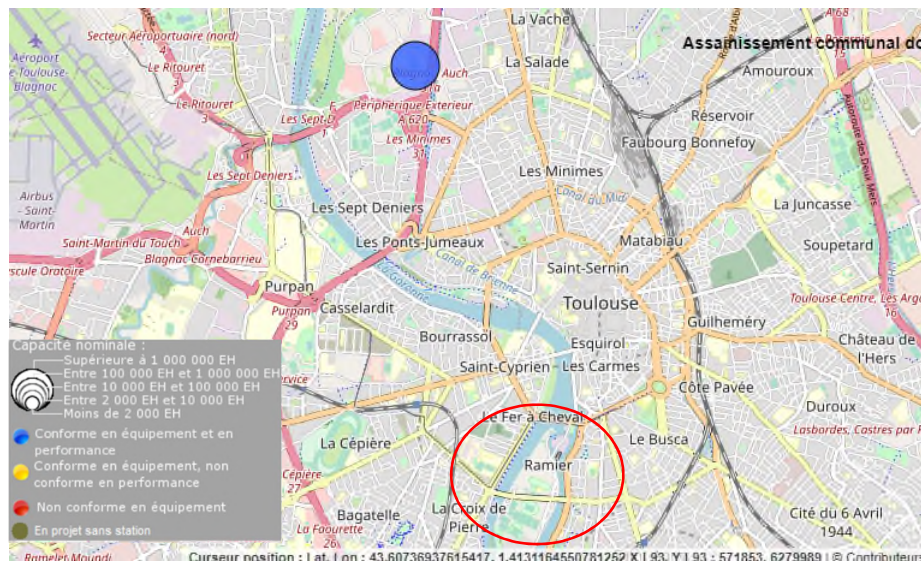


Figure 16 Localisation de la STEP autour de la zone d'étude (source : <http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/>)

Les caractéristiques des STEP sont les suivantes :

STEU de TOULOUSE GINESTOUS

- Code : 0531555V018
- Capacité nominale : 950000 EH
- Débit entrant moyen (2017) : 118 552 m³/j
- Nom du maître d'ouvrage : TOULOUSE METROPOLE

Source : <http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/fiche.php?code=0531555V018>

Cette station n'est pas à proximité immédiate de la zone d'étude (environ 1,5 km de l'autre côté de la Garonne). De plus, la solution de récupération de chaleur sur les eaux usées n'est pas une technique utilisée dans la région.

Une autre possibilité est la récupération directe dans les bâtiments. Cette technique est toujours en phase d'étude.

L'unité d'épuration la plus proche est celle de Toulouse GINESTOUS. La récupération de la chaleur des eaux usées semble difficilement vu la position géographique de la zone d'étude et les contraintes topographiques (franchissement de la Garonne).

De plus, même si la récupération directe au niveau des bâtiments peut paraître envisageable, nous ne disposons pas de données ou de retour d'expérience nécessaires sur ces technologies pour confirmer leur potentiel au niveau de la zone d'étude.

3.6.2. Unité de valorisation énergétique

Le site France-incinération recense toutes les unités de valorisation énergétiques en fonctionnement sur le territoire.

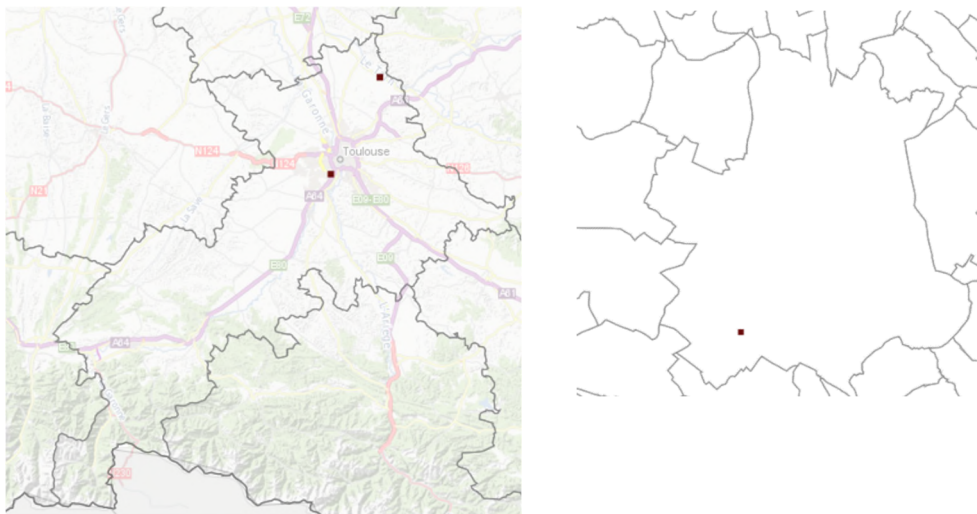


Figure 17 Localisation des incinérateurs en Haute-Garonne et proche de la zone d'étude (source : <http://assainissement.developpement-durable.gouv.fr/>)

Une installation est recensée sur le périmètre de la Ville de Toulouse.

Il s'agit d'une usine d'incinération d'ordures ménagères au sud de Toulouse mise en service le 31/12/1969 et dont la fermeture prévisionnelle est prévue le 01/01/2042.

La collectivité principale bénéficiaire est le Syndicat DECOSSET et la société exploitante est la société d'exploitation thermique du Mirail (SETMI) du groupe VEOLIA Propreté.

Sa capacité de traitement est de 330 000 tonnes/an.

Conclusion

Cette unité est située à 10 km de la zone étudiée ce qui permet de conclure que cette forme de récupération de la chaleur semble difficilement sur la zone d'étude.

3.6.3. Chaleur fatale

Les locaux techniques (serveurs, stations d'air comprimé en site industriel, etc.) émettent beaucoup de chaleur et il est nécessaire de ventiler ou de climatiser ces zones. Cette solution consiste à utiliser la chaleur issue des locaux techniques afin de préchauffer l'air neuf servant à ventiler les autres zones, à l'aide d'un échangeur de chaleur.

Ce système n'est pas une source d'énergie renouvelable, mais plutôt de la récupération de chaleur fatale. Il est à intégrer dans les locaux techniques à forte charge thermique non ventilés naturellement, soit pour les sites industriels avec process thermique.

Pour le moment, aucun site industriel producteur de chaleur n'est recensé à proximité du site considéré.

Cette filière ne pourra donc pas être considérée dans le cadre de la zone d'étude.

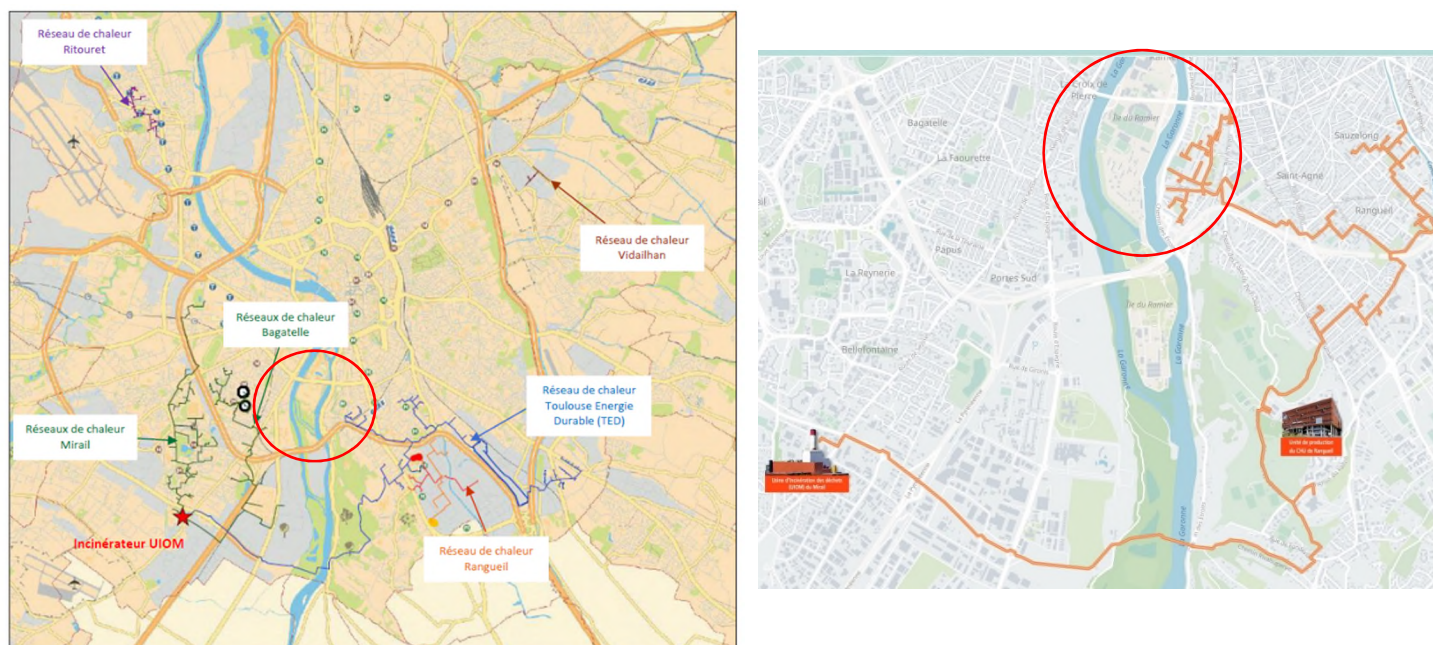
3.7. OPPORTUNITE RACCORDEMENT RESEAU CHALEUR

L'étude de potentialité du raccord à un réseau de chaleur ou de froid existant ou la création d'un réseau est un des axes obligatoires de faisabilité d'approvisionnement en EnR.

En effet, ces solutions mutualisées de production énergétique sont un moyen de développer à grande échelle les énergies renouvelables. Le réseau de chaleur permet de bénéficier de l'effet de foisonnement et donc parfois de diminuer les coûts d'investissement.

L'annuaire des réseaux de chaleur et de froid de 2016 disponible sur viaseva.org et le diagnostic PCAET de Toulouse-Métropole mentionne plusieurs réseaux à proximité de la zone d'étude : Réseau de chaleur Plaine Campus.

La répartition autour de la zone d'étude est montrée ci-dessous :



 Localisation de la zone d'étude

Figure 18 Carte des réseaux de chaleur existants autour de la zone étude (source : Toulouse Métropole)

Les caractéristiques de ce réseau sont les suivantes :

DESCRIPTION DU RÉSEAU

Longueur du réseau (km)	30,8
Équivalents-logements desservi	5 822
Livraisons totales (MWh)	99 499

Emissions de CO2

Contenu dans le réseau (kg/kWh)	0,104
---------------------------------	-------

Source : Demande de subvention FONDS CHALEUR

La proximité réseau de chaleur rend pertinent un raccordement tout en veillant à vérifier les conditions avec le futur exploitant (réserve de puissance, tarifs et frais de raccordement).

Le potentiel de densité thermique autour de la zone d'étude est existant et supérieur à 3,2 MWh par mètre linéaire pour quelques parties. Le taux de couverture en EnR&R prévu en 2020 est de 63%.

Un projet de développement du réseau de chaleur en 2040 est à l'étude. Celui-ci permettrait de valoriser la chaleur excédentaire produite au niveau de l'UIOM.

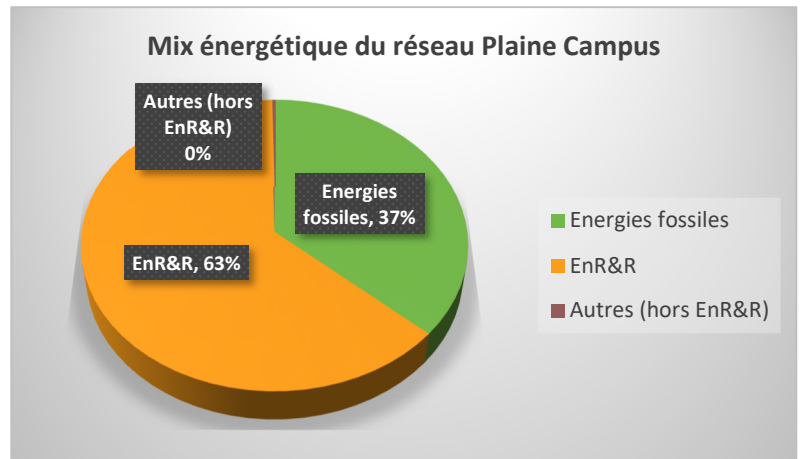
Une fois la demande énergétique établie, il sera vérifié si la réserve de puissance disponible au niveau des sous-stations de transfert de la chaleur vers le réseau Plaine Campus est suffisante pour couvrir les besoins de l'opération.

La proximité des ouvrages concernés par l'opération de requalification montre qu'un raccordement est envisageable. La volonté de développer le réseau existant est également existante. De plus, la densité thermique est telle qu'un raccordement serait à première vue rentable.

Il est à noter que l'ADEME préconise une densité à 3 MWh/ml pour un réseau optimal. Dans le fond chaleur 2019, la densité minimale considérée a été établie à 1,5 MWh/ml afin de pouvoir intégrer des réseaux de chaleur alimentant des bâtiments performants et économes en énergie.

On peut considérer ainsi ce seuil de **1,5 MWh/ml** comme un seuil minimal à dépasser. De plus, l'aide est conditionnée au fait que le réseau soit alimenté au minimum par 50 % d'EnR&R.

L'ADEME préconise d'atteindre un taux supérieur (65-70 %) afin de maximiser les valorisations d'EnR&R.



3.8. OPPORTUNITE RESEAU SMART GRID

Cette première évaluation a pour objectif de poser les premiers potentiels en termes de Smart Grid pour la zone d'étude.

Le Smart Grid ou réseau de distribution « intelligent » utilise les technologies de l'électrotechnique, de l'informatique et des télécommunications de manière à optimiser la production, la distribution et la consommation. Il a pour objectif d'optimiser l'ensemble des mailles du réseau d'électricité qui va de tous les producteurs à tous les consommateurs, afin

d'améliorer l'efficacité énergétique de l'ensemble.¹ Ainsi, les Smart Grids donnent des nouveaux outils permettant d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

Les approches pour atteindre cet équilibre sont différentes et dépendent du type d'énergie. La contrainte est particulièrement forte pour l'électricité car cette dernière ne se stocke pas et implique un équilibre offre-demande à chaque instant.

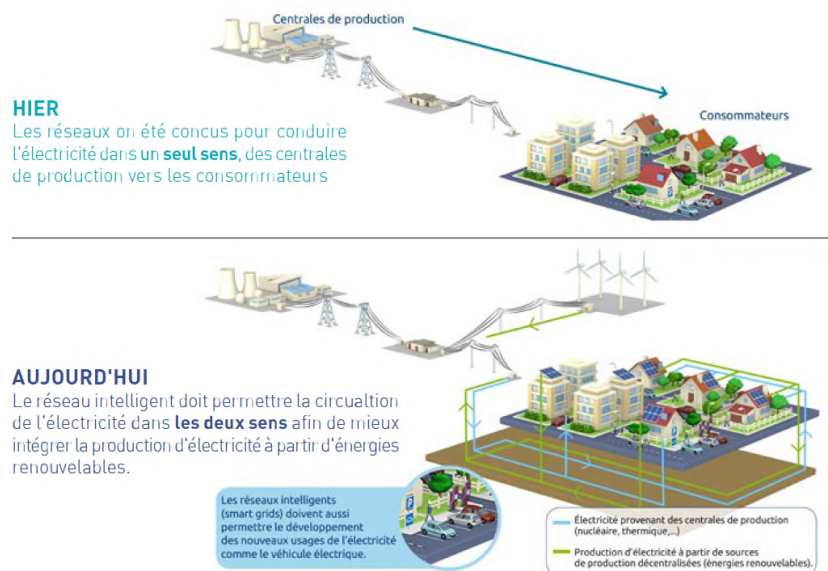


Figure 19 Fonctionnement d'un réseau SmartGrid (source : Enedis)

Les enjeux du déploiement d'un réseau Smart Grid se répartissent sur les axes suivants : ²

- 1) Production centralisée d'énergie renouvelable : au-delà d'un certain seuil de production, la production d'EnR impose la mise en place de renforcements de réseaux. Les smart grids permettraient les Offres de Raccordement Intelligentes (ORI) : la puissance active peut être écrêtée en cas de saturation ponctuelle du réseau.
- 2) Production décentralisée d'énergie renouvelable : elle concerne notamment les productions PV sur les bâtiments, le biogaz, la biomasse, la petite hydraulique ou éolienne, la géothermie. Pour adapter leur production, l'utilisation de dispositifs de pilotage est indispensable. Elle permettrait de concilier production et consommation à l'aide de solutions de stockage, notamment dans le cadre de l'autoconsommation.
- 3) Optimisation, flexibilité et pilotage locaux des réseaux énergétiques : elle est favorisée par des effacements de consommations et dépend fortement des capacités de stockage associés.
- 4) Maîtrise de la demande énergétique (MDE) : elle consiste à donner aux consommateurs la possibilité de comprendre et maîtriser leur consommation énergétique.
- 5) Les nouveaux usages :

¹ Plaquette ERDF (janvier 2015).

² Rapport « Recommandations pour des collectivités Smart Grids Ready » élaboré par l'ADEME, FNCC, et al.)

- *Les véhicules électriques* : nécessité de la prise en compte des infrastructures de recharge dans les contraintes de pointe. La capacité de stockage des véhicules peut être mobilisée comme source d'appoint (Vehicle to Grid)
- *Les véhicules alimentés au GNV et bio-GNV* : ils représentent une opportunité pour réduire le bilan carbone des transports publics
- *L'éclairage public* : poste d'économie potentielle (technologie LED)
- *Les bâtiments smart grids ready (SGR)* : les bâtiments deviennent intelligents et communicants, permettant d'améliorer le confort et réduire le coût global de la facture énergétique des utilisateurs.



Figure 20 Enjeux de la mise en place du Smart Grid (Source : Tactis)

On répartit donc la Smart Grid en 3 échelles principales :

- Le Smart Grid électrique : l'électricité circule facilement **dans les deux sens**. On dispose en temps réel d'informations sur les flux de puissance, permettant de maximiser sans risque l'injection d'EnR décentralisée.
- Les Smart PIPES (dont les Gas Grids) : si la demande est prévisible et si la capacité de stockage est optimisée, le réseau de gaz sera moins soumis aux problèmes de sécurité d'approvisionnement souvent rencontrés.
- Le Smart Grid thermique : l'utilisation de capteurs intelligents sur les réseaux permettrait d'anticiper les périodes de pointe de chauffage et de favoriser en temps réel les sources les moins coûteuses sur les plans économique et environnemental.

L'étude du potentiel des ressources EnR a permis de démontrer que la ressource locale existe et semble cohérente en termes de volume avec les besoins (Chauffage/froid et besoins électriques).

Cependant, l'adéquation temporelle production-consommation dépend de la maille d'analyse et doit être adaptée à la zone d'étude. En effet, la production d'une centrale photovoltaïque, même si elle entièrement absorbée à l'échelle de la ZAC en termes de volume, peut ne pas être en phase avec les besoins horaires (évaluation dynamique).

Il sera nécessaire in fine de vérifier l'adéquation semaine travail / week-end. Cette vérification nécessite que le Gestionnaire des Réseaux de Distribution (GRD) transmette à la maîtrise d'ouvrage le profil horaire de consommation de la zone.

De plus, la connaissance précise des besoins en chaud et en froid à tout moment au niveau de la zone d'étude est également indispensable pour piloter et dimensionner efficacement la création d'un réseau de chaleur dans le cadre du smart grid.

4. COMPARAISON ET SELECTION D'ENR&R

Le tableau ci-dessous présente les EnR écartées à partir des critères disponibilité du gisement/maturité du marché et de la technologie/atouts en région.

	Ressource énergétique		Type d'énergie fournie	Gisement exploitable	Potentiel de la ressource
CHALEUR	Solaire thermique		Chaleur	Intéressant	Gisement intéressant Contraintes liées au périmètre ABF
	Bois énergie		Chaleur	Moyen	Une chaufferie disponible sur la zone (Cité CROUS _Daniel Faucher) sans opportunité de raccordement + présence de 2 plateformes de bois déchiqueté à 40 km environ
	Géothermie		Chaleur + Froid	Fort	La zone d'étude est éligible à la GMI et dispose d'un potentiel fort de nappes superficielles. Test en réponse thermique nécessaire
	Biomasse agricole		Chaleur	Faible	Ressource indisponible
	Récupération de chaleur des eaux usées		Chaleur	Moyen	Valorisation des eaux usées pas envisageable au vu des contraintes topographiques et de l'éloignement de la zones d'étude
	Récupération de chaleur fatale		Chaleur	Inexistant	Aucun site producteur de chaleur recensé à proximité
	Unité de valorisation énergétique		Chaleur	Faible	1 Unité de Valorisation Énergétique (UVE) mais trop éloignée de la zone d'étude
	Opportunité de raccordement à un réseau de chaleur		Chaleur	Intéressant	Réseau de chaleur (Plaine campus) à proximité de la zone d'étude.
	Création d'un nouveau réseau de chaleur		Chaleur + Froid	A confirmer	En lien avec l'opportunité de création d'une chaufferie biomasse si raccordement au réseau existant non retenue (la mutualisation d'équipements étant à privilégier)
BIOGAZ	Biogaz		Chaleur + Electricité	A confirmer	Valorisation des eaux usées pas envisageable au vu des contraintes topographiques et de l'éloignement de la zones d'étude
ELECTRICITE	Hydroélectricité		Electricité	Faible	1 ouvrage hydroélectrique dans le périmètre de l'étude
	Solaire Photovoltaïque		Electricité	Intéressant	Gisement intéressant Contraintes réglementaires, zone inondable
	Eolien	Eolien urbain	Electricité	Non connu Limité	Valeur d'exemplarité uniquement Vents faibles
		Grand Eolien	Electricité	Faible	non favorable à l'implantation d'éolienne

Légendes :

Vert clair à vert foncé => assez important à très important

Jaune à rouge : banal à inexistant

C : chaleur ; E : électricité ; F : froid

Les autres technologies ne sont actuellement pas suffisamment développées ou peu adaptées au contexte de la zone étudiée. Pour mémoire, les technologies écartées sont les suivantes :

- **Génération centralisée – parc raccordé à un réseau – de la chaleur à partir de la ressource solaire thermique**
Même si cette famille de chaleur est de plus en plus répandue dans les pays d'Europe du Nord, l'étude n'aborde pas cette famille, les contraintes d'usage au sol et de ressource solaire n'étant pas compatibles avec le projet. Elle impliquerait des modifications importantes dans le plan d'urbanisme.
- **Génération centralisée d'électricité à partir de la ressource solaire thermique concentrée**
Dite « solaire thermodynamique » cette famille de génération d'électricité n'est pas structurée en France – contrairement à certains pays européens comme l'Espagne –, mais son contexte de développement en France évolue favorablement. Le nouvel arrêté fixant les conditions du tarif d'achat de l'électricité solaire prévoit d'intéressantes dispositions spécifiques à cette famille – telles que la relève du plafond d'heure de fonctionnement et la prise en compte de la ressource solaire sur le site de production. Néanmoins, l'étude n'aborde pas cette famille, les contraintes d'usage au sol et de ressource solaire n'étant pas compatibles avec le projet.
- **Utilisation passive de l'énergie solaire dans la conception des bâtiments**
Cette famille n'est pas comprise ici car elle relève davantage d'une approche d'efficacité énergétique que de filière renouvelable.
- **Génération raccordée à un réseau d'électricité à partir de la ressource géothermique**
Cette application de la géothermie dite « profonde » nécessite la présence d'une ressource thermique spécifique de haute température, et correspond à la réalisation d'une centrale de production d'électricité. En raison de la localisation du projet, cette ressource semble peu favorable.
- **Climatisation solaire**
On considère que pour des bâtiments de logements et de bureau, dans la zone climatique de l'étude, il y aura peu voire pas de besoins de climatisation. Cette ressource n'est donc pas proposée à l'étude.
- **Applications telles que fours solaires, les séchoirs solaires ou les désalinisateurs solaires**
Ces applications très particulières, très intéressantes dans certains contextes, seront considérées hors du cadre des présentes études.
- **Couplage batterie / volant inertiel**
Cette technologie permet de gagner en autonomie énergétique en stockant la production EnR pour déphaser la période de production avec la période de besoin pour assurer l'utilisation sur site des EnR produites.

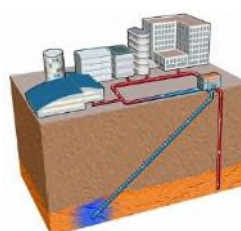
Toutefois, l'utilisation de batterie représente un investissement significatif et pénalise fortement le bilan environnemental.



Etudes réglementaires du projet Grand Parc de Garonne en lien avec l'étude d'impact

Etude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables

RAPPORT PHASE 2



Ile du Ramier

Etude de faisabilité sur le potentiel de développement en énergies renouvelables

Grand Parc de Garonne _Toulouse Métropole

Rapport phase 2

VERSION	DESCRIPTION	ÉTABLI(E) PAR	CONTROLÉ(E) PAR	APPROUVÉ(E) PAR	DATE
V0	Phase 2	AFN	NDI	AFN	21092021

ARTELIA

BRANCHE ÉNERGIES RENOUVELABLES

Le First Part-Dieu
2 Avenue Lacassagne
69425 Lyon Cedex 03
Tel. : +33 (0)4 37 65 56 00
Fax : +33 (0)4 37 65 56 01

ARTELIA _BU EAMO

SOMMAIRE

A. PHASE II : BESOINS ET POTENTIELS.....	5
1. ANALYSE DE LA FUTURE DEMANDE ENERGÉTIQUE.....	6
1.1. Méthodologie et hypothèses.....	6
1.1.1. Rappel du programme de construction	6
1.1.2. Niveaux de performance énergétique retenus	8
1.1.3. Besoins spécifiques et communs au projet.....	9
1.2. Description des besoins estimés	11
2. ANALYSE DU POTENTIEL EN ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION	13
2.1. Génération décentralisée d'électricité par effet photovoltaïque	13
2.1.1. Montages organisationnels possibles.....	13
2.1.2. Approche économique	14
2.1.3. Approche environnementale	15
2.1.4. Potentiel technique	15
2.2. Génération de la chaleur à partir de la ressource solaire (thermique).....	18
2.2.1. Gisement	18
2.2.2. Approche économique et environnementale	18
2.2.3. Potentiel technique.....	18
2.3. Réseaux de chaleur	21
2.3.1. Approche économique et environnementale	21
2.3.2. Raccordement au réseau de chaleur existant	21
2.4. Génération de la chaleur à partir de la ressource géothermale	24
2.4.1. Gisement	24
2.4.2. Potentiel technique.....	24
2.4.3. Approche économique et environnementale	24
3. ELABORATION DE SCÉNARI II INTÉGRANT LES ÉNERGIES RENOUVELABLES.....	26
3.1. Hypothèses générales	26

3.1.1. Scénario de référence : recours aux « énergies traditionnelles »	26
3.1.2. Hypothèses concernant la consommation d'énergies primaires de la zone par scénario	27
3.1.3. Hypothèses économiques.....	27
3.1.4. Hypothèses environnementales	27
3.2. SCENARIO de REFERENCE	27
3.3. SCENARIO 1 : SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE + SOLAIRE THERMIQUE+ Raccordement reseau chaleur ted	28
3.3.1. Description du scénario	28
3.3.2. Résultats	28
3.4. SCENARIO 2 : SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE + SOLAIRE THERMIQUE + RESEAU DE CHALEUR POUR LE CHAUFFAGE ET L'ECS.....	31
3.4.1. Description du scénario	31
3.4.2. Résultats	31
3.5. SCENARIO 3 : SOLAIRE PHOTOVOLTAIQUE + RESEAU DE CHALEUR POUR LE CHAUFFAGE ET L'ECS	33
3.5.1. Description du scénario	33
3.5.2. Résultats	33
3.6. Comparaison des scénarios	34
CONCLUSION GÉNÉRALE DE L'ÉTUDE.....	37

FIGURES

Figure 1 : Plan de situation du projet	6
Figure 2 : Répartition des surfaces par typologie d'usage (* hypothèse).....	7
Figure 3 : Calcul des Cep pour les bâtiments du programme	8
Figure 4 : Hypothèses sur les données du projet pour l'estimation des besoins en énergie du projet	8
Figure 5 : Plan quantitatif - Places de stationnement (AVP)	9
Figure 6 : Annexe du décret - Puissance IRVE min à mettre en place	10
Figure 7 : Bilan des besoins énergétiques de l'opération par usage et activités	11
Figure 8 : Répartition des besoins totaux par usage	12
Figure 9 : Description du potentiel photovoltaïque	16
Figure 10 : Description du potentiel solaire thermique	19
Figure 11 : Cartographie du réseau de chaleur Toulouse Energie Durable et implantation de GPG	22
Figure 12 : Comparaison des scénarios - Coûts et émissions de CO2.....	35



A. PHASE II : BESOINS ET POTENTIELS

1. ANALYSE DE LA FUTURE DEMANDE ENERGETIQUE

1.1. METHODOLOGIE ET HYPOTHESES

1.1.1. Rappel du programme de construction

Le plan global comprend essentiellement des aménagements d'espaces publics, mais dans le cadre des études liées à l'étude d'impact, le périmètre couvre aussi des projets privés ou publics sur les bâtis de l'île à prendre en compte :

- La revalorisation d'équipements existants remarquables tel que la piscine Nakache (dans le cadre du plan piscine 2025) ;
- La réhabilitation de l'ancien restaurant universitaire du CROUS en villa Ramier ;
- Le Casino Barrière,
- Les équipements sportifs du TFC ;
- L'aménagement d'extension et la déconstruction de bâtis au niveau de l'IMFT.

Le projet d'Aménagement du Grand Parc Garonne (en couleur ci-contre) d'une surface de 130 ha, est situé dans son intégralité sur la commune de Toulouse, au cœur du territoire métropolitain.

Les secteurs publics aménagés dans le cadre de ce projet couvrent **une surface d'environ 64 hectares.**

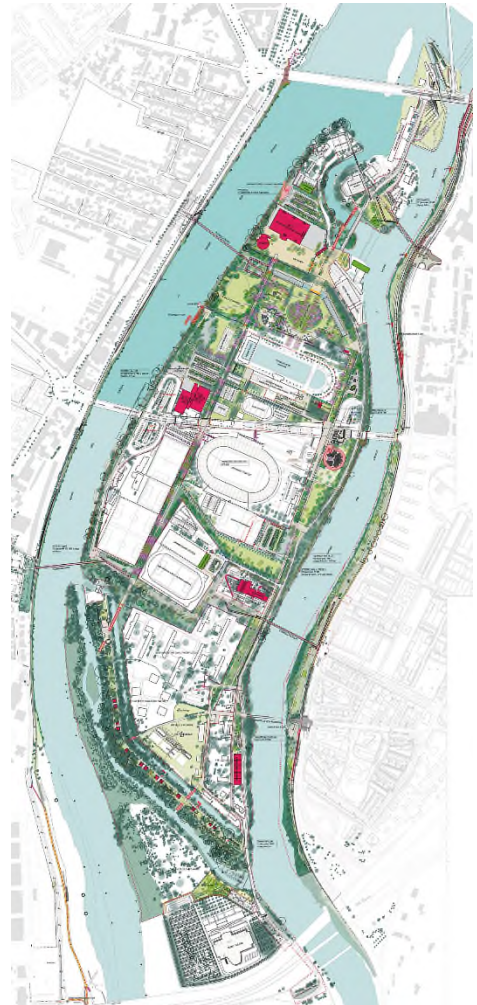


Figure 1 : Plan de situation du projet

La programmation indique les surfaces de plancher conventionnelles des différentes typologies de bâtiments prévus.

Pour pouvoir calculer les ratios de consommation, les surfaces de plancher (SDP) données dans les tableaux de programmation ont été converties en SRT (surface thermique au sens de la RT) selon les hypothèses suivantes :

La surface de plancher hors œuvre nette (SRT) est égale à la surface utile (SURT) multipliée par :

- 1,1 pour l'hôtellerie ;
- 1,1 pour les bureaux ;
- 1,1 pour les gymnases, les salles de sports et les vestiaires ;
- 1,2 pour l'enseignement universitaire et la recherche ;
- 1,2 pour la restauration ;

NOTA : Les données de travail citées précédemment sont susceptibles d'être modifiées d'ici la phase de réalisation des travaux.

La programmation disponible au moment de cette étude prévoit les **aménagement existants (et/ou inscrit dans un programme de rénovation) listés** dans le tableau ci-dessous :

Nom du lot	Neuf/Existant	Activité/usage	Surface de plancher totale	Typologie de toiture	Nombre de niveaux
Piscine Nakache (bassin d'hiver)	Existant	Equipement sportif	2000 m ²	Terrasse	RDC
Bassin Castex	Existant	Equipement sportif	3650 m ²		
Gymnase D.Faucher	Existant	Equipement sportif (hors piscine)	6140 m ²		
CROUS	Existant rénové	Résidence universitaire	25785 m ²		R+5 *
IMFT	Existant (1 bâtiment rénové)	Bâtiment à usage de bureau	10000 m ²		R+1
Stadium Internat	Existant	Equipement sportif (hors piscine)	15842 m ²		R+1
Villa Ramier	Réhabilitation lourde		2042 m ²		R+1
Casino	Existant conservé	Restauration Animation hôtellerie	6 300 m ²		
Hall 8 et 9	Existant rénové	Tertiaire (Hall)	3660 m ²		RDC
TOTAL		-	75 419 m²	-	

Figure 2 : Répartition des surfaces par typologie d'usage (* hypothèse)

On note que tous les bâtiments de la zone n'ont pas été repris dans la mesure où les informations sur leurs actuelle et future consommations n'étaient pas connues. Par ailleurs, l'analyse s'est essentiellement axée sur les principaux bâtis et notamment ceux qui font l'objet de potentielles évolutions.

1.1.2. Niveaux de performance énergétique retenus

Pour estimer la consommation énergétique globale des bâtiments existants conservés, notre analyse énergétique est fondée sur des données réelles de consommation (chaleur + électricité). Ces informations sources sont issues de l'exploitation de données de suivi d'exploitation directement fourni par l'opérateur énergie (chaleur) ou de factures communiquées par les services de Toulouse Métropole.

A partir de ces informations, les coefficients de consommation Cepréf suivants ont donc été estimés pour les typologies de bâtiments du programme :

Typologie des lots	S _{RT} (m ²)	Usage retenu au sens de la RT	Cepmax (kWh/an.m ² S _{RT}) calculé
Piscine (2 bassins)	2 200 m ²	autres usages	3 584
Piscine (1 bassin extérieur chauffé)	4 015 m ²	autres usages	1 027
Gymnase D.Faucher	6 754 m ²	équipements sportifs (hors piscine)	139
CROUS	28 364 m ²	foyers jeunes travailleurs et résidences universitaires	247
IMFT	11 000 m ²	bâtiments à usage de bureau	299
Stadium Internat	17 427 m ²	équipements sportifs (hors piscine)	185
Villa Ramier	2 246 m ²	bâtiments collectifs d'habitation	165
Casino	6 300 m ²	pôle de restauration et d'animation	670
Hall 8 et 9	4 026 m ²	hall	335
TOTAL	82 331 m²		

Figure 3 : Calcul des Cep pour les bâtiments du programme

Le calcul de consommation conventionnelle maximale d'énergie primaire globale au projet d'aménagement a donc été réalisé sur ce principe :

Typologie de lot	S _{RT} (m ²)	Cepmax (kWh _{ep} /an.m ² S _{RT}) calculé	Consommation totale MWh _{ep} /an
tertiaire général (par défaut)	11 000	299	3 289
autres usages (piscine)	6 215	1 933	12 011
foyers jeunes travailleurs et résidences universitaires	28 364	247	7 013
équipements sportifs (hors piscine)	24 181	172	4 171
bâtiments collectifs d'habitation	2 144	177	380
pôle de restauration et d'animation	6 300	670	4 220
hall	4 026	335	1 347
IRVE Parking	P _{IRVE} = 176 KW Heures annuelles d'utilisation estimées : 4h/ jour du lundi au vendredi		2 144
Eclairage public	4 000 ml de voirie. Interdistance de 25m Extinction 5h / nuit		14
TOTAL	82 229 m²		34 606 MWh_{ep}/an

Figure 4 : Hypothèses sur les données du projet pour l'estimation des besoins en énergie du projet

Trois sites (les deux piscines et le casino) représentent **près de la moitié** de la demande énergétique totale pour cet aménagement.

1.1.3. Besoins spécifiques et communs au projet

Eclairage Public : La part de l'éclairage public est calculée pour un linéaire de voirie de 4 km sur l'ensemble de la zone, sur la base d'une interdistance de 25 m avec une puissance unitaire de 40 W par mât d'éclairage soit un ratio de 3 kWh/m.an en se basant sur l'hypothèse d'une durée annuelle de l'éclairage public de 5h / nuit (extinction sur une partie de la nuit), soit 1 825h sur l'année.

Les principes de fonctionnement : Le système de l'éclairage devra être dimmable et pouvoir être déclenché par détecteurs de présence et/ou de forme notamment sur les cheminements piétons/cycles.

La part de l'éclairage public reste significative au vu des consommations futures de la zone. Toutefois, toujours dans l'objectif d'étudier la mise en place d'énergie renouvelable, nous mettons ici en avant la possibilité d'installer un parc d'éclairage public fonctionnant via l'énergie solaire. Aujourd'hui, c'est effectivement une solution qui existe et qui est maintenant approuvée. Elle est possible pour une gamme importante de candélabres solaires autonomes. Cette solution off-grid, permet de s'affranchir des contraintes de raccordement au réseau électrique et facilite l'implantation de luminaires et leur mise en service selon les différentes phases de l'extension. Les candélabres solaires peuvent fonctionner toute l'année même pendant une longue période sans soleil. Couplée à des luminaires à technologie LED, cette solution permet la mise en place d'une installation à la durée de vie plus longue, et qui s'accompagne également d'une réduction des coûts de maintenance. Cette solution pourrait être pertinente à l'échelle du projet.

IRVE : nous avons noté l'intérêt de prendre en compte la mise en place de bornes de recharge sur le parking public. La part de consommation des bornes de recharge a été calculée sur ce principe : mise en place de bornes sur les parkings projetés de la zone (cumulant 2570 places selon le plan AVP).

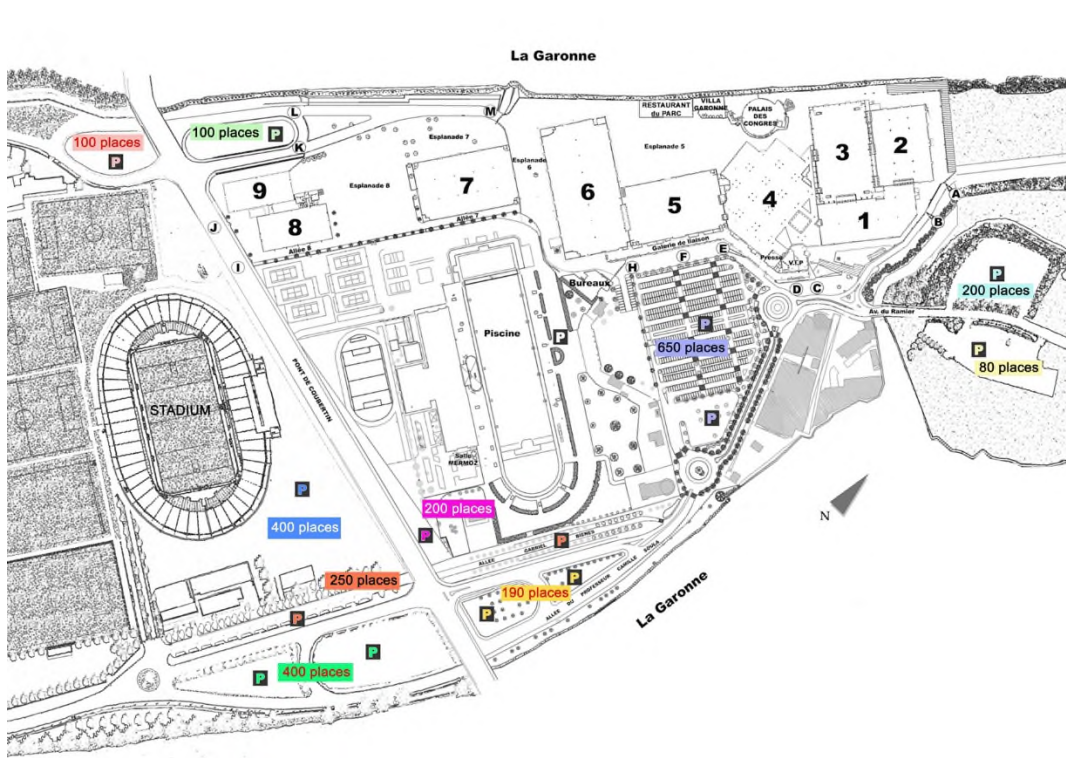


Figure 5 : Plan quantitatif - Places de stationnement (AVP)

Suite à l'arrêté du 23 décembre 2020 relatif à l'application de l'article R. 111-14-2 du code de la construction, la **puissance IRVE minimale** à installer au sein de ces zones de stationnement est de $P_{IRVE} = 134 + 0,28 \times 2370 = 797 \text{ kVA}_{ef}$. L'hypothèse de la puissance P_{IRVE} de 796 KVA a été retenue pour les calculs, et l'hypothèse d'utilisation suivante a été prise : utilisation moyenne des bornes de recharge : 4h/jour du lundi au vendredi.

ANNEXE

VALEURS MINIMALES DE P_{IRVE} HORS PILOTAGE

Nombre de d'emplacements de stationnement N	Points de recharge dans les parcs de stationnement des bâtiments résidentiels Points de recharge dans les parcs de stationnement des bâtiments non résidentiels à destination des véhicules à usage professionnel ou des véhicules des salariés ou des agents de service public	Points de recharge dans les parcs de stationnement des bâtiments non résidentiels pour les autres véhicules
$10 \leq N \leq 20$	15 kVA	22 kVA
$21 \leq N \leq 40$	22 kVA	33 kVA
$41 \leq N \leq 100$	30 kVA + 6 kVA par tranche de 10 emplacements au-delà de 50	44 kVA + 8 kVA par tranche de 10 emplacements au-delà de 50
$101 \leq N \leq 200$	60 kVA + 3,6 kVA par tranche de 10 emplacements au-delà de 100	84 kVA + 5 kVA par tranche de 10 emplacements au-delà de 100
$N > 200$	96 kVA + 0,2 kVA x (N-200)	134 kVA + 0,28 kVA x (N-200)

Figure 6 : Annexe du décret - Puissance IRVE min à mettre en place

Ces 2570 places représentent une surface de 1075 m² qui permettraient l'installation d'ombrières photovoltaïques comme solution technologique pour couvrir ce besoin électrique. Une solution de ce type nécessite également la mise en place de stockage sur batterie, afin de pouvoir rendre possible la recharge hors des périodes de production PV. Pour une installation de ce type, une étude de faisabilité serait à réaliser afin de pouvoir dimensionner plus précisément l'installation (nombre de véhicules et bornes, usages, dimensionnement ombrières et batterie).

L'étude du PPRI fait apparaître que le périmètre de l'opération se situe en zone inondable. De fait, la mise en œuvre d'ombrières de parking s'avère difficilement faisable (cote PPRI à respecter trop haute). Par ailleurs, dans le cadre même du projet de renaturation de ce secteur et de limitation de la voiture, il n'apparaît pas judicieux de développer ce type de parkings.

A ce stade du projet, il est donc difficile de pouvoir établir une approche plus précise, mais nous souhaitons ici mettre en avant que ces deux besoins spécifiques et communs à l'opération peuvent être réalisés par le biais d'énergies renouvelables. Pour les ombrières, le dimensionnement devra faire l'objet d'une étude de faisabilité avec des données d'entrée plus précises, difficiles à estimer à ce stade du projet (nombre de bornes souhaitées, temps de stationnement des véhicules, recharge rapide, gratuité ou non de la recharge, accès limité...).

1.2. DESCRIPTION DES BESOINS ESTIMES

Une fois les consommations globales établies pour l'ensemble de la zone, elles seront décomposées suivant les cinq usages réglementaires (Eau Chaude Sanitaire (ECS), Chauffage, Climatisation, Eclairage et Auxiliaires qui représente l'ensemble des équipements consommant de l'électricité (bureautique, pompes, machines, ...).

Les besoins qui sont estimés dans la présente étude sont séparés en 5 catégories :

- **Besoins de chauffage** : les besoins énergétiques de chauffage sont calculés sur la période d'hiver pour une température intérieure de référence $T_{ch} = 19^{\circ}\text{C}$.
- **Besoin en ECS** : le besoin d'ECS ne dépend que très peu de l'enveloppe du bâtiment. Le facteur le plus influent est en effet l'occupation et la typologie de ce bâtiment.
- **Besoins en éclairage** : L'estimation de ce besoin se limite à l'usage de l'électricité pour l'éclairage des bâtiments.
- **Besoins auxiliaires** : L'estimation de ce besoin se limite aux postes conventionnels consommant de l'électricité autre que l'éclairage (ventilation et auxiliaires).
- **Besoins de climatisation** : Tout comme pour le chauffage, l'évaluation des besoins s'appuie sur les exigences de la RT. Ils sont calculés sur la période d'été pour une température intérieure de référence $T_{ref} = 26^{\circ}\text{C}$.

Les besoins en énergie ont été estimés à partir des données de programmation transmises (entre juin 2020 et juin 2021) et sur la base de ratios applicables pour chaque catégorie d'usage. Le bilan est présenté dans le tableau ci-dessous :

		Répartition de CEP par usage					
	S _{RT}	Eclairage	Auxiliaire	ECS	Chauffage	Climatisation	TOTAL
	m²	MWhep/an					MWhep/an
tertiaire général (par défaut)	11 000 m²	329	493	164	1 316	987	3 289
autres usages (piscine)	6 215 m²	601	5 765	601	4 804	240	12 011
foyers jeunes travailleurs et résidences universitaires	28 364 m²	701	701	2 104	3 507	0	7 013
équipements sportifs (hors piscine)	24 181 m²	542	292	1 668	1 043	626	4 171
bâtiments collectifs d'habitation	2 144 m²	38	38	171	133	0	380
pôle de restauration et d'animation	6 300 m²	591	422	1 519	844	844	4 220
hall	4 026 m²	404	269	67	471	135	1 347
IRVE Parking	297 m²		2 144				2 144
Eclairage public		32	0				32
TOTAL		3 237	10 125	6 295	12 117	2 831	34 606

Figure 7 : Bilan des besoins énergétiques de l'opération par usage et activités

Cette projection reste indicative, les besoins des futurs preneurs peuvent entraîner des modifications de surfaces et éventuellement de répartition des usages. Des changements significatifs pourraient nécessiter une mise à jour de la stratégie énergétique présentée ici.

Avertissement :

Les calculs sont basés sur des hypothèses prises sur des futures consommations d'énergie de bâtiments préexistants voués à être rénovés énergétiquement, dont la configuration et les éléments de conception n'ont été arrêtés que dans les grandes lignes. Aussi les chiffres présentés dans ce document sont à prendre avec la plus grande prudence. Là aussi, l'estimation des besoins énergétiques selon les consommations réelles à l'instant t est à prendre avec une extrême précaution : des écarts sont constatés entre consommation conventionnelle et consommation réelle, pour plusieurs raisons (non prise en compte des consommations d'électricité spécifique dans le C_{epmax} , comportement des usagers...).

Les hypothèses de conception prises sont plutôt prudentes, sous réserve que les bâtiments construits répondent aux exigences de la réglementation thermique est définie dans l'arrêté du 3 mai 2007, modifié par l'arrêté du 22 mars 2017, relatif aux caractéristiques thermiques et à la performance énergétique des bâtiments existants

Pour la diffusion des énergies renouvelables, suivant les propriétés futures des bâtiments, il peut être plus ou moins évident de mener des actions de mise en œuvre d'énergies renouvelables.

Ces consommations (chauffage, eau chaude sanitaire, éclairage, auxiliaires) n'intègrent pas les consommations spécifiques. En d'autres termes, autant les besoins en chaud sont connus, autant les valeurs affichées de consommations électriques se limitent aux consommations réglementaires. En effet, les consommations électriques peuvent différer grandement en fonction du comportement des usagers, amplitude beaucoup plus limitée pour les besoins en chaud.

De même ces consommations n'incluent que les usages réglementaires (hormis l'éclairage extérieur) à l'exclusion de toute autre poste de consommation.

Le graphe ci-dessous permet de visualiser la répartition des besoins suivant les usages :

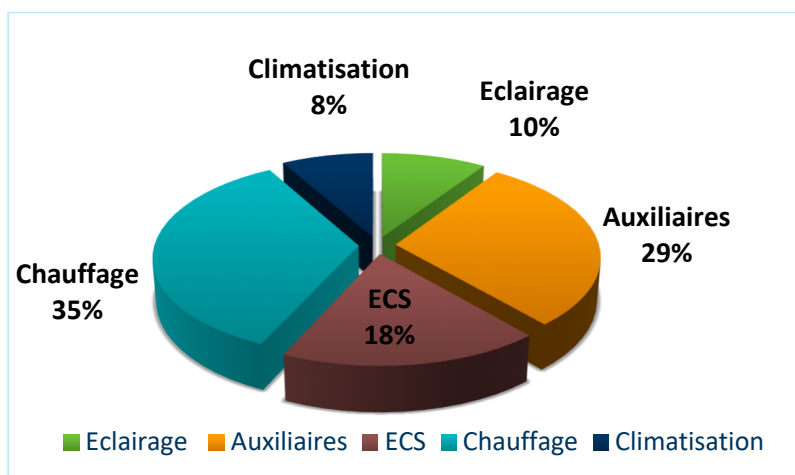


Figure 8 : Répartition des besoins totaux par usage

Le projet se distingue par de forts besoins thermiques : 35% des besoins sont dominés par le chauffage et 29% par l'électricité spécifique..

Si une solution électrique est retenue pour répondre aux besoins de chaleur, et en particulier au chauffage, la part de la consommation d'électricité dans la consommation totale augmentera significativement même si on choisit une solution économe (de type pompe à chaleur avec un bon coefficient de performance) pour satisfaire les besoins de chauffage.

En améliorant la performance thermique de l'enveloppe des bâtiments, une réduction significative des besoins en chauffage peut être obtenue. L'enjeu majeur dans les bâtiments à enveloppe thermique performante n'est alors plus le chauffage mais l'électricité spécifique.

La stratégie énergétique du quartier devra porter prioritairement sur l'optimisation de l'articulation entre les besoins en chaleur d'une part, et sur la couverture des besoins en électricité résultant des besoins d'électricité spécifique et thermique d'autre part.

2. ANALYSE DU POTENTIEL EN ENERGIES RENOUVELABLES ET DE RECUPERATION

2.1. GENERATION DECENTRALISEE D'ELECTRICITE PAR EFFET PHOTOVOLTAÏQUE

Il s'agit d'une solution de substitution de l'électricité provenant uniquement du réseau électrique national (donc pour éviter les émissions de CO₂, SO₂, NO_x et déchets radioactifs directement liés au mix énergétique utilisé pour produire l'électricité délivrée par le réseau).

L'objectif de ce premier dimensionnement est d'évaluer les secteurs qui peuvent développer une production d'électricité qui sera vendue et de vérifier qu'il sera possible de rentabiliser les installations, non pas de répondre à des besoins d'électricité.

Néanmoins, la visibilité de modules photovoltaïque vis-à-vis du public peut être un atout en termes d'image de 'quartier durable' (quartier Lauréat du programme européen LIFE pour l'adaptation au changement climatique) à et de communication (la région Occitanie a pour ambition d'être la 1^{ère} région d'Europe à énergie positive), de plus, l'obligation d'atteindre un certain ratio d'énergie renouvelable nécessite la mobilisation de tous les gisements possibles.

Les hypothèses suivantes ont été retenues pour le calcul des surfaces favorables au solaire :

- Les surfaces de toitures sont établies sur la base des données batimentaires fournis par les gestionnaires des sites (privés et publics). Le potentiel solaire PV a pu être étudié pour 6 sites sur 9 du fait de données de surfaces partiellement connues.
- Les surfaces favorables aux installations solaires ont été calculées en considérant un pourcentage de pertes (ombrage et typologie) de 10% pour les bâtiments tertiaires, 15% pour les hôtels et gymnases.
- La typologie de toiture des bâtiments n'étant pas défini, il a été considéré que la **majorité des bâtiments disposeraient d'une toiture terrasse** (dans la logique d'homogénéité des bâtiments à proximité de la zone, cf. vue aérienne ci-dessous).
- Un pourcentage de **30% d'encombrement** a donc été considéré pour les toitures terrasse. Il est de 50% dans le cas des toitures inclinées (toiture 2 pentes, équipements de toitures, ...) non pris en considération ici.
- En tenant compte de ces restrictions et à partir des surfaces de bâtiments programmés, la surface totale en toiture favorable à l'installation de panneaux solaires serait d'environ **10 576 m², répartis sur les 6 toitures du programme**.
- L'angle considéré pour l'inclinaison des modules photovoltaïques sur ces toitures terrasse est de 30°, avec une orientation privilégiée au Sud-Ouest.

2.1.1. Montages organisationnels possibles

Dans cette étude, il a été considéré que l'électricité produite sera vendue directement. Une autre possibilité aurait été d'envisager l'autoconsommation de l'électricité produite sur site. Cependant, cette configuration est spécifique à la consommation propre de chaque bâtiment par lot. A ce stade du projet, cette dernière n'est pas encore connue et il est difficile d'établir une estimation des profils de consommation, devant la diversité des typologies de bâtiments présents dans cette zone. Afin d'étudier plus en détail cet aspect, une étude de faisabilité pourrait être menée une fois que les bureaux/industries/commerces seront connus et bien identifiés. Nous notons quand même la présence importante de bâtiments tertiaires, qui ont des profils de consommation adaptés à l'autoconsommation (besoins électriques en journée qui permettent d'absorber la production photovoltaïque).

Conditions de rachat des installations de PV

L'achat de l'électricité dépend fortement de la puissance installée et de la date du raccordement. Les tarifs sont également révisés tous les trimestres en fonction du nombre de raccords à l'échelle nationale. Pour cette raison, il est difficile d'estimer précisément le gain financier de l'installation. De plus, la réglementation est en cours de modification, avec des tarifs d'achat et des tranches de puissances qui devraient être revues.

A titre d'information, le tableau ci-dessous présente les tarifs d'achat pour la période du 01/07/2021 au 30/09/2021 en fonction de la puissance installée. Cette étude s'est basée sur ce tarif qui est le dernier connu. Le tarif d'achat est révisé trimestriellement et indexé sur les volumes de projets photovoltaïques du trimestre, cela afin de prendre en compte les évolutions à la baisse du coût de construction des centrales photovoltaïques.

Type d'installation	Tarif d'achat (2021)
0-3 kWc	17,89 c€/kWh
3-9 kWc	15,21 c€/kWh
9-36 kWc	10,89 c€/kWh
36-100 kWc	9,47 c€/kWh

Pour des installations au-delà de 100 kWc, il est nécessaire de passer par des appels d'offres, gérés par la CRE (Commission de Régulation de l'Energie). Ici, l'étude a été faite avec la mise en place d'installations < 100kWc par lot afin de bénéficier du tarif d'achat EDF Tb de 9,47 c€/kWh.

A noter que ce plafond de 100 kWc pour le guichet tarifaire des installations sur toitures est en cours de réflexion par la commission européenne pour être désormais porté à 500 kWc. A ce jour, il n'y a cependant pas de validation officielle concernant cette mesure.

Cette configuration permet également de laisser une surface disponible pour la **végétalisation des toitures**. En effet, le **plafond de 100kWc** limite l'emprise des panneaux photovoltaïques sur une surface d'environ **550 m² par toiture**. La différence avec la surface de toiture totale représente des surfaces libres, qui peuvent être propices à la végétalisation. Au vu des surfaces disponibles, les différents lots rentrant dans ce cadre disposeront encore d'une surface importante en toiture une fois les panneaux installés.

Pour les sites où sont prévus des centrales PV plus importantes, les surfaces considérées sont les suivantes :

Repère	Ilôt	Surface favorable solaire (m² total à plat)	Puissance crête retenue	Surface des modules	Surface restante libre
Crous	Résidence universitaire	2 768 m²	441 kWc	507 m²	1 855 m²
Casino	Hôtellerie et animation	2 047 m²	326 kWc		1 997 m²
Hall 8 et 9	Hall	2 700 m²	430 kWc		2 193 m²

A noter : A compter du 1er janvier 2024, les nouveaux parcs de stationnement de plus de 500m2 devront végétaliser ou solariser 50% de leur surface, et 100% des ombrières dès lors qu'il y en aura (Loi Climat et Résilience).

2.1.2. Approche économique

Le cout lié à l'investissement a été estimé, pour chaque bâtiment, selon des REX de projets ARTELIA, tel que :

	min	max	
0-3 kWc	2	2,5	€/HT/Wc
3-9 kWc	2	2,5	€/HT/Wc
9-36 kWc	1,3	2	€/HT/Wc
36-100 kWc	0,8	1,3	€/HT/Wc

Les coûts de maintenance ont été majorés à 2500 €/installation.

2.1.3. Approche environnementale

Les émissions évitées correspondent à celles ayant pu avoir lieu si l'énergie électrique utilisée était issue du mix électrique français. Elles sont calculées en s'appuyant sur les données du mix énergétique traditionnel français :

- 63 gCO₂/kWh (chiffre 2018)
- 1 mg de déchets nucléaires à vie longue/kWh (EDF, production 2012)
- 0,08 gSO₂/kWh (EDF, production 2012)

Le calcul des émissions présenté ci-dessous ne prend pas en compte les émissions amont, liées à la fabrication et le transport des panneaux photovoltaïques.

2.1.4. Potentiel technique

Le potentiel photovoltaïque est décrit selon la puissance crête installable en kWc et l'électricité produite en kWh/an.

Hypothèses considérées :

- Au vu de la localisation géographique du site, la production électrique d'un capteur photovoltaïque implanté sur site est estimée à 1 372 kWh/m².an
- Puissance surfacique de 320 Wc/m².
- Production de 1 190 kWh/kWc (valeur moyenne pour la région Occitanie).
- Les grandes conclusions de cette étude pour le solaire photovoltaïque sont les suivantes :
Le solaire photovoltaïque apparaît adapté au projet : il pourra être mobilisé sur certaines surfaces de toitures plus pertinentes que d'autres (grandes surfaces peu encombrées et bien orientées)
L'autoconsommation n'a pas été étudiée dans le cadre de notre projet, cf explication ci-dessus.
Cependant, **il subsiste une incertitude importante** quant au futur tarif d'achat au moment où les projets sortiront réellement (réduction trimestrielle des tarifs, risque de nouvel arrêté dans les années à venir)
- Les panneaux solaires peuvent être installés de manière complémentaire à la stratégie énergétique de la zone d'aménagement, puisque les panneaux n'ont pas d'impact sur le dimensionnement des autres systèmes thermiques.

Les tableaux suivants synthétisent le potentiel maximal de cette énergie au regard du tarif d'achat approprié par toiture.

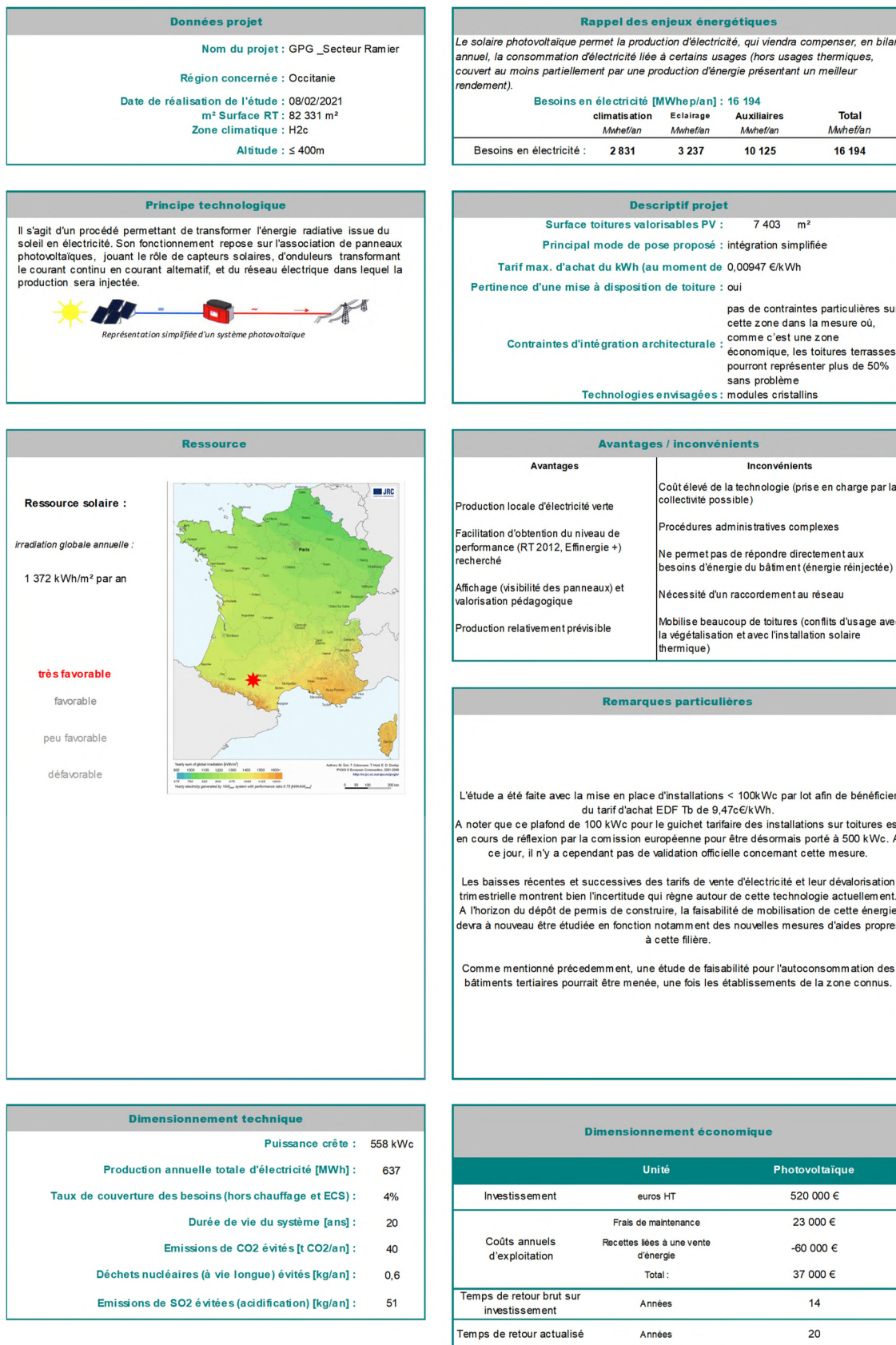


Figure 9 : Description du potentiel photovoltaïque

Rappel des enjeux énergétiques

Le solaire photovoltaïque permet la production d'électricité, qui viendra compenser, en bilan annuel, la consommation d'électricité liée à certains usages (hors usages thermiques, couvert au moins partiellement par une production d'énergie présentant un meilleur rendement).

	climatisation MWh _{ep} /an	Eclairage MWh _{ep} /an	auxiliaires MWh _{ep} /an	Total MWh _{ep} /an
Besoins en électricité :	2 831	3 237	10 125	16 194

Descriptif projet

Surface toitures valorisables PV	7 403	m ² (en considérant l'encombrement)
Tarif max. d'achat du kWh (au moment de l'étude)	0,0947 €/kWh	
Pertinence d'une mise à disposition de toiture	Oui	
Technologies envisagées	Modules cristallins	

Dimensionnement technique

Puissance crête [kWc]	550 kWc
Production annuelle totale d'électricité [MWh]	610 MWh
Durée de vie du système [ans]	20 ans
Emissions de CO ₂ évités [tCO ₂ /an]	38 tCO ₂ /an
Déchets nucléaires (à vie longue) évités [kg/an]	0,6 kg/an (fabrication des panneaux photovoltaïques exclue)
Emissions de SO ₂ évitées (acidification) [kg/an]	48 kg/an (fabrication des panneaux photovoltaïques exclue)

Dimensionnement économique

	Unité	Photovoltaïque
Investissement	euros HT	513 000 €
Coûts annuels d'exploitation	Frais de maintenance	23 000 €
	Recettes liées à une vente d'énergie	-58 000 €
	Total :	35 000 €
Temps de retour brut sur investissement	Années	15
Temps de retour actualisé	Années	22

Tableau 1: Bilan du potentiel technique photovoltaïque

2.2. GENERATION DE LA CHALEUR A PARTIR DE LA RESSOURCE SOLAIRE (THERMIQUE)

2.2.1. Gisement

En premier lieu nous nous sommes intéressés aux typologies de bâtiments où la demande en eau chaude sanitaire est importante et surtout régulière tout au long de l'année. On retrouve donc dans ce cas de figure les bâtiments suivants : **hôtels, restaurants, commerces, logements et gymnases**. La consommation d'ECS de ces bâtiments représente 78% de la consommation totale d'ECS de la zone.

Ainsi pour ces typologies de bâtiment précédemment citées, l'exploitation des toitures pour la mise en place de panneaux solaires thermiques est envisageable.

Les surfaces de toiture de chaque lot ainsi que les hypothèses associées sont les mêmes que celles présentées dans la partie précédente (2.1 potentiel photovoltaïque) pour les lots concernés.

2.2.2. Approche économique et environnementale

L'investissement initial est estimé à environ 1200 €/m² de capteurs (REX projets ARTELIA).

Les estimations économiques proposées dans ce rapport pour l'énergie solaire thermique excluent les coûts des conduites des panneaux jusqu'aux logements, ainsi que le surcoût lié aux ballons de stockage.

Les frais de maintenance ont été considérés équivalents à 1% de l'investissement/an.

Concernant les gains économiques et environnementaux, la comparaison s'appuie sur les données moyennes du réseau électrique français. Les émissions évitées sont considérées comme étant celles comprises dans le kWh électrique remplacé par la production solaire thermique.

Pas de prise en compte des émissions liées à la fabrication et au transport des capteurs.

Le gain économique correspond au prix du kWh électrique remplacé par la production solaire thermique.

2.2.3. Potentiel technique

Plusieurs typologies de systèmes solaires thermiques existent. L'installation en circuit fermé sous pression est la plus notable.

Pour chaque lot, le taux de couverture des besoins d'ECS par énergie solaire est limité à 65%.

La présentation ci-dessous synthétise le potentiel maximal de cette énergie calculé dans la zone d'étude.

Données projet

Nom du projet : GPG_Secteur Ramier
Région concernée : Occitanie
Date de réalisation de l'étude : 08/02/2021
m² Surface RT : 82 331 m²
Zone climatique : H2c
Altitude : ≤ 400m

Rappel des enjeux énergétiques

Il est étudié ici la mise en place d'installations solaire thermique pour la production d'ECS. Celle-ci doit s'accompagner d'une réduction des besoins à leurs stricts minimum (dispositifs d'économie d'eau, optimisation des réseaux, etc.).

Besoins estimés en énergie pour l'eau chaude sanitaire :

	m ² SRT	m ² toiture favorable	MWhef/an	Usage concerné
tertiaire général (par défaut)	11 000 m ²	7 700 m ²	64	non
autres usages	6 215 m ²	4 351 m ²	233	non
foyers jeunes travailleurs et résidences universitaires	28 364 m ²	19 854 m ²	815	oui
équipements sportifs (hors piscine)	24 181 m ²	16 926 m ²	647	oui
bâtiments collectifs d'habitation	2 144 m ²	1 501 m ²	66	oui
pôle de restauration et d'animation	6 300 m ²	4 410 m ²	589	oui
hall	4 026 m ²	2 818 m ²	26	non
Total :	60 988 m²	42 692 m²	2 117	[MWhef/an]

Principe technologique

L'énergie solaire thermique est la transformation du rayonnement solaire en énergie thermique, utilisée pour la production d'eau chaude sanitaire ou le préchauffage de bâtiments.

Technologies envisageables : capteurs solaires plan en surimposition de toitures terrasse ou en sheds.



Il peut s'agir de CESI = Chauffe eau solaire individuel ou CESC = Chauffe eau solaire collectif

Descriptif projet

Principal mode de pose proposé : surimposition de toitures terrasse

Technologies envisagées : capteurs solaires plans

Implantations possibles : en sheds à 45° sur toiture terrasse

Pertinence d'une mise à disposition de toiture : Pertinence pour les besoins en ECS

Contraintes d'intégration architecturale : Aucune

Ressource

Ressource solaire :

irradiation globale annuelle :

1 372 kWh/m² par an

très favorable

favorable

peu favorable

défavorable



Avantages / Inconvénients

Avantages

Meilleure maîtrise des charges (ressource gratuite) ; coût du kWh connu sur durée de vie de l'installation

Production locale d'énergie verte, en réponse à un besoin notamment pour les logements
Facilitation d'obtention du niveau de performance (RT 2012) recherché

Affichage (visibilité des panneaux)

Maturité de la filière française

Inconvénients

Conflits d'usage pour l'occupation des toitures (photovoltaïque, végétalisation toiture) pour les bâtiments ayant de forts besoins en ECS : hôtels, restaurants, gymnases et logements.

Nécessité d'une implantation au plus près du consommateur

Remarques particulières

L'impact d'éventuelles ombres portées devra être affiné dans le calcul du productible annuel, en particulier suivant la disposition des bâtiments.

Pour éventuellement bénéficier d'aides publiques, se reporter aux conditions d'éligibilité de l'ADEME au moment du montage des projets.

Enfin, il y a nécessité de réduire les besoins à leurs stricts minimum, avant d'envisager le solaire thermique (dispositifs d'économie d'eau, optimisation des réseaux, récupération de chaleur, etc.).

L'installation de panneaux solaires en toiture est soumise à l'avis des ABF (le nord de l'île est situé sous périmètre des monuments historiques).

Données spécifiques à la technologie

Surface effective de toiture occupée :	4 295 m ²
Surface utile capteurs [m ²] :	1 503 m ²
Production annuelle d'ECS [MWh] :	827 MWh 39%
Stockage ECS total [m ³] :	113 m ³
Emission de GES évités [t CO ₂ /an] :	52,0
Déchets nucléaires (à vie longue) évités [kg/an] :	0,83 (comparaison avec électricité)
Emissions de SO ₂ évitées (acidification) [kg/an] :	0,07 (comparaison avec électricité)

Résultats des calculs

	Unité	Solaire thermique
Investissement	euros HT	2 255 000 €
Gain économisé par rapport à une solution électrique (P1)		-237 000 €
Coûts annuels d'exploitation	Frais de maintenance et renouvellement matériel (P2, P3) :	37 600 €
	Total :	199 400 €
Temps de retour brut sur investissement	Années	11
Temps de retour actualisé	Années	15

Figure 10 : Description du potentiel solaire thermique

Rappel des enjeux énergétiques

Il est étudié ici la mise en place d'installations solaires thermiques pour la production d'ECS. Celle-ci doit s'accompagner d'une réduction des besoins à leurs stricts minimum (dispositifs d'économie d'eau, optimisation des réseaux, etc.).

Besoins estimés en énergie pour l'ECS

	S _{RT} m ²	Surface toiture favorable m ²	Besoins MWh _{et} /an	Usage concerné
tertiaire général (par défaut)	11 000 m ²	7 700 m ²	64	Non
autres usages	6 215 m ²	4 351 m ²	233	Non
foyers jeunes travailleurs et résidences universitaires	28 364 m ²	19 854 m ²	815	Oui (usage régulier sur toute l'année)
équipements sportifs (hors piscine)	24 181 m ²	16 926 m ²	647	Oui (usage régulier sur toute l'année)
bâtiments collectifs d'habitation	2 144 m ²	1 501 m ²	66	Oui (usage régulier sur toute l'année)
pôle de restauration et d'animation	6 300 m ²	4 410 m ²	589	Oui (usage régulier sur toute l'année)
hall	4 026 m ²	2 818 m ²	26	Non
TOTAL si usage concerné	60 988 m²	42 692 m²	2 117	[MWh_{et}/an]

Descriptif projet

Principal mode de pose proposé	surimposition de toitures terrasse
Technologies envisagées	capteurs solaires plans
Implantations possibles	en sheds à 45° sur toiture terrasse
Pertinence d'une mise à disposition de toiture	pertinente pour les besoins en ECS

Dimensionnement technique

Surface effective de toiture occupée	4 295 m ²
Surface utile capteurs [m²]	1 503 m ²
Production annuelle d'ECS	827 MWh (39 % des besoins des logements)
Stockage ECS total	113 m ³
Emissions de GES évités [tCO₂/an]	52 tCO ₂ /an
Déchets nucléaires (à vie longue) évités [kg/an]	0,83 kg/an (comparaison avec électricité)
Emissions de SO₂ évitées (acidification) [kg/an]	0,07 kg/an (comparaison avec électricité)

Dimensionnement économique

	Unité	Thermique
Investissement	euros HT	2 255 000 €
Coûts annuels d'exploitation	Frais de maintenance et renouvellement matériel (P2, P3)	37 600 €
Economie annuelle	Gain économisé par rapport à une solution électrique	-237 000 €
Temps de retour brut sur investissement	Années	11
Temps de retour actualisé	Années	15

Tableau 2 : Bilan du potentiel solaire thermique

Rapport phase 2

ETUDES REGLEMENTAIRES DU PROJET GRAND PARC DE GARONNE EN LIEN AVEC L'ETUDE D'IMPACT

2.3. RESEAUX DE CHALEUR

2.3.1. Approche économique et environnementale

Les coûts proposés dans cette partie s'appuient sur des REX de projets ARTELIA :

- Investissement initial :
 - o 600 €/ml : coût matériel + pose linéaire
 - o 40 €/kW par sous-station
- Frais de maintenance :
 - o Gros entretien : 8 €/MWh
 - o Frais d'exploitation, marges : 12 €/MWh

Les émissions de GES évitées pour le raccordement au réseau de chaleur existant correspondent à la différence entre :

- D'une part, les émissions de la solution de référence (mix entre énergie électrique pour les besoins en ECS et énergies fossiles pour la chaleur), évitées suite au recours à l'énergie moins carbonée du réseau de chaleur.
- D'autre part, les émissions associées au contenu carbone du réseau

Les émissions correspondant à la création d'un nouveau réseau de chaleur n'ont pas été présentées dans la suite de cette partie car elles dépendent de la filiale énergétique utilisée pour ce nouveau réseau (géothermie ou bois-énergie). Se référer aux parties précédentes pour avoir une idée des émissions liées à ces filiales.

2.3.2. Raccordement au réseau de chaleur existant

D'après les données d'entrée recueillies, une démarche a déjà été entreprise avec l'exploitation actuel du réseau existant (**DALKIA**) afin d'étudier la possibilité de réaliser une extension d'un réseau de chaleur existant à proximité de la zone.

La pertinence d'un réseau de chaleur se mesure par la densité énergétique que représente un projet. Ce ratio se calcule de la manière suivante : besoin en chaleur (chauffage + ECS) / longueur du réseau de chaleur.

L'ADEME préconise une densité de 3 MWh/ml pour un réseau optimal. Dans le fond chaleur, la densité minimale considérée a été établie à 1,5 MWh/ml afin de pouvoir intégrer des réseaux de chaleur alimentant des bâtiments performants et économes en énergie. Le seuil de **1,5 MWh/ml.an peut donc être considéré comme un seuil minimal à dépasser.**

Rappel du réseau de chaleur Toulouse Energie Durable :

- Contrat de DSP de 28 ans, à partir du 28 décembre 2015
- 36 km de réseau
- 135 sous-stations
- 70% d'énergie renouvelable
- 3 sources de chaleur :
 - Incinérateur du Mirail
 - Supercalculateur de l'Espace Clément Ader
 - Chaufferie gaz
- En service depuis octobre 2019

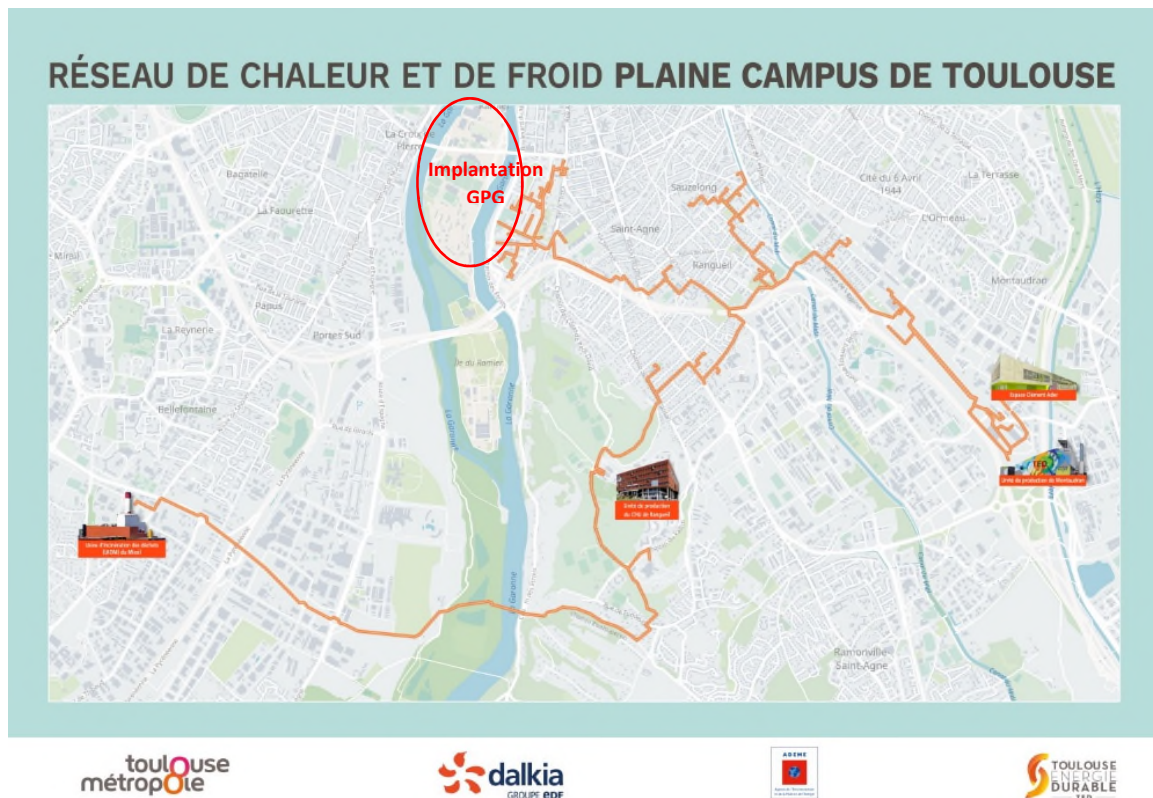


Figure 11 : Cartographie du réseau de chaleur Toulouse Energie Durable et implantation de GPG

Pour ce projet, la faisabilité d'étendre le réseau Plaine Campus jusque sur l'île pour 2024 est soumise à une contrainte majeure de franchissement de la Garonne, toujours en discussion à l'heure actuelle.

TED et Toulouse Métropole prévoient une étape de phase pour harmoniser le tracé du futur réseau. A ce stade, il y a encore de nouvelle souscription de contrat d'abonnement. Cela vient impacter de fait le tracé prévisionnel du réseau.

Pour le besoin de l'étude, Artelia a projeté un tracé permettant de desservir tous les consommateurs en chaleur considérés pour ce projet.

Les tracés proposés pour le déploiement du réseau de chaleur – et plus spécialement le tracé optimal comprend deux tronçons :

- Direction sud, le long de l'avenue Fernand Jourdan ;
- Direction nord en empruntant l'allée Jacques Lacassagne.

Il faudra donc ajouter un point d'alerte sur l'interface qu'il pourrait y avoir entre le chantier de mise en sécurité du pont et celui du réseau, selon le tracé retenu dans le cas de l'extension de ce réseau de chaleur pour la future zone d'aménagement.

❖ RESEAU DE CHALEUR

Le raccordement à cette antenne existante pour l'extension du réseau de chaleur permettrait une distribution directe de la chaleur via le réseau. Ce réseau est alimenté en chaleur à 95°C, toute l'année. Il permettrait donc de couvrir les besoins en chauffage, mais pourrait également assurer les besoins en eau chaude sanitaire. En prenant en compte le fait qu'il y a déjà cette source de chaleur existante et disponible via l'extension du réseau de chaleur TED (et que ce réseau est déjà réalisé par 70% d'ENR), nous avons considéré que le potentiel géothermal sur nappe profonde par la présence de l'aquifère captif des Sables Infra Molassiques (SIM) n'atteignait pas ce potentiel et pouvait être écarté.

Malgré que le zone de la programmation ne soit pas encore bien définie, **une première estimation** sur la longueur du réseau, prise au plus défavorable, indique que le **réseau de chaleur doit comprendre environ 2 500 ml** pour des

Rapport phase 2

ETUDES REGLEMENTAIRES DU PROJET GRAND PARC DE GARONNE EN LIEN AVEC L'ETUDE D'IMPACT

besoins estimés (**chauffage + ECS**) à **13 256 MWh_{ef}/an**. En termes de raccordement, le calcul de la densité nous donne donc 5 MWh/ml. La programmation actuelle de l'opération permet donc d'atteindre largement ce seuil de rentabilité proposé par l'ADEME en terme d'extension d'un nouveau réseau de chaleur.

La programmation actuelle du secteur permet donc d'atteindre de façon viable le seuil de rentabilité proposé par l'ADEME en terme d'extension d'un nouveau réseau de chaleur.

L'extension de ce réseau de chaleur présente de nombreux atouts vis-à-vis d'autres solutions énergétiques (atout économique et stabilité des prix pour les usagers, atout économique pour le promoteur de par les avantages sur le respect des exigences liées à la réglementation, intégration d'une source d'énergie renouvelable dont la part (actuellement 70%) pourrait être amenée à augmenter dans les prochaines années.

Descriptif projet		
Réseau de chaleur : Extension du réseau TED		
% ENR du réseau de chaleur	70 % d'ENR	
Prix de vente de la chaleur	48 € HT / MWh	
Données spécifiques à la technologie CHALEUR		
Puissance équivalente moyenne appelée Chaud [MW _{th}] : 9,21 MW _{th}		
Durée de fonctionnement à pleine puissance considérée [h] 2 000 h		
Emissions de CO ₂ évitées [tCO _{2e} /an] 1 516 tCO _{2e} /an		
Densité thermique [MWh _{th} /ml] 5 MWh _{th} /ml		
Dimensionnement économique (en première approche)		
	Unité	Réseau de chaleur
Investissement raccordement au réseau	euros HT	3 580 000 €
Abonnement annuel, exploitation et maintenance (P1/P2 /P3) :	euros HT/an	899 000 €
INVESTISSEMENT TOTAL	euros HT	4 479 000 €
Temps de retour brut sur investissement :	années	15

Tableau 3 : Bilan du potentiel Extension du réseau de Chaleur TED

2.4. GENERATION DE LA CHALEUR A PARTIR DE LA RESSOURCE GEOTHERMALE

2.4.1. Gisement

L'étude de la ressource effectuée en phase 1 oriente vers une solution de **géothermie basse énergie**

Sachant qu'un raccordement à un réseau de chaleur est en phase de développement, la mise en place d'une solution avec un doublet de forage semble peu réaliste. En effet, afin de rentabiliser cette solution, elle est généralement mise en parallèle avec la mise en place d'un réseau de chaleur.

Nous proposons donc la mise en place de système des sondes géothermiques (système à échangeur fermé) et de PAC pour répondre aux besoins en chaleur des lots. Etant donné les coûts importants associés à cette solution, ainsi que la nature incertaine des sols (une étude de faisabilité plus poussée est conseillée), cette partie se concentre uniquement sur la mise en place de ce système au sein des **lots résidentiels à hauteur de 30% de leurs besoins thermiques.**

2.4.2. Potentiel technique

Pour rappel, la géothermie basse énergie comprend habituellement des consommations d'énergie fossile ou d'électricité du réseau (énergie nécessaire pour la PAC ainsi que le pompage) afin de couvrir de manière totale et en permanence les besoins de chaleur. Le contenu CO₂ de cette solution reste moins élevé qu'une solution classique de chauffage thermique.

Cette étude est fondée sur une analyse technico-économique basée sur des valeurs moyennes issues des retours d'expérience et de projets similaires. La solution géothermique, au vu du gisement brut favorable, sera proposée pour le chauffage et l'ECS dans un des scénarii de combinaisons d'énergies renouvelables.

A ce stade d'avancement du projet, il n'est pas possible de déterminer la faisabilité technique de cette solution. Une étude approfondie devra être réalisée pour cet aménagement.

2.4.3. Approche économique et environnementale

Les principales hypothèses économiques (issues de REX d'ARTELIA) sont les suivantes :

- Pour l'investissement initial :
 - Etude et maîtrise d'œuvre : 175 €HT/m² chauffé
 - Forage : 80 €/ml
 - Equipements puit : 67 € HT/kW
- Pour les frais de maintenance :
 - Maintenance régulière : 3.31 €HT/m²/an
 - Maintenance exceptionnelle : 1050 €/an
 - Maintenance PAC : 350 €HT/kW .an

En ce qui concerne les émissions de GES évitées par rapport à la solution de référence, la valeur présentée ci-dessous correspond aux émissions liées à la solution de référence (mix entre énergie électrique pour les besoins en ECS et l'usage du gaz pour la chaleur, le détail de cette solution est présenté ci-après). Ces émissions sont évitées suite à la mise en place d'une solution renouvelable. Les consommations électriques des PACs sont soustraites de ces émissions évitées (malus).

Rappel des enjeux énergétiques				
Consommation estimée d'énergie [MWhEP/an]				
	M² SRT	Chauffage	ECS	Total
foyers jeunes travailleurs et résidences universitaires	28 364	3 507	2104	5 610
Solution technologique retenue : PAC sur sonde géothermique Profondeur sonde : 100 m (à confirmer par étude géothermie souterraine)				
Données spécifiques à la technologie				
Production annuelle totale de chaleur [MWhEP] : 5 610 MWhEP				
Couverture des besoins (chauffage et ECS) 100%				
COP considéré 3,5				
Puissance totale PAC (kW) 2 805 kW				
Emission de GES évités [t CO2 /an] 1 397 (consommations électriques des équipements autre que PAC exclues)				
Dimensionnement économique (en première approche)				
	Unité		Géothermie	
Investissement	euros HT		6 140 000 €	
Coûts annuels d'exploitation	Frais de maintenance et consommation électrique PACE		164 300 €/an	
Temps de retour brut sur investissement	Années		37 ans	

Tableau 4 : Bilan du potentiel de la ressource géothermale

Le temps de retour brut proposé dans le tableau ci-dessus ne comprend pas les gains liés à la tarification du futur réseau (TRB = investissement / Gain par rapport à référence en termes de maintenance – dépenses). Le TRB est très important (>50 ans) dans le cas de la création d'un nouveau forage. Il faudra imposer une tarification élevée pour pouvoir compenser le coût de l'investissement très important. Cette possibilité serait donc peu envisageable. Cette dernière possibilité ne sera pas considérée dans la scénarisation (dernière partie de ce rapport).

Nota bene : le tableau ci-dessous comptabilise uniquement les coûts liés à la mise en place de la solution géothermique dans les lots résidentiels. Les montants présentés ne couvrent pas les coûts liés à la production des besoins en ECS et en chauffage des lots tertiaires et équipements sportifs. Cependant, ces derniers sont comptabilisés dans la partie suivante (scénarisation).

Le TRB (temps de retour brut) présenté ci-dessus ne prend pas en compte la tarification de la chaleur, mais plutôt un gain économique par rapport à une solution de référence à base d'énergies fossiles.

3. ELABORATION DE SCENARII INTEGRANT LES ENERGIES RENOUVELABLES

D'après les éléments indiqués dans les deux phases de cette étude, trois scénarii principaux composés d'énergies renouvelables sont proposés :

- Scénario 1 :
Solution solaire photovoltaïque (vente directe) pour les toitures pertinentes.
Solution solaire thermique pour la couverture des besoins en ECS (65% des besoins des lots ayant un besoin en ECS).
Pas de raccordement au réseau de chaleur TED, substitué avec scénario de référence (production à partir d'énergie fossile).
- Scénario 2 :
Solution solaire photovoltaïque (vente directe) pour les toitures pertinentes.
Solution solaire thermique pour la couverture des besoins en ECS (65% des besoins des lots ayant un besoin en ECS).
Extension du réseau de chaleur TED pour satisfaire les besoins en chauffage et le reste des besoins en ECS.
- Scénario 3 :
Solution solaire photovoltaïque sur les toitures pertinentes (vente directe) pour les toitures pertinentes.
Solution solaire thermique.
Solution géothermique sur sonde pour répondre aux besoins en chaleur des lots résidentiels.

Afin d'évaluer le potentiel en énergies renouvelables, chaque scénario est ensuite comparé à un scénario de référence n'utilisant que des énergies traditionnelles (moyenne des énergies fossiles « habituelles ») pour le chauffage et l'électricité pour la production d'eau chaude sanitaire (ECS) et la climatisation.

3.1. HYPOTHESES GENERALES

Les documents « Comparatif des modes de chauffage & Prix de vente de la chaleur en 2011 » (AMORCE – Février 2013) et « Comparaison économique des modes de chauffage en 2017 » ont notamment été utilisé pour les hypothèses de coût.

Une bibliographie enrichie est également utilisée pour les calculs.

3.1.1. Scénario de référence : recours aux « énergies traditionnelles »

La situation de référence retenue et mentionnée dans la suite du rapport correspond à celle qui serait a priori mise en place en l'absence de volonté de la Maîtrise d'Ouvrage de développer les EnR :

- Une installation de chauffage de type énergies fossiles classiques (gaz à condensation),
- Un système de production d'ECS électrique,
- Climatisation électrique,

Les coûts de consommation de ces postes et des postes alimentés en électricité sont comptés à partir des tarifs moyens mentionnés dans les hypothèses économiques.

Les hypothèses liées à ce scénario sont présentées ci-dessous.

3.1.2. Hypothèses concernant la consommation d'énergies primaires de la zone par scénario

La réglementation thermique prend en compte les autres énergies renouvelables permettant d'alimenter les réseaux de chaleur. En effet, le Cepmax à atteindre est majoré pour les bâtiments qui se raccordent à un réseau de chaleur, avec 3 niveaux de modulation selon le contenu CO₂ du réseau :

- + 30% pour un contenu carbone inférieur ou égal à 50 grammes par kWh (ce coefficient correspond à celui appliqué au bois énergie) ;
- + 20% pour un contenu carbone compris entre 50 et 100 grammes ;
- + 10% pour un contenu carbone compris entre 100 et 150 grammes.

3.1.3. Hypothèses économiques

La durée d'étude a été considérée à 20 ans pour pouvoir comparer toutes les énergies entre elles, (photovoltaïque avec un contrat d'achat sur 20 ans). Il est à noter que les installations après cette période posséderont une valeur résiduelle non nulles (durée de vie considérée à 30 ans pour une partie des équipements solaire thermique et photovoltaïques par exemple).

- Le taux d'actualisation appliqué est de 4%.
- Les calculs ne prennent pas en compte une actualisation des coûts de l'énergie, néanmoins le taux d'actualisation élevé retenu peut compenser en partie ce point. Par ailleurs, les évaluations proposées sont prudentes, et une inflation des coûts de l'énergie pourrait augmenter la rentabilité des investissements effectués dans les énergies renouvelables.
- L'hypothèse de coût de l'électricité du réseau est de 10 c€/kWh et du gaz de 7c€/kWh. Il n'est considéré aucun emprunt pour le calcul du temps de retour brut et du coût global actualisé.
- Enfin, les coûts globaux sont déterminés hors subventions possibles.

3.1.4. Hypothèses environnementales

Les émissions de CO₂ ont été comptabilisées à partir des hypothèses suivantes :

- Emissions de CO₂ énergies fossiles classiques : 235 gCO₂/kWh
- Emissions de CO₂ de l'électricité du réseau français : 63 gCO₂/kWh

3.2. SCENARIO DE REFERENCE

La situation de référence retenue et mentionnée dans la suite du rapport correspond à celle qui serait a priori mise en place en l'absence de volonté de la Maîtrise d'Ouvrage de développer les EnR :

- Une installation de chauffage de type énergies fossiles classiques (gaz à condensation),
- Un système de production d'ECS électrique,
- Climatisation électrique,

Les coûts de consommation de ces postes et des postes alimentés en électricité sont comptés à partir des tarifs moyens mentionnés dans les hypothèses économiques.

DONNEES ECONOMIQUES

Situation de référence	ECS	Chauffage	Total
Investissement initial € HT	5 113 000	2 587 800	7 701 000
P1 - Energie € HT/an	244 000	764 200	1 008 200
P2 - DEM € HT	9 800	117 100	126 900
P3 - Renouvellement matériel € HT/an	-	-	-
P4 - annuité d'emprunt € HT	-	-	-
Coût global de consommation électricité autres que chauffage et ECS	7 401 k€ total 370,04 k€ /an		

DONNEES ENVIRONNEMENTALES

	Unités	Situation de référence
Emissions de CO2 toutes utilisations	T CO ₂ /an	2 738
CGA hors recette PV	k€ /an	1 526
Déductions recettes photovoltaïques linéarisées sur 20 ans	k€ /an	0
CGA	k€ /an	1 526

3.3. SCENARIO 1 : SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE + SOLAIRE THERMIQUE

3.3.1. Description du scénario

Il a été considéré pour ce scénario la mise en place de solaire photovoltaïque sur les toitures et que le solaire thermique couvre 60% des besoins en ECS.

Une consommation d'énergie conventionnelle résiduelle est nécessaire pour assurer l'appoint au solaire thermique en période de mauvais temps et en hiver notamment du fait du dimensionnement retenu (limitation des surchauffes pour préserver l'installation). Ici, l'appoint est assuré par de l'électricité.

Le scénario comptabilise également la mise en place d'une solution électrique traditionnelle pour les lots non équipés en solaire thermique et présentant des besoins en ECS.

Enfin, le photovoltaïque est proposé ici en implantation des toitures les plus pertinentes sur le plan économique **après prise en compte des surfaces occupées par le solaire thermique**.

3.3.2. Résultats

Comme mentionné précédemment, la consommation en électricité du secteur n'est pas directement couverte par les ENR, mais est compensée par la production photovoltaïque.

Les coûts des énergies sont néanmoins peu comparables entre eux car ils interviennent pour des usages différents (thermique ou électrique, chauffage ou ECS). La comparaison peut par contre se faire entre scénarii (voir partie suivante).

Potentiel de chaque énergie étudiée scénario 1			
	Unité	Solaire thermique	Photovoltaïque
Besoins d'énergie considérés	électrique ou thermique	thermique (ECS)	électrique
	Détail	Equiperment prioritaire des toitures des logements, taux de couverture annuel visé de 65%.	Equiperment des toitures pertinentes non végétalisées et non utilisées pour le solaire thermique pour produire de l'électricité au meilleur tarif L'étude a été faite avec la mise en place d'installations < 100kWc par lot afin de bénéficier du tarif d'achat EDF Tb de 9,47c€/kWh
Investissement initial	€ HT	2 255 000 €	251 000 €
Dimensionnement pour atteindre le potentiel	Puissance - kW	-	269 kWc
	Production - MWh/an (thermique ou électrique)	827 MWhth/an	298 MWh/an
Frais de maintenance et renouvellement matériel annualisés (P2, P3)	€ HT	31 100 €	8 500 €
Recettes annuelles brutes ou coûts évités par rapport à solution de référence (P1)	€ HT	-199 400 €	-28 200 €
Coût actualisé de l'énergie produite	€ / MWh (thermique ou électrique)	171 €	65 €
Emissions de CO2 évités	T CO ₂ /an	52 tCO ₂ /an	19 tCO ₂ /an
Temps de retour brut pour l'ensemble de la zone aménagée	Années	11	15 ans

Le scénario 1 permettrait de couvrir à peine 5% des besoins totaux du secteur avec des énergies renouvelables.

Il serait intéressant d'affiner et actualiser ce résultat à partir des surfaces de toitures mobilisables et connues pour chacun des lots prévus à cet aménagement.

Scénario 1 - Récapitulatif des besoins et productions énergétiques (en MWhEP/an)				
Besoins par catégorie	Rappel des besoins	Production associée	Production annuelle	Taux de couverture ENR (Production/Besoins) en %
Estimation des besoins en électricité (éclairage, auxiliaires, climatisation)	14 050 kWhEP/m ² par an	Production ENR photovoltaïque*	298	2%
Estimations des besoins ECS	6 295 kWhEP/m ² par an	Production ENR solaire thermique	827	13%
Estimations des besoins de chauffage	12 117 kWhEP/m ² par an	Production via énergies fossiles : gaz	12 117	0%
TOTAL BESOINS	32 462 kWhEP/m² par an	TOTAL PRODUCTION ENR	1 125 kWhEP/m² par an	3%

* Comme mentionné précédemment, la production photovoltaïque ne vient pas couvrir directement les besoins en autoconsommation. En effet, il a été considéré dans cette étude que la production photovoltaïque est revendue intégralement au réseau. Elle vient donc compenser les besoins électriques qui seront nécessaires pour les bâtiments de la zone, mais ne les couvre pas. C'est pourquoi la production peut dépasser les besoins.

Les surfaces de toitures inconnues ne permettent pas d'exploiter le potentiel maximal valorisable et cette carence se traduit par un niveau de couverture faible des besoins énergétiques.

3.4. SCENARIO 2 : SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE + SOLAIRE THERMIQUE + RESEAU DE CHALEUR POUR LE CHAUFFAGE ET L'ECS

3.4.1. Description du scénario

Ce scénario reprend le scénario 1 précédemment défini, auquel est rajouté le raccordement au réseau de chaleur TED. Grâce à ce réseau de chaleur, les besoins en ECS non couverts par le solaire thermique sont assurés par ce réseau et non plus par une production électrique. De plus, l'intégralité des besoins en chauffage est prise en charge par ce réseau. Il représente donc un taux d'énergie renouvelable de 70%.

Ce scénario représente un investissement total plus important du fait de la mise en place de 3 types d'installation de production ENR : solaire photovoltaïque, solaire thermique, et raccordement à un réseau de chaleur existant.

3.4.2. Résultats

Potentiel de chaque énergie étudiée scénario 2				
	Unité	Solaire thermique	Photovoltaïque	Réseau de chaleur
Besoins d'énergie considérés	électrique ou thermique	thermique (ECS)	électrique	Réseau de chaleur
	Détail	Equipement prioritaire des toitures des logements, taux de couverture annuel visé de 65%.	Equipement des toitures pertinentes non végétalisées et non utilisées pour le solaire thermique pour produire de l'électricité au meilleur tarif L'étude a été faite avec la mise en place d'installations < 100kWc par lot afin de bénéficier du tarif d'achat EDF Tb de 9,47c€/kWh	Utilisation du réseau de chaleur existant TED pour assurer la production de chaud : ECS non couvert par le solaire thermique et chauffage
Investissement initial	€ HT	2 255 000 €	251 000 €	3 580 000 €
Dimensionnement pour atteindre le potentiel	Puissance - kW	-	269 kWc	9,21 kWth
	Production - MWh/an (thermique, frigorifique ou électrique)	827 MWh/an	298 MWh/an	18 412 MWh/an
Frais de maintenance et renouvellement matériel annualisés (P2, P3)	€ HT	31 100 €	8 500 €	14 200 €
Recettes annuelles brutes ou coûts évités par rapport à solution de référence (P1)	€ HT	-199 400 €	-28 200 €	-237 121 €
Coût actualisé de l'énergie produite	€ / MWh (thermique ou électrique)	171 €	65 €	45 €
Emissions de CO2 évités	T CO2/an	52 tCO2/an	19 tCO2/an	1 157 tCO2/an
Temps de retour brut pour l'ensemble de la zone aménagée	Années	11	15	15

Le scénario 2 permettrait de couvrir environ 55 % des besoins totaux du secteur avec des énergies renouvelables.

Scénario 3 - Récapitulatif des besoins et productions énergétiques (en MWhEP/an)				
Besoins par catégorie	Rappel des besoins	Production associée	Production annuelle	Taux de couverture ENR (Production/Besoins) en %
Estimation des besoins en électricité (éclairage, auxiliaires)	14 050 kWhEP/m ² par an	Production ENR photovoltaïque	609	4%
Estimations des besoins ECS	6 295 kWhEP/m ² par an	Production du réseau de chaleur - part ENR (70%)	4 406	70%
Estimations des besoins de chauffage	12 117 kWhEP/m ² par an	Production du réseau de chaleur - part ENR (70%)	8 482	70%
TOTAL BESOINS	32 462 kWhEP/m² par an	TOTAL PRODUCTION ENR	13 497 kWhEP/m² par an	55 %

* Comme mentionné précédemment, la production photovoltaïque ne vient pas couvrir directement les besoins en autoconsommation. En effet, il a été considéré dans cette étude que la production photovoltaïque est revendue intégralement au réseau. Elle vient donc compenser les besoins électriques qui seront nécessaires pour les bâtiments de la zone, mais ne les couvre pas. C'est pourquoi la production peut dépasser les besoins.

3.5. SCENARIO 3 : SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE + RESEAU DE CHALEUR POUR LE CHAUFFAGE ET L'ECS

3.5.1. Description du scénario

Pour ne pas écartier de scénario, cette dernière proposition reprend l'intégralité des potentiels ENR exploitables retenues pour cette phase.

Ce dernier scénario est donc celui qui représente l'investissement total le plus important du fait de la mise en place des quatre types d'installation de production ENR : solaire photovoltaïque, solaire thermique, et sondes géothermiques pour la production de chaud des lots résidentiels (CROUS) et une production fossile pour compléter la couverture des besoins de chaleur.

3.5.2. Résultats

Potentiel de chaque énergie étudiée scénario 3				
	Unité	Solaire thermique	Photovoltaïque	Géothermie sur sonde
Besoins d'énergie considérés	électrique ou thermique	thermique (ECS)	électrique	thermique (ECS + chauffage)
	Détail	Equiperment prioritaire des toitures des logements, taux de couverture annuel visé de 65%.	Equiperment des toitures pertinentes non végétalisées et non utilisées pour le solaire thermique pour produire de l'électricité au meilleur tarif L'étude a été faite avec la mise en place d'installations < 100kWc par lot afin de bénéficier du tarif d'achat EDF Tb de 9,47c€/kWh	Mise en place de dispositifs de géothermie sur sonde pour les besoins en chauffage et en ECS des lots résidentiels Solution classique à base de gaz pour les autres lots en ce qui concerne leurs besoins en chaleur
Investissement initial	€ HT	2 255 000 €	251 000 €	40 826 212 €
Dimensionnement pour atteindre le potentiel	Puissance - kW	-	269 kWc	2 805,23 kWth
	Production - MWh/an (thermique, frigorifique ou électrique)	827 MWh/an	298 MWh/an	5 610 MWh/an
Frais de maintenance et renouvellement matériel annualisés (P2, P3)	€ HT	31 100 €	8 500 €	4 058 €
Recettes annuelles brutes ou coûts évités par rapport à solution de référence (P1)	€ HT	-199 400 €	-28 200 €	4 017 798 €
Coût actualisé de l'énergie produite	€ / MWh (thermique ou électrique)	171 €	65 €	385 €
Emissions de CO2 évités	T CO2/an	52 tCO2/an	19 tCO2/an	1 754 tCO2/an
Temps de retour brut pour l'ensemble de la zone aménagée	Années	11	15	25

Le scénario 3 permettrait de couvrir environ 40 % des besoins totaux du secteur avec des énergies renouvelables.

Scénario 3 - Récapitulatif des besoins et productions énergétiques (en MWhEP/an)				
Besoins par catégorie	Rappel des besoins	Production associée	Production annuelle	Taux de couverture ENR (Production/Besoins) en %
Estimation des besoins en électricité (éclairage, auxiliaires)	14 050 kWhEP/m ² par an	Production ENR photovoltaïque *	298	4%
Estimations des besoins ECS	6 295 kWhEP/m ² par an	Solaire thermique complétée par géothermie	4 406	70%
Estimations des besoins de chauffage	12 117 kWhEP/m ² par an	géothermie pour les usages résidentiels sinon solution fossile	8 482	70%
TOTAL BESOINS	32 462 kWhEP/m² par an	TOTAL PRODUCTION ENR	13 186 kWhEP/m² par an	41%

* Comme mentionné précédemment, la production photovoltaïque ne vient pas couvrir directement les besoins en autoconsommation. En effet, il a été considéré dans cette étude que la production photovoltaïque est revendue intégralement au réseau. Elle vient donc compenser les besoins électriques qui seront nécessaires pour les bâtiments de la zone, mais ne les couvre pas. C'est pourquoi la production peut dépasser les besoins.

3.6. COMPARAISON DES SCENARIOS

Les résultats du comparatif des scénarios proposés avec le scénario de base en termes de coût global actualisé et d'émissions de GES évitées sont présentés dans le graphique suivant :

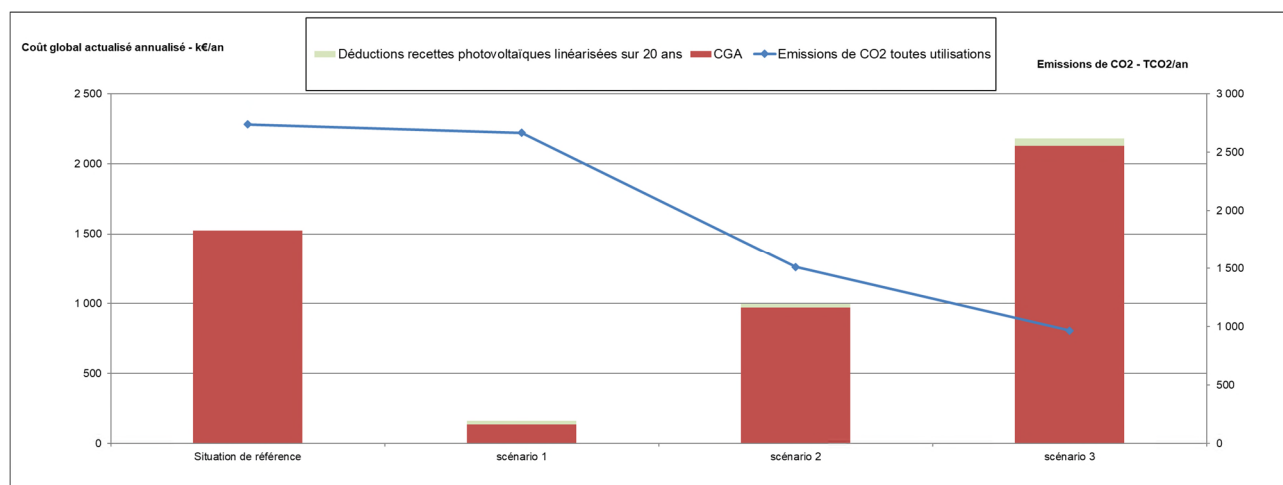


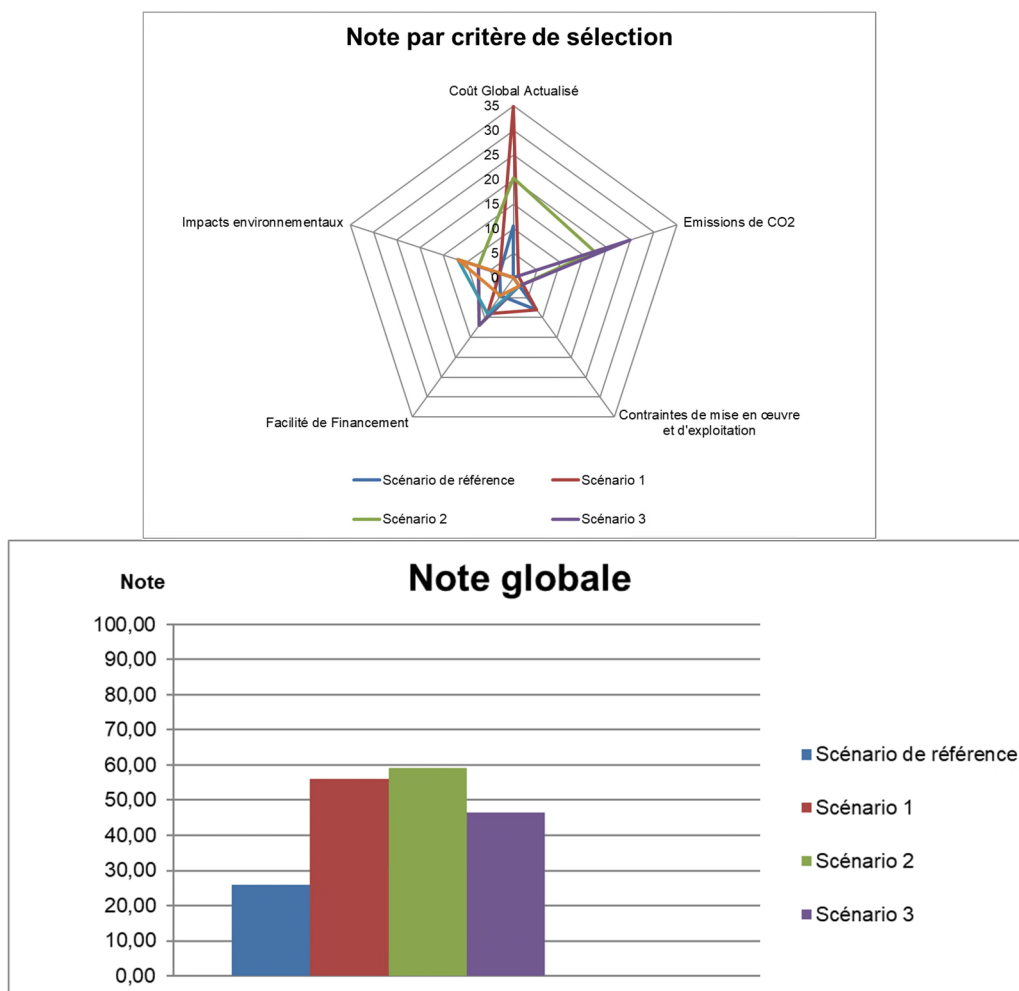
Figure 12 : Comparaison des scénarios - Coûts et émissions de CO2

Ce graphique met en exergue le coût global actualisé des différents scénarios étudiés par rapport à la situation de référence. Le coût global actualisé prend en compte le coût nécessaire pour la production d'énergie établis selon les différents scénarios. Dans le cadre de cette étude, la production photovoltaïque étant revendue totalement, les recettes obtenues ont été déduites de ce coût global actualisé.

Les scénarios 2 et 3 sont ceux qui présentent le moins d'émissions de GES. Le scénario 1, représente lui des émissions de CO2 importantes, dû à l'utilisation d'énergies fossiles pour la production de chauffage. Enfin, on obtient pour le scénario 2 un Coût Global Actualisé quasi nul après déduction des recettes photovoltaïques linéarisées sur 20 ans, avec des émissions GES qui restent faibles.

Il faut noter que les coûts pourront évoluer en fonction des coûts du marché photovoltaïque mais aussi des coûts des énergies mobilisées notamment dans le cas de la situation de référence qui dépend beaucoup de l'électricité du réseau.

Pour compléter cette analyse, une approche multicritère est proposée comme outil d'aide à la décision ci-dessous :



La notation proposée repose sur des critères techniques, économiques et environnementaux. Les pourcentages de pondération de ces éléments sont les suivants :

- Coût Global Actualisé : 35 %
- Emissions de CO2: 25 %
- Contraintes de mise en œuvre et d'exploitation: 10 %
- Facilité de Financement: 15 %
- Impacts environnementaux: 15 %

Les scénarios 1 et 2 sont ceux présentant le plus d'intérêts au vu des coûts impliqués, de la réduction des impacts environnementaux et de la consommation énergétique de la zone d'étude. La réflexion porte donc sur la pertinence d'étudier un montage en autoconsommation collective pour réduire la consommation énergétique finale.

Dans le cadre de cette étude, la comparaison entre les scénarios 2 et 3 n'est pas exactement établie d'égal à égal, car dans le scénario 3 l'investissement lié aux équipements de sondes géothermie ne couvre que 35% des besoins en chaleur en comparaison avec la mise en place du raccordement au réseau de chaleur TED du scénario 2 qui apporte une solution clé en main à chaque bâtiment de l'opération qui disposera déjà d'une source de production. La prise en compte de cet aspect vient donc pénaliser le scénario 3.

De plus, avec une modification des pourcentages de pondération présentés ci-dessus, le classement des scénarios peut évoluer en prenant en compte une autre méthodologie de notation. Par exemple, une pondération plus élevée sur les émissions de CO2 et les impacts environnementaux avantagerait notamment le scénario 4 qui deviendrait alors le scénario prépondérant.

L'étude des pistes de financement peuvent venir alléger cette conclusion. Cet aspect est à étudier de manière plus approfondie, tant du point de vue technique que du point de vue financement en allant chercher au maximum les aides du Fonds Chaleur de l'ADEME.

CONCLUSION GENERALE DE L'ETUDE

En conclusion, il est important de rappeler que :

- Avant toute mise en œuvre des énergies renouvelables, il est nécessaire de travailler sur **l'enveloppe du bâtiment** et sur son orientation pour consommer le moins possible. Ces paramètres sont aujourd'hui bien repris dans la **réglementation thermique du bâtiment RT2012 avec le label BEPOS-Effinergie+ 2017, et seront encore mieux définis dans la RE 2020, dont les textes officiels devraient être publiés au 1^{er} janvier 2022.**
- **Les solutions d'approvisionnement présentées préfigurent des pistes de réduction des émissions de gaz à effet de serre et pourront permettre de participer à l'atteinte de l'objectif de 40 % les émissions de gaz à effet de serre en moins d'ici 2030 fixé par Toulouse Métropole dans son Plan Climat.**

L'approche menée a été réalisée sur la base de **ratios réglementaires**. Il est notamment difficile de prévoir à ce stade :

- L'orientation et l'inclinaison définitive des toitures des bâtiments. Ces éléments entrent en ligne de compte pour faciliter ou non la mise en œuvre de certaines énergies renouvelables (solaire).
- Les consommations prises en compte correspondent aux consommations d'énergie données pour une année de fonctionnement. Elles sont forcément différentes de celles qui seront constatées durant l'exploitation des bâtiments. Les facteurs entrant en ligne de compte seront les usages précis, le nombre d'utilisateurs et le niveau de confort thermique souhaité par chaque utilisateur, etc.

Au niveau des énergies renouvelables sélectionnées, les deux phases de ce rapport ont permis de mettre en avant **trois solutions principales d'approvisionnement en EnR**: la **production solaire thermique**, la **production solaire photovoltaïque** et le **raccordement au réseau de chaleur existant TED**. Ces trois solutions sont les énergies renouvelables les plus pertinentes et sont des technologies déjà bien connues et maîtrisées, avec de nombreuses références d'installation au sein même de la région Occitanie.

Cette étude est une étude d'opportunité et un document d'aide à la décision mais nécessitera des études de faisabilité complémentaires avec des données de programmation plus avancées (typologie d'activité précises des bâtiments, toiture et orientation, besoins spécifiques, ...).