



ANNECY

GRAND ANNECY ET LA VILLE D'ANNECY

Réalisation d'un schéma directeur des énergies -
Valant schéma directeur des réseaux de chaleur

Phase 3 : scénarisation à l'horizon 2030

Réf : A38910 / RICECE01159-06

SPL / FAM / EVE

22/02/2022

BURGEAP Grenoble • Bâtiment A - 2, rue du tour de l'eau 38400 Saint-Martin d'Hères

Tél : 04.76.00.75.50 • Fax : 04.76.00.75.69 • burgeap.grenoble@groupeginger.com

GRAND ANNECY ET LA VILLE D'ANNECY

Phase 3 : scénarisation à l'horizon 2030

Ce rapport a été rédigé avec la collaboration de :

Objet de l'indice	Date	Indice	Rédaction Nom / signature	Vérification Nom / signature	Validation Nom / signature
Rapport initial	30 août 2021	RICECE01159-01	F. MOUDILENO S. POUTREL, BURGEAP	F. MOUDILENO S. POUTREL BURGEAP	E. VERLINDEN , BURGEAP
Modification suite à relecture client du 14/9/2021 ; Nouvelles cartes	17/09/2021	RICECE01159-02	F. MOUDILENO	E. VERLINDEN ,	. VERLINDEN ,
§ 2.2 (tableau 2) § 3.2 (Modification fioul) § 3.3 (Mise à jour Avitaillement) § 3.4 (MAJ réseaux de chaleur) § 3.5 (MAJ Méthanisation) §5 (MAJ tableaux) §6 (Ajout impacts environnementaux) §7 (Ajout Conclusion)	15/12/2021	RICECE01159-03	F. MOUDILENO 		
Modifications suite à relecture du 28/12/2021 discutées le 07/01/2022 : Introduction (reformulation du plan) § 1 (précision 2050) § 2.1 (modifications sur gaz et EnR) §3.2 (modification fioul / gaz et EnR) §3.3 (correction mineure) §3.4. (titre et renvoi vers annexes) § 3.5 (modifications / gaz et biogaz) §4.1 (renvoi vers « Capacité d'accueil des réseaux secs » Rapport phase2) § 5.1 (corrections dont légendes graphes) § 5.2 (développement commentaires diagrammes de Sankey) § 5.3 (précision couverture EnR) §5.4 (ajout chapitre facture territoriale) § 5.5-5.6-5.7 (ajout des commentaires sur les cartes de synthèse) §6 : Modification grille impacts environnementaux suite réunion du 7/1	Modification 11/02/2022	RICECE01159-04	F. MOUDILENO	F. MOUDILENO	F. MOUDILENO
§ 5.2 (impact sur réseaux) § 5.3 (répartition origine géographique) §5.4 (augmentation des prix de l'énergie) § 5.7 (commentaires carte enjeux chaleur) § 7 (compléments à la conclusion).	18/02/2022	RICECE01159-05	F. MOUDILENO G. VAUGEOIS	F. MOUDILENO	F. MOUDILENO

Numéro de contrat / de rapport :	Réf : A38910 / RICECE01159-06
Numéro d'affaire :	A38910
Domaine technique :	Planification énergétique
Mots clé du thésaurus	PLANIFICATION ENERGIES RENOUVELABLES RESEAUX SCHEMA DIRECTEUR

BURGEAP Agence Centre-Est, 19, rue de la Villette – 69425 Lyon CEDEX 03
Tél : 04.37.91.20.50 • Fax : 04.37.91.20.69 • burgeap.lyon@groupeginger.com

SOMMAIRE

INTRODUCTION	5
1. RAPPEL DES OBJECTIFS DU PCAET ET POTENTIELS ENR DU TERRITOIRE	6
2. PROPOSITION DE STRATEGIE POUR L'ATTEINTE DES OBJECTIFS DU PCAET	7
2.1 CINQ AXES STRATEGIQUES	7
2.2 TERRITORIALISATION DES ENJEUX DE DEVELOPPEMENT DES ENR	7
3. DECLINAISON DE CINQ AXES STRATEGIQUES POUR LE TERRITOIRE	10
3.1 MOBILISER 20% DU POTENTIEL PHOTOVOLTAÏQUE DU TERRITOIRE	10
3.2 SUBSTITUER LES CONSOMMATIONS DE PRODUITS PETROLIERS DANS LES BATIMENTS	17
3.3 FACILITER LE DEVELOPPEMENT DES ALTERNATIVES AUX CARBURANTS FOSSILES	20
3.4 ENGAGER LES PROJETS DE RESEAU DE CHALEUR A FORTE DENSITE ENERGETIQUE	23
3.5 DOUBLER LA PRODUCTION DE BIOGAZ ISSUE DES RESSOURCES DU TERRITOIRE	26
4. ARTICULATION DE CETTE STRATEGIE DE MOBILISATION D'ENR AVEC LES AUTRES STRATEGIES OU POLITIQUES TERRITORIALES	28
4.1 PROMOUVOIR UN DEVELOPPEMENT COORDONNE DES RESEAUX D'ENERGIE	28
4.2 INTEGRER LES ENJEUX ENERGETIQUES DANS L'AMENAGEMENT ET LA CONSTRUCTION	29
4.3 INTEGRER LES ENJEUX ENERGETIQUES DANS LE TRAITEMENT DES PRECARITES	30
5. SYNTHESE	33
5.1 BILAN DU SCENARIO 2030	33
5.2 EVOLUTION DES FLUX D'ENERGIES ENTRE 2019 ET 2030	36
5.3 REMARQUES SUR LA COUVERTURE PAR LES ENR ET LES ENERGIES LOCALES	37
5.4 IMPACT SUR LES FACTURES D'ENERGIE DU TERRITOIRE	38
5.5 CARTE DE SYNTHESE POUR LE VECTEUR ELECTRICITE	40
5.6 CARTE DE SYNTHESE POUR LE VECTEUR GAZ	43
5.7 CARTE DE SYNTHESE POUR LE VECTEUR CHALEUR	46
6. IMPACT ENVIRONNEMENTAL DU SCHEMA DIRECTEUR DES ENERGIES	49
6.1 SEGMENTS PRIS EN CONSIDERATION	49
6.2 CLASSES D'IMPACTS	49
6.3 RESULTATS	50
7. CONCLUSION	54

FIGURES

Figure 1 : Graphique des gisements photovoltaïques sur toiture – Hespul 2021	11
Figure 2 : Cartographie des potentiels de développement photovoltaïque sur ombrière – projets avec TRI compris entre 3 et 4% - Localisation des projets de plus de 100 kWc	12
Figure 3 : Cartographie des potentiels de développement photovoltaïque sur ombrière – projets avec TRI supérieurs à 4%	13
Figure 4 : Cartographie des potentiels de développement photovoltaïque en toiture– projets avec TRI compris entre 3 et 4%	14

Figure 5 : Cartographie des potentiels de développement photovoltaïque en toiture– projets avec TRI supérieur à 4%.....	15
Figure 6 : Localisation des projets en toiture de plus de 100 kWc.....	16
Figure 7 : Territorialisation des consommations actuelles de fioul dans le secteur résidentiel, à l'IRIS	18
Figure 8 : Territorialisation des consommations présumées de fioul dans le secteur tertiaire, à l'IRIS	19
Figure 9 : Carte 8 : Exemple de repérage des bâtiments « a priori chauffés au fioul » via l'usage de l'outil SYMAGINER (tracé du réseau de gaz en orange)	19
Figure 10 : Territorialisation des projets d'extension ou création de réseau de chaleur – éepos et Ginger Burgeap 2021	24
Figure 11 : Exemple de concurrence et complémentarité entre réseau de gaz (tracé orange) et réseau de chaleur (tracé bleu), commune de Poisy	28
Figure 12 : Visualisation des enjeux dans l'aménagement et la construction	29
Figure 13 : Taux de précarité énergétique par commune (en à plat de couleur) et évolution de ces taux suite à la mise en œuvre d'un programme type Habiter Mieux (histogramme, barre rouge).....	31
Figure 14 : Taux de précarité énergétique par quartier (Iris).....	32
Figure 15 : Evolution de l'approvisionnement entre 2019 et 2030 selon le scénario SDE. Ginger - BURGEAP 2021.	33
Figure 16 : Vue d'ensemble du changement d'approvisionnement énergétique entre 2019 et 2030, en GWh annuel. Ginger BURGEAP 2021.	34
Figure 17 : Diagramme de Sankey 2019 et 2030.....	36
Figure 18 : Facture énergétique brute et nette après mise en oeuvre des mesures de transition énergétique du SDE-PCAET FaCeTe 2021	Erreur ! Signet non défini.
Figure 19: Evolution des facture énergétique , intégrant l'augmentation du prix des énergies . Ginger Burgeap 2021 et FaCeTe 2021	39
Figure 20 : Carte de synthèse des enjeux sur le vecteur électrique	41
Figure 21 : Carte de synthèse des enjeux sur le vecteur gaz	44
Figure 22 : Carte de synthèse des enjeux sur le vecteur chaleur-Ginger BURGEAP 2021	47

TABLEAUX

Tableau 1 : Etat des lieux, objectifs, et potentiels ENR&R du territoire-Ginger Burgeap 2021	6
Tableau 2 : Territorialisation des objectifs de développement des ENR&R à 2030, par filière, par commune	9
Tableau 3 : Synthèse des potentiels d'extension/création de réseaux de chaleur. Eepos 2021	23
Tableau 4 : Approvisionnement énergétique 2019 et 2030. Ginger BURGEAP 2021.....	35
Tableau 5 : Taux de couverture par les EnR en 2030. Ginger BURGEAP 2021	37
Tableau 6 : Comparaison de la facture énergétique avant et après mis en œuvre du SDE. Ginger BURGEAP 2021 avec FaCeTe 2021	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 7 : Détail des impacts de la mise en œuvre du PCAET et du SDE sur l'environnement. Ginger BURGEAP 2021	53

Introduction

Troisième volet de la démarche du Schéma Directeur des Energies, la scénarisation consiste à dessiner le meilleur chemin pour atteindre les objectifs du PCAET, compte-tenu de la situation énergétique (établie dans le volet 1 « Approfondissement du diagnostic »), des potentiels identifiés dans le volet 2 « Potentiels » et des premières orientations politiques énoncées lors des réunions du Comité de Pilotage.

Après un rappel synthétique des objectifs du PCAET et des potentiels du territoire (§1), on proposera une stratégie pour l'atteinte des objectifs de mobilisation des EnR (§2). On détaillera ensuite chacun des 5 axes stratégiques (§3), avant de présenter comment cette stratégie énergétique s'articule avec les autres stratégies ou politiques territoriales (§4).

Le scénario fait l'objet d'une synthèse (§5) comprenant le bilan quantitatif, les diagrammes de flux et les impacts sur les factures énergétiques avant de présenter l'impact environnemental de sa mise en œuvre (§6).

1. Rappel des objectifs du PCAET et potentiels EnR du territoire

Le Plan Climat Air Energie Territorial (PCAET) du Grand Annecy fixe l'objectif d'un doublement de la production d'énergie renouvelables et de récupération (ENR&R) de 2015 à 2030, pour atteindre près de 720 GWh en 2030. Cet objectif est un point d'étape vers une production de plus de 1 130 GWh d'ici 2050.

En 2019, la production d'ENR&R sur le territoire a été voisine de 420 GWh par an ; il s'agit donc de **produire a minima 300 GWh d'ENR&R supplémentaires en près de 10 ans, et 700 GWh supplémentaires d'ici 2050.**

Le PCAET décline cette production d'ENR&R en objectifs par filière avec :

- près de 500 GWh d'ENR thermique à valoriser sur le territoire (y compris à partir de ressources bois importées)
- un peu moins de 200 GWh d'ENR électrique produite sur le territoire
- plus de 30 GWh d'ENR gaz.

Le tableau ci-dessous (troisième colonne) détaille ces objectifs par filières à l'horizon 2030.

Critères prospectifs au regard des enjeux du développement durable	Production actuelle	Objectif PCAET 2030	Objectif PCAET 2050	Potentiel SDE	Delta potentiel SDE vs production actuelle
Solaire thermique (ECS, clim, chaud)	5	44	119	619	614
Géothermie superficielle (chaud, clim)	36	92	226	830	794
Biomasse hors réseau	210	309	361	242	32
Biomasse en réseau	41			140	99
Géothermie profonde				58	58
Hydrothermie sur eau du lac				24	24
Déchets	48	52	52	52	4
Chaleur fatale	-	-	-	6	6
TOTAL thermique	340	497	758	867	527
Solaire photovoltaïque	5	135	281	730	725
Hydroélectricité	57	57	57	60	3
Eolien	-	-	-	-	-
TOTAL électrique	62	192	338	790	728
Biogaz	19	32	38	38	19
TOTAL gaz	19	32	38	38	19
TOTAL ENR	421	721	1 134	1 695	

Tableau 1 : Etat des lieux, objectifs, et potentiels ENR&R du territoire-Ginger Burgeap 2021

Le même tableau présente les potentiels de développement de chaque filière, analysés en détails lors de la phase 2 du Schéma Directeur des Energies (SDE). On constatera que :

- Avec un potentiel total proche de 1,7 TWh, le territoire dispose de ressources largement suffisantes et diversifiées pour atteindre les objectifs du PCAET à 2030 comme à 2050 ;
- Les marges de manœuvre les plus conséquentes (450 GWh) se trouvent au niveau du développement de la filière photovoltaïque, avec un gisement trois fois plus important que l'objectif retenu à 2050 ;
- Des marges moindres (110 GWh) existent pour le développement des filières renouvelables thermiques, en notant que les potentiels solaires thermiques et géothermie superficielle sont en doublon des potentiels biomasse et chaleur en réseau (ils ne peuvent donc être sommés directement).
- Il y a peu de marge concernant le développement du biogaz ; l'objectif du PCAET nécessitant de capter la quasi-totalité du gisement existant sur le territoire si on fait le choix de ne pas importer de déchets provenant de communes voisines.

2. Proposition de stratégie pour l'atteinte des objectifs du PCAET

2.1 Cinq axes stratégiques

Compte tenu de cet état des lieux, et comme présenté au Comité de pilotage du 1^{er} juillet 2021, il est proposé d'atteindre les objectifs 2030 du PCAET en s'appuyant sur une stratégie composée de cinq axes (synthétisés dans ce paragraphe, puis développés en chapitre 3) :

1. La **mobilisation d'ici 2030 de 20% du potentiel photovoltaïque du territoire** afin d'atteindre une production de 135 GWh d'ENR électrique d'ici 2030. Le potentiel du territoire au regard des objectifs visés permet de se passer du développement des centrales au sol, et d'éviter ainsi tout conflit à moyen-long terme d'usages des sols (y compris actuellement en friches).
2. La **substitution des produits pétroliers dans les bâtiments**, au profit d'un bouquet d'énergies renouvelables et de récupération, combinant des solutions individuelles et collectives (chaudière biomasse, pompes à chaleur géothermiques, solaire thermique...). Il s'agit de remplacer d'ici 2030 les **consommations actuelles de produits pétroliers du secteur résidentiel et tertiaire** du Grand Annecy par des énergies renouvelables, avec le gaz combiné au solaire en ultime recours.
3. En complément des objectifs de substitution des produits pétroliers dans le bâtiment, il est proposé d'agir pour faciliter la **substitution des produits pétroliers dans les transports** au profit des vecteurs énergétiques alternatifs : véhicules électriques et GNV (dont bio-GNV).
4. Le **déploiement des réseaux de chaleur approvisionné majoritairement par des ENR&R** est un relais majeur de développement des énergies renouvelables et de récupération pour le territoire urbain du Grand Annecy et de Ville d'Annecy en particulier, levier pour lequel la Ville est pleinement compétente. Plus de **180 GWh pourraient être mobilisés via l'extension ou la création de nouveaux réseaux de chaleur et froid (boucle d'eau tempérée)** avec une densité énergétique supérieure à 2 MWh/ml¹. Il est proposé de mobiliser un minimum de 60 GWh d'énergie renouvelable et de récupération (EnR&R) par an d'ici 2030.
5. Enfin, le **quasi-doublement de la production de biogaz** à partir des ressources du territoire est un objectif important pour le territoire, permettant de contribuer au verdissement du gaz distribué en réseau. Alors que l'électricité produite nationalement et distribuée localement doit d'ici 2050 être totalement décarbonée², l'objectif national à 2030 est que 10% de la consommation de gaz soit d'origine renouvelable.

La tenue de ces axes stratégiques permettra d'atteindre avec une marge suffisante les objectifs de production d'ENR du PCAET à l'horizon 2030 (+300 GWh), et inscrira le territoire dans la dynamique nécessaire pour 2050.

2.2 Territorialisation des enjeux de développement des ENR

La territorialisation de ces axes stratégiques tient naturellement compte des gisements ENR et potentiels de substitution de chaque commune ; les clés de répartition sont détaillées filière par filière au § 3.

¹ Le seuil retenu pour le Fonds Chaleur étant de 1.5MWh/ml).

² L'objectif de la Stratégie National Bas Carbone impliquant un mix nucléaire inférieure à 50% et une majorité d'ENR&R

On notera que **près de la moitié de l'objectif de développement des énergies renouvelables est à réaliser sur le territoire de la Ville d'Annecy**, notamment du fait du développement des réseaux de chaleur sur ce territoire urbain dense, et la mobilisation des toitures pour le développement de projets photovoltaïques. **En mobilisant les communes d'Annecy, Epagny-Metz-Tessy, Fillière, Poisy, Quintal, Veyrier-du-Lac , l'objectif à 2030 de + 300 GWh d'ENR&R supplémentaire serait atteint.**

On soulignera que sur ces communes, à l'exception d'Annecy, les gisements les plus importants portent sur la substitution des produits pétroliers au profit d'ENR thermique à l'échelle des bâtiments (hors réseau) : chaudières bois, PAC géothermiques, solaire thermique.

Production d'ENR complémentaires à développer									
Commune	ENR Thermiques				ENR électriques			ENR gaz	TOTAL
	Solaire thermique	Géothermie superficielle	Bois énergie Chaudières	Part ENR Réseaux de chaleur et froid	PV sur bâti	PV sur ombrière	PV au sol	Biogaz	
Alby-sur-Chéran	0.8	0.8	0.3	1.3	2.2	-	-	0.2	5.6
Allèves	-	-	0.1		0.2	-	-	0.0	0.4
Annecy	16.0	10.3	12.0	58.0	52.0	10.0	-	4.7	162.9
Argonay	0.3	0.8	0.6		2.3	0.4	-	0.2	4.5
Bluffy	-	-	0.2		0.3	-	-	0.0	0.5
Chainaz-les-Frasses	-	0.1	0.2		0.4	-	-	0.3	1.0
La Chapelle-Saint-Maurice	-	-	0.0		0.1	-	-	0.2	0.3
Chapeiry	-	0.1	0.3		1.9	-	-	0.9	3.2
Charvonnex	-	0.2	0.5		0.4	-	-	0.1	1.2
Chavanod	-	0.2	0.7		3.2	0.7	-	0.7	5.5
Cusy	1.3	1.7	0.6		2.9	-	-	0.6	7.0
Duingt	2.9	1.9	0.1		0.7	-	-	0.1	5.7
Entrevernes	-	-	0.1		0.0	-	-	0.3	0.4
Epagny Metz-Tessy	0.4	4.8	0.6		7.4	3.1	-	0.9	17.2
Groisy	-	3.4	1.2		2.9	-	-	1.4	8.8
Gruffy	-	0.1	0.3		0.9	-	-	0.9	2.2

Production d'ENR complémentaires à développer									
Commune	ENR Thermiques				ENR électriques			ENR gaz	TOTAL
	Solaire thermique	Géothermie superficielle	Bois énergie Chaudières	Part ENR Réseaux de chaleur et froid	PV sur bâti	PV sur ombrière	PV au sol	Biogaz	
Héry-sur-Alby	-	0.2	0.3		1.1	-	-	0.2	1.8
Leschaux	0.1	0.1	0.1		0.3	-	-	0.3	0.9
Menthon-Saint-Bernard	0.6	2.9	1.3		2.1	-	-	0.1	7.0
Montagny-les-Lanches	0.4	0.2	0.2		0.8	-	-	0.1	1.7
Mûres	-	-	0.3		1.3	-	-	0.1	1.6
Nâves-Parmelan	-	0.2	0.3		0.6	-	-	0.1	1.2
Poisy	-	0.0	0.8		3.9	0.7	-	1.8	7.2
Quintal	-	0.9	0.5	1	1.6	-	-	0.2	4.2
Saint-Eustache	-	1.5	0.2		0.4	-	-	0.5	2.6
Saint-Félix	0.0	0.1	0.5		1.8	0.1	-	0.3	2.9
Saint-Jorioz	4.3	3.2	1.4		5.6	-	-	0.8	15.4
Saint-Sylvestre	-	0.1	0.3		0.9	-	-	0.2	1.5
Sevrier	4.3	3.8	1.1		3.6	0.4	-	0.3	13.5
Talloires-Montmin	3.7	11.9	1.2		2.3	0.4	-	0.2	19.7
Fillière	1.7	1.5	3.2		8.3	0.0	-	1.5	16.1
Veyrier-du-Lac	2.2	0.5	1.7		2.8	0.1	-	0.2	7.5
Villaz	0.1	1.2	0.7		3.1	-	-	1.1	6.2
Viuz-la-Chiésaz	0.1	0.1	0.4		1.2	-	-	0.5	2.3
Total	39	53	32	60	120	16	-	20	340

Tableau 2 : Territorialisation des objectifs de développement des ENR&R à 2030, par filière, par commune

3. Déclinaison de cinq axes stratégiques pour le territoire

3.1 Mobiliser 20% du potentiel photovoltaïque du territoire

Les potentiels de production photovoltaïques ont été calculés lors de la phase 2 dédiée aux Potentiels EnR³ et figurent aux § 3.1 du rapport 2.

La stratégie de développement de l'électricité photovoltaïque repose sur les axes opérationnels suivants :

1. **La mobilisation des gisements photovoltaïques sur toiture, pour une production de 118 GWh par an :**
 - Hors appel d'offre, c'est-à-dire ciblant des **projets de moins de 500 kWc** (en intégrant le relèvement des seuils pour les tarifs d'achat, prévu pour l'automne 2021). Compte tenu de la compétition organisée à une échelle nationale par la Commission de Régulation de l'Énergie, et en constatant que le département de Haute Savoie n'est pas le territoire bénéficiant des meilleures conditions métropolitaines d'ensoleillement, le gisement associé aux projets de plus de 500 kWc n'est pas pris en compte (même si dans la réalité, certains projets dans des configurations particulières pourront être lauréats
 - Et en privilégiant les **projets de plus de 9 kWc**. Les projets sur toitures individuelles (de puissance inférieure à 9 kWc) seront un « bonus » pour l'atteinte et le dépassement éventuel des ambitions photovoltaïques du territoire.

Cette cible des projets de 9 à 500 kWc représente un potentiel de 360 MWc à raccorder (cf. schéma ci-dessous), pour une production voisine de 380 GWh ; l'objectif de production à 2030 de 118 GWh (près de 110 MWc) correspond ainsi à la **mobilisation de 30% de ce gisement sur toiture**. C'est aussi en ordre de grandeur le volume de **projets jugés rentables sur le territoire**, dans les conditions de valorisation économique actuelle : 46 GWh étant produit avec un taux de rentabilité interne de plus de 4%, et 66 GWh avec un taux de rentabilité interne estimé entre 3 et 4%.

La déclinaison par typologie de projets permet pour la future feuille de route de fixer des objectifs par types de porteur de projets :

- 6 MWc devant être installés sur des bâtiments publics ;
- 46 MWc sur des commerces, sites tertiaires et industriels (toitures des ZAE) ;
- 58 MWc sur des bâtiments de logements collectifs.

Néanmoins il s'agit là d'indications pour mobiliser les futurs maîtres d'ouvrage, tout en notant que la mobilisation de ces différents acteurs nécessite des efforts très différents. Cette répartition pourra donc évoluer de manière pragmatique en fonction de la réalité des mobilisations locales.

³ Voir § 3.1 du rapport Phase 2 : potentiel de production, de stockage et de consommation d'EnR sur le territoire (tache3), réf. RICECE01158-02

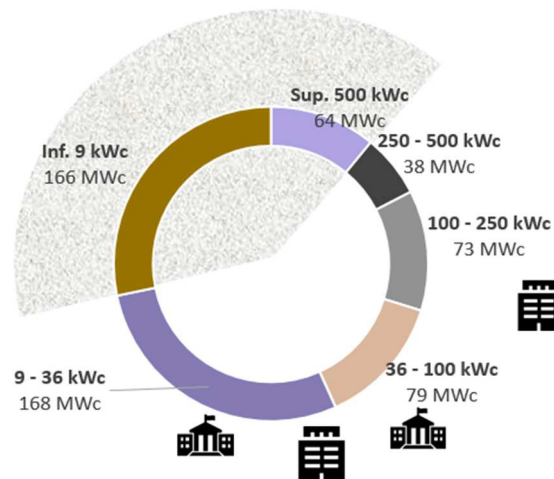


Figure 1 : Graphique des gisements photovoltaïques sur toiture – Hespul 2021

- 2. La mobilisation des gisements sur ombrière de parking, pour une production d'au moins 16 GWh**
La mobilisation de ce gisement cible les projets de plus de 100 kWc, jusqu'à plus de 2MWc ; les projets de plus de 500 kWc seront soumis à appel d'offre. Cette cible représente une trentaine de projets.
Dans les conditions économiques actuelles (basé sur les tarifs moyens issus des précédents appel d'offre de la Commission de Régulation des Energies) : près de 15 GWh sont la production de projets ayant des taux de rentabilité interne compris entre 3 et 4%, et seulement 1 GWh correspond à une poignée de projets ayant des taux de rentabilité interne supérieur à 4%.
- 3. Comme décidé lors du Comité de Pilotage du 1^{er} juillet 2021, le développement de projets photovoltaïques au sol est politiquement exclu à l'horizon 2030 :**

 - En constatant que ces projets ne sont pas nécessaires à l'atteinte des objectifs 2030,
 - Et en évitant ainsi d'engager un débat sur de potentiels conflits d'usage des sols.

Les cartographies ci-après permettent de territorialiser ces différents objectifs : sur toiture, et sur ombrière de parking.

NOTA : Les gisements estimés ne tiennent pas compte des ombrages ponctuels liés à la végétation.

- *Les gisements sont issus d'analyse de pré-faisabilité tenant compte de l'orientation des bâtiments, des matériaux de construction, des typologies de toiture) ; néanmoins des analyses de faisabilité devront être menés pour valider les potentiels estimés, notamment des analyses de structure pour les projets de grande puissance en toiture.*
- *Les projets retenus intègrent une analyse technico-économique afin d'évaluer leur rentabilité potentielle, notamment au regard des prix d'achat de l'électricité produite (prix moyen issus des derniers appels d'offre CRE, et non le prix du dernier projet retenu pour lequel l'information n'est pas accessible). A ce titre, certains grands projets sur ombrières ne « ressortent » pas parce que non compétitifs économiquement dans le cadre des appels d'offre nationaux actuels. C'est le cas par exemple d'un projet potentiel sur le parking de l'hypermarché Auchan sur la commune d'Epagny (projet de près de 4.8 MWc). Ce constat invite à souligner la possibilité d'envisager des projets de moins grande taille, permettant notamment de bénéficier des tarifs d'achat pour les projets inférieurs à 500 kWc.*

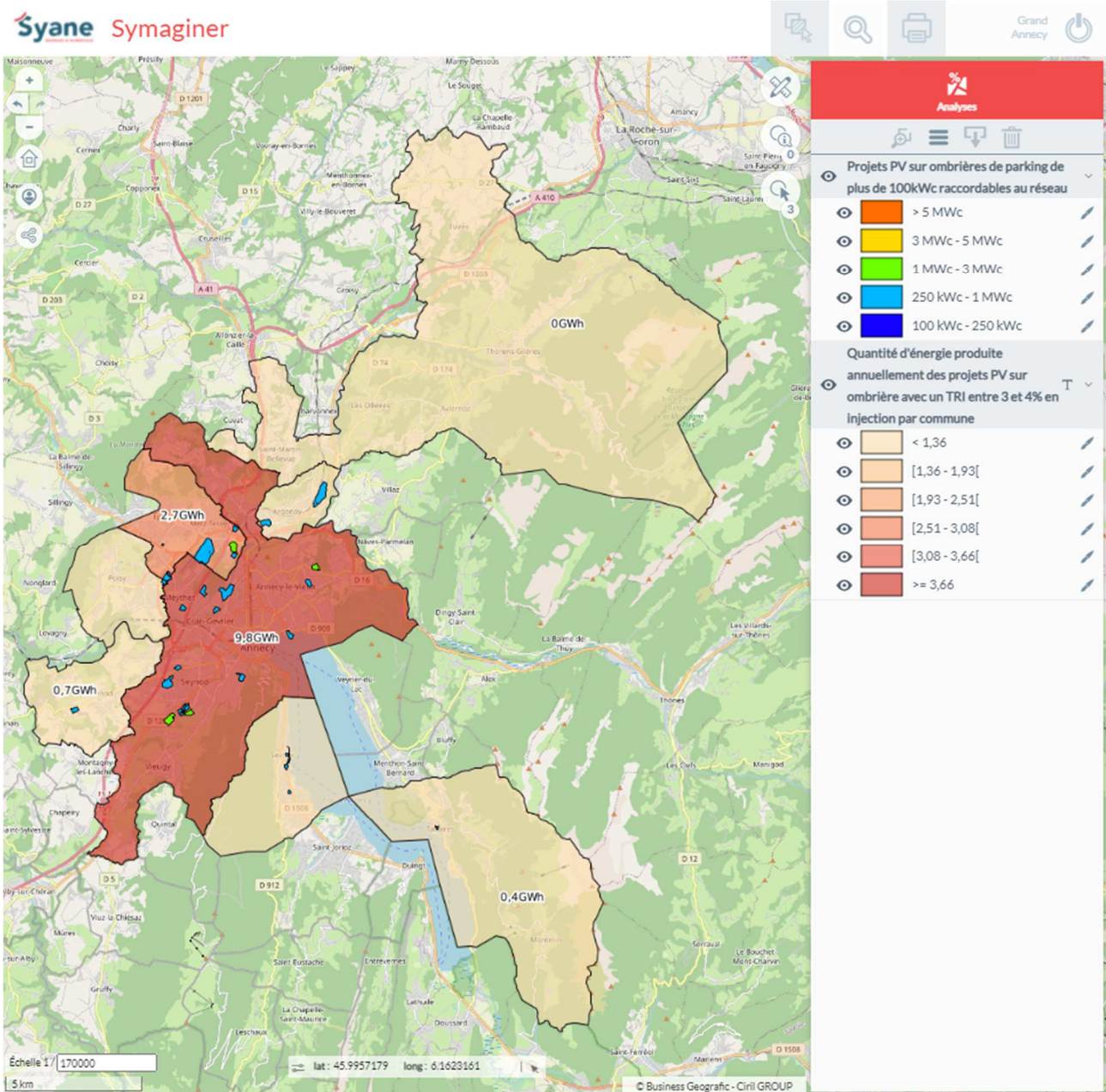


Figure 2 : Cartographie des potentiels de développement photovoltaïque sur ombrière – projets avec TRI compris entre 3 et 4% - Localisation des projets de plus de 100 kWc

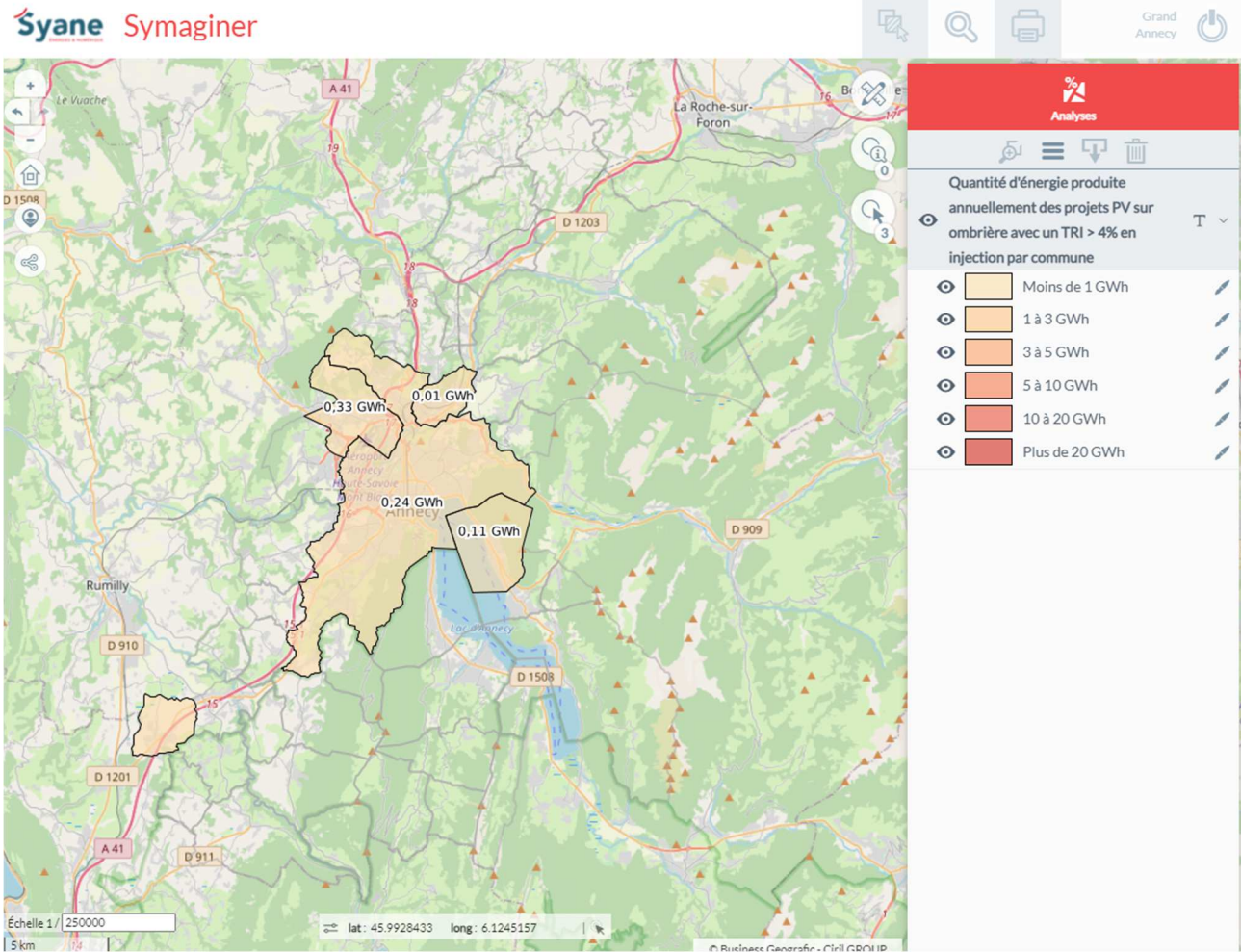


Figure 3 : Cartographie des potentiels de développement photovoltaïque sur ombrière – projets avec TRI supérieurs à 4%

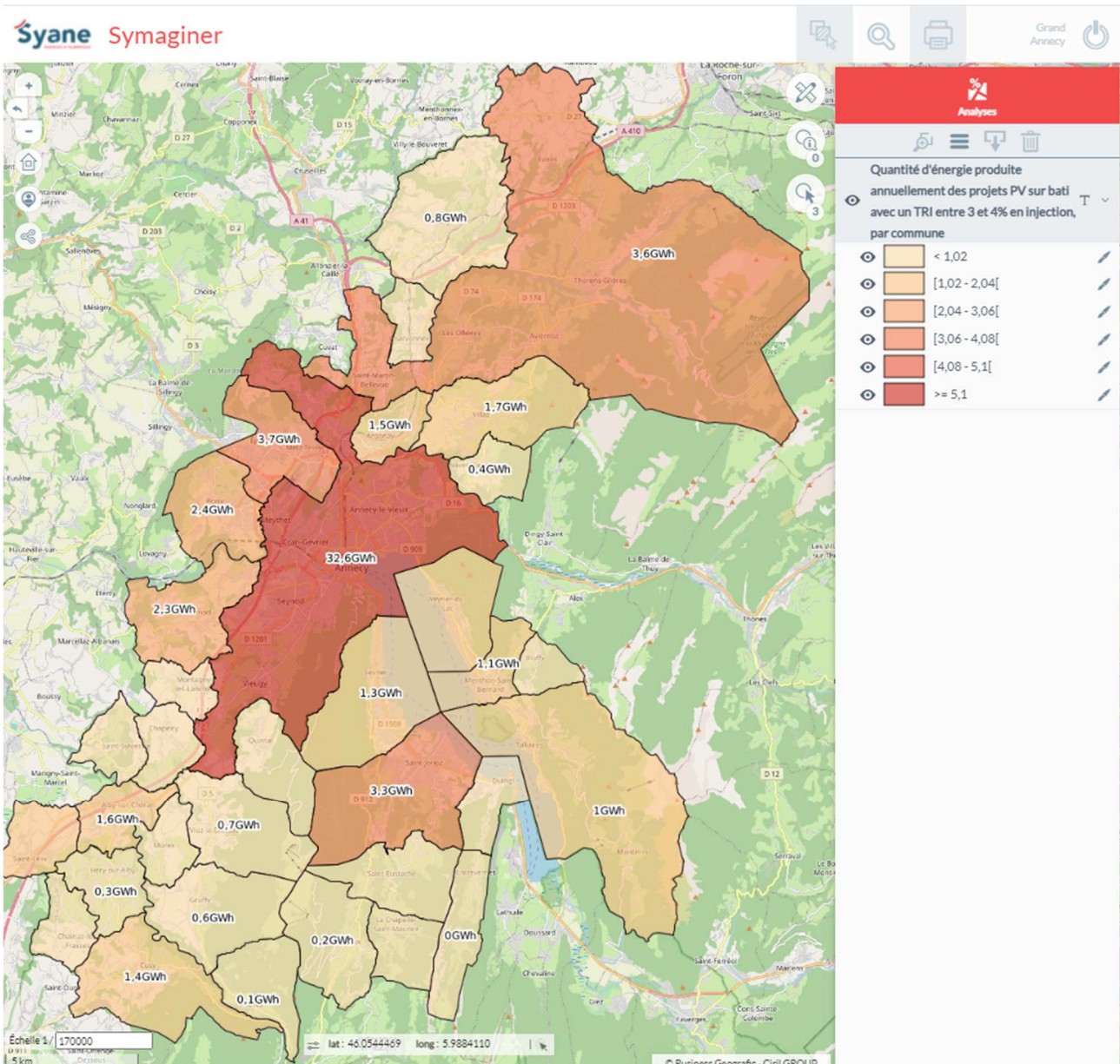


Figure 4 : Cartographie des potentiels de développement photovoltaïque en toiture – projets avec TRI compris entre 3 et 4%

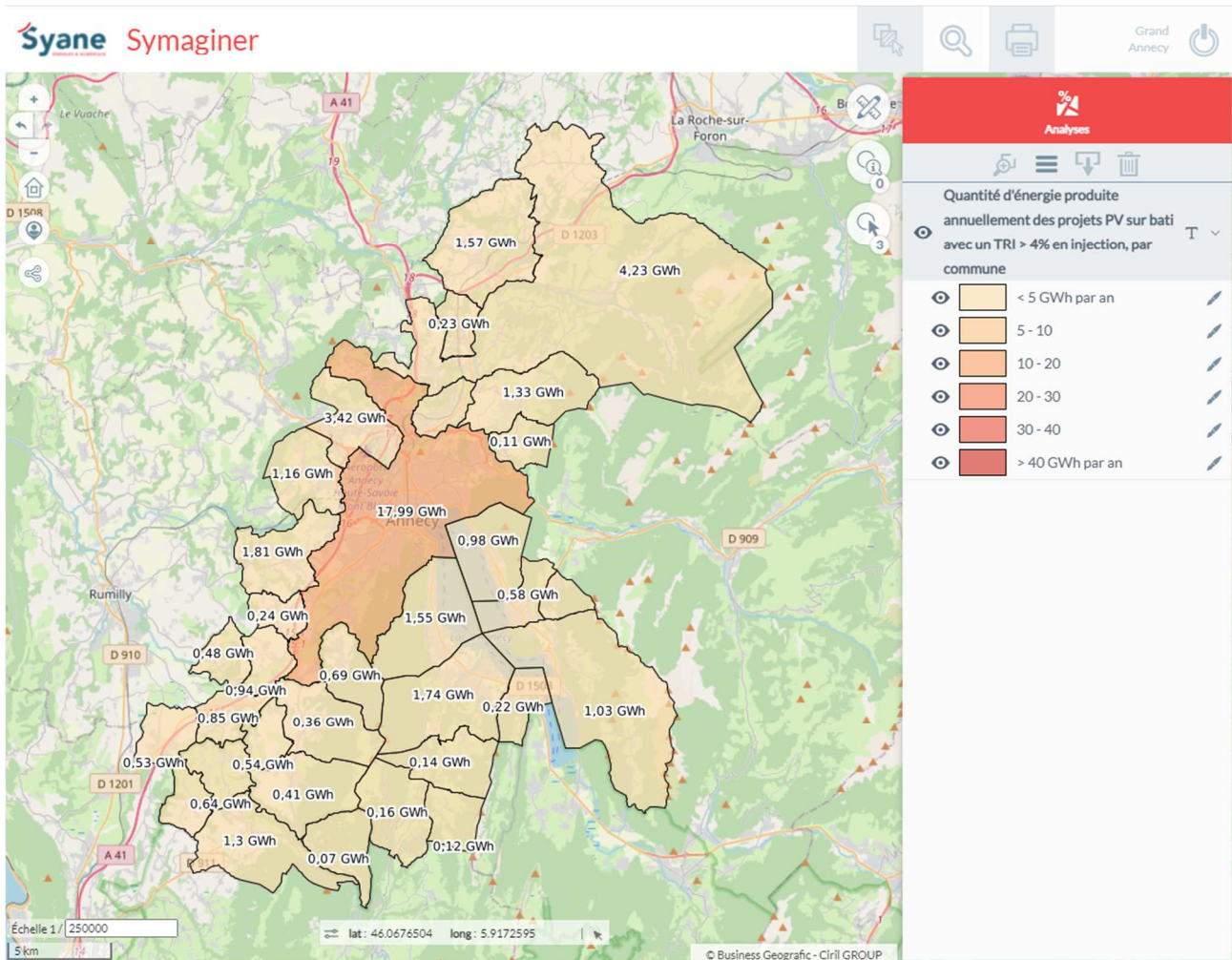


Figure 5 : Cartographie des potentiels de développement photovoltaïque en toiture–projets avec TRI supérieur à 4%

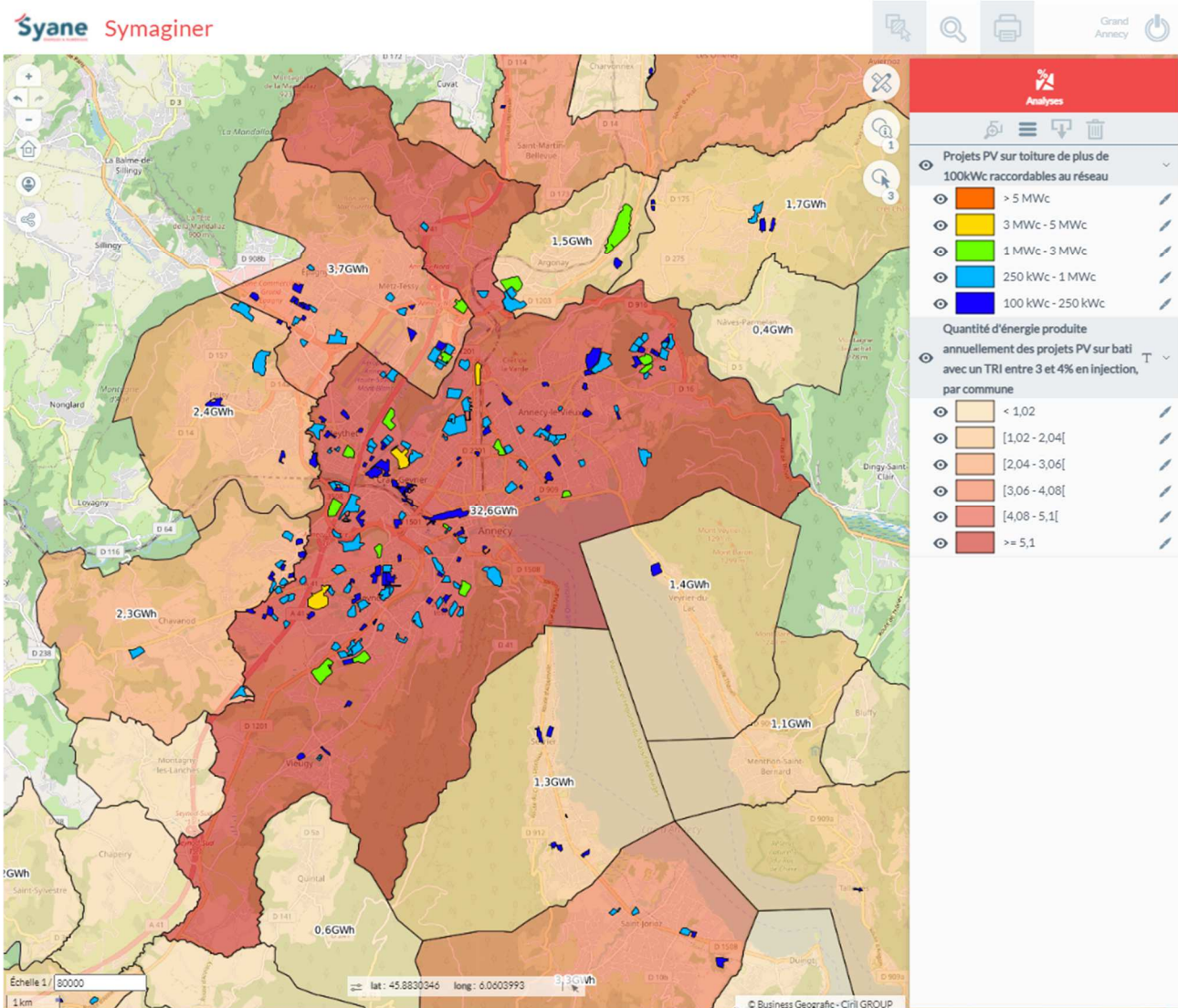


Figure 6 : Localisation des projets en toiture de plus de 100 kWc

Les points-clefs sont repris dans la carte de synthèse du vecteur électricité (§ 5.5).

3.2 Substituer les consommations de produits pétroliers dans les bâtiments

Comme indiqué dans le diagnostic, la consommation de produits pétroliers (fioul domestique et GPL) dans les bâtiments représente un total de près de 275 GWh en 2019 ; l'objectif d'ici 2030 est de remplacer cet apport par un bouquet d'énergies renouvelables combinant des solutions individuelles et collectives (chaudière biomasse, pompes à chaleur géothermiques, solaire thermique...), avec l'usage du gaz combiné au solaire comme ultime recours. (Le développement de réseau de chaleur recoupe cet enjeu mais il est traité à part dans le § 3.4).

La stratégie opérationnelle combine les axes suivants :

1. **Pour l'habitat chauffé au fioul : il s'agit d'anticiper la fin de vie des chaudières afin d'engager les propriétaires dans un remplacement d'équipement au profit de poêles ou chaudières performantes à bois ou PAC.**

L'objectif est de substituer en 10 ans un tiers (33%) des chaudières fioul actuelles vers **le bois-énergie en engageant des substitutions énergétiques lors des travaux sur l'enveloppe des bâtiments ciblant une réduction des besoins énergétiques de 25%, et permettre ainsi une augmentation de 30 GWh des consommations de bois énergie, principalement sous forme de granulés**. En notant que les chaudières fioul ont une durée de vie moyenne de 30 ans, cet objectif n'est pas contraint par le rythme de remplacement des chaudières, mais bien par la préparation et l'adaptation du logement à l'installation d'un système au bois.

Cette substitution est à favoriser en priorité auprès (i) des propriétaires de maisons en secteur rural ou périurbain (avec potentiellement des espaces de stockage pour les sacs de granulés bois), et (ii) le petit collectif en secteur périurbain et rural (présentant également des espaces pour l'installation d'un silo, et minimisant les problématiques d'approvisionnement en plaquettes ou granulés par camion).

Quand l'option bois est problématique en raison de contraintes d'approvisionnement, (cas de certains secteurs urbains denses), on envisagera une substitution au profit de PAC air/eau ou géothermique. La solution chaudière gaz vert + ECS solaire, lorsque la parcelle est desservie par le réseau gaz, pourra être envisagée en dernier recours. Cette deuxième famille de réponse permet de viser la sortie complète du fioul d'ici 2030.

2. **Pour le secteur tertiaire chauffé au fioul : il s'agira de privilégier des substitutions au profit de pompes à chaleur géothermiques sur sonde ou sur nappe (géothermie superficielle).** L'installation de PAC dans le secteur tertiaire permettra de répondre au double besoin de chaud en hiver, et de climatisation en été. Atteindre les objectifs du PCAET à l'horizon 2030, soit la valorisation de 60 GWh d'énergie géothermique, est possible en remplaçant **80% des systèmes tertiaires au fioul actuels devraient être remplacés par une PAC géothermique** ;

Pour les cas où l'installation de PAC géothermique sont inopportuns, les substitutions pourront se reporter vers des PAC air/eau, des chaudières bois, ou en dernier recours, si le réseau gaz dessert la parcelle, vers des chaudières gaz vert + ECS solaire.

3. **Les objectifs de développement du solaire thermique (+40 GWh) fixés par le PCAET chercheront à être atteints en ciblant les bâtiments à fort besoin en eau chaude sanitaire : hôtellerie, piscines, bâtiment de santé type EPHAD.** Il s'agira alors de substituer la **quasi-totalité des installations actuellement au fioul, par des systèmes solaires thermiques avec un appoint adapté**. Compte tenu

des enjeux de rentabilité et de fiabilité technique de ces systèmes, cette substitution nécessitera d'être accompagnée par la puissance publique.

Les cartographies ci-dessous permettent de territorialiser les enjeux de substitution de produits pétroliers par secteurs, en notant que l'usage de l'outil SYMAGINER peut aider au repérage des bâtiments pour lesquels il y a une « forte présomption » d'usage du fioul.

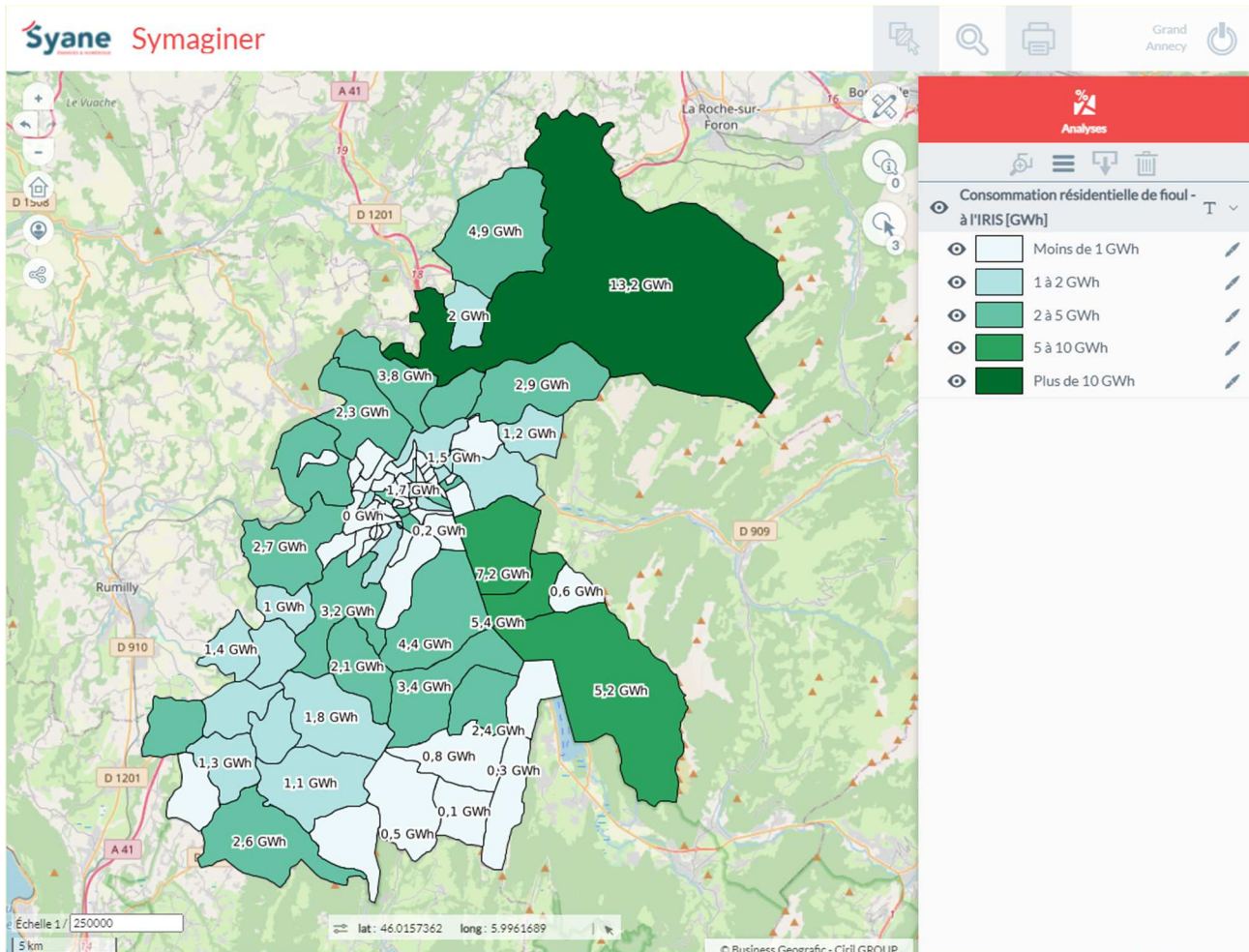


Figure 7 : Territorialisation des consommations actuelles de fioul dans le secteur résidentiel, à l'IRIS

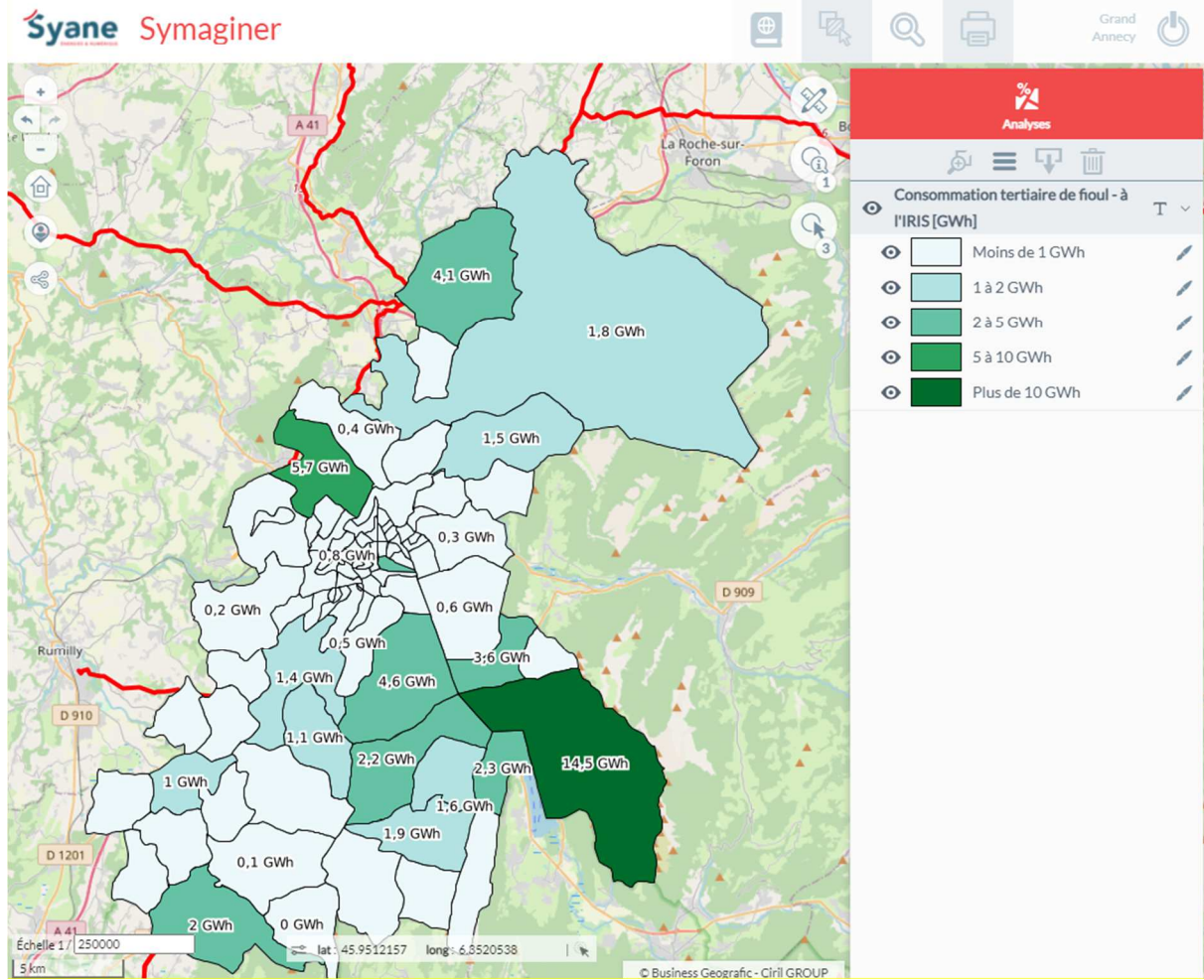


Figure 8 : Territorialisation des consommations présumées de fioul dans le secteur tertiaire, à l'IRIS

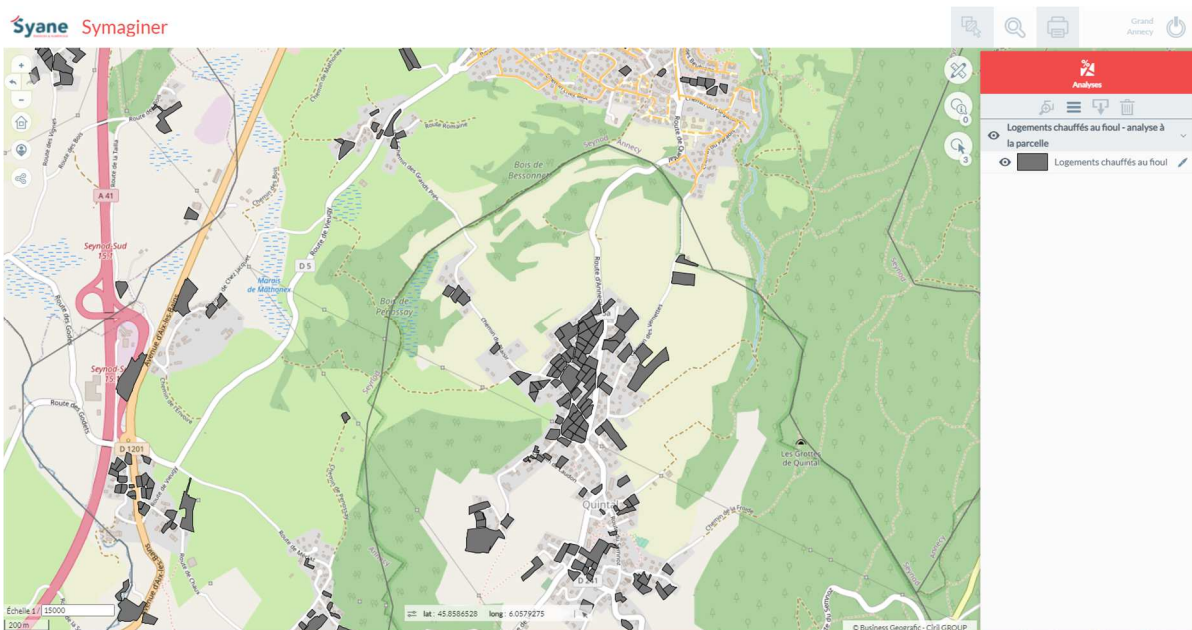


Figure 9 : Carte 8 : Exemple de repérage des bâtiments « a priori chauffés au fioul » via l'usage de l'outil SYMAGINER (tracé du réseau de gaz en orange)

Les points-clés sont repris dans la carte de synthèse du vecteur chaleur (§5.7).

Le scénario de sortie du fioul suppose donc de toucher différents segments du parc bâti décrits ci-dessus.

Dans tous les cas, des moyens d'animation seront nécessaires, comme souligné lors de l'atelier « Agir pour sortir du fioul » du 8 avril 2021. Il s'agit notamment de :

- Communiquer avec des solutions techniques variées en remplacement du fioul
- Communiquer au moyen de fiches références / expériences réussies
- Mettre en place un Service Public de la Performance Énergétique de l'Habitat (SPPEH)

La mise en œuvre sera détaillées dans la future feuille de route.

3.3 Faciliter le développement des alternatives aux carburants fossiles

Comme détaillé dans le volet 1 dédié à l'Etat des lieux, le premier secteur consommateur de produits pétroliers demeure le secteur des transports (personnes et fret).

La priorité pour réduire cette consommation de carburants pétroliers est le développement des modes actifs pour les déplacements courtes distances, et des transports en commun pour les déplacements courtes et moyennes distances ; ces aspects sont traités par le PCAET et le PDU du Grand Annecy. L'autre partie de la solution est le développement des alternatives aux carburants fossiles à savoir :

- le développement des véhicules électriques
- le développement du GNV et du bio-GNV
- a minima, l'incorporation d'un maximum de bio-carburants
- à partir de 2030 , le développement des véhicules hydrogène.

Ce développement est également prévu dans plusieurs documents de stratégie ou de planification complémentaires (PCAET, PDU 2030) ⁴.

Le SDE se concentre sur le développement des bornes d'avitaillement alternatifs au pétrole.

Les potentiels de développement ont été analysés lors de la phase 2 et figurent dans le rapport dédié⁵, avec les constats suivants :

- Sur le Grand Annecy, le remplacement progressif du pétrole par des énergies alternatives est un objectif partagé du Projet de Territoire, du Plan de Déplacement Urbain, du PCAET et du futur SDE. Cette évolution est portée par des dispositifs réglementaires ou incitatifs mis en place à l'échelon européen, national et régional.

⁴ Le projet de territoire 2050 prévoyait avec les objectifs 32 et 36, « Être un lieu d'expérimentation des nouvelles mobilités basées sur les énergies renouvelables et les technologies numériques : véhicules autonomes, électriques, à hydrogène, etc. », « Encourager le test de "nouvelles mobilités" avec les différents partenaires. » Ces objectifs sont déclinés dans le PCAET. Le PDU 2030 en cours d'élaboration prévoit de « Faire du Grand Annecy un lieu d'expérimentation des nouvelles mobilités basées sur les énergies renouvelables et les technologies numériques : véhicule autonome, électrique, à hydrogène, ... ».

⁵ Voir § 3.1 du rapport Phase 2 : potentiel de développement des avitaillements alternatifs (tache 5), réf. RICECE01188-02

- Une accélération du développement du parc de véhicule et des infrastructure d'avitaillement alternatif est en cours mais les chiffres sont encore très en deçà des objectifs nationaux. Les dynamiques des filières électriques, gaz et hydrogène sont très différenciées.
- La mobilité électrique représente le potentiel le plus important et pourrait induire le déploiement d'environ 1 000 bornes ouvertes au public en 2030. Ces bornes viennent en complément du développement des bornes privées dans les espaces privés.
- La mobilité GNV se distingue par sa vitalité (en avance sur les objectifs nationaux) et par sa spécialisation sur le marché des véhicules lourds. Deux stations existantes et deux en projet, donnent une couverture actuellement suffisante. D'ici 2030, La conversion de véhicules lourds de services publics et transport de personnes, qui est assez facilement maîtrisable par les acteurs publics, peut justifier 2 à 6 stations GNV. La conversion de poids-lourds peut justifier de 3 à 8 bornes GNC et GNL. Cette dynamique est principalement sous l'influence de mesures nationales et de décisions des entrepreneurs, elles-mêmes très liées à l'activité et au rythme de renouvellement du parc de poids-lourds.
- La conversion de VUL peut justifier jusqu'à 6 bornes GNC, avec une forte incertitude sur la concurrence et la complémentarité avec l'électricité.
- La mobilité hydrogène n'existe pas encore sur le Grand Annecy mais les dynamiques nationales et régionales devraient entraîner la mise en service d'une station et le développement d'un écosystème local. Un potentiel d'une dizaine de véhicules lourds et de 100 à 200 véhicules légers utilitaires est envisageable, susceptible d'assurer la viabilité de 1 à 4 stations hydrogène d'ici 2030.
- Il ressort de l'analyse des potentiels que les flottes captives risquent d'être « convoitées » par les solutions électricité, gaz et hydrogène, ce qui confirme la nécessité d'une stratégie multi-énergie. Un schéma d'avitaillement multi-énergies sur le Grand Annecy à engager, en phase avec le SDIRVE, pourrait permettre de mieux anticiper les concurrences et complémentarité entre infrastructures d'avitaillement en énergie alternative au pétrole.
- Par son SDE, son PCAET et son PLUiHMB, et en coordination avec le futur SDIRVE du Syane, la CA pourra jouer un rôle d'accompagnateur déterminant, dans le déploiement de ces 3 mobilités.

L'atelier « Développer les bornes électriques, stations GNV et hydrogène » du 8 avril avait permis d'identifier un consensus autour de 3 actions sans regret :

- Mettre en œuvre un schéma d'avitaillement sur le Grand Annecy (multi énergie) en s'appuyant sur l'analyse des flux, l'évolution des motorisations, les leviers / mécanismes d'aides, la localisation des réseaux, ...
- Convertir la flotte publique SIBRA
- Faciliter la conversion des véhicules des artisans et petites entreprises, avec l'accompagnement des entreprises artisanales notamment par sensibilisation aux enjeux et information sur les aides existantes.

Les échanges au sein du COPIL de juillet 2021 et de la commission environnement ont permis de cadrer le scénario d'évaluation 2020-2030 suivant :

2020 → 2030

MOBILITES (MOTORISÉES) ALTERNATIVES AU PETROLE	MOBILITE ELECTRIQUE	Véhicules électrique	46 bornes → 1 000 bornes
		Véhicules hybride	
		Véhicules hybride rechargeable	
	MOBILITE GAZ	GNV et bio GNV	2 stations → 6 stations
		GNC (Gaz Naturel Comprimé)	
		GNL (Gaz Naturel Liquéfié)	
	MOBILITE HYDROGENE	H2 gaz ou liquide	0 → 1 station
		Pile à combustible	
	AUTRES CARBURANTS	Organocarburants	7% du mix → 10% mix
		GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié)	

Les points à structurer dans la future feuille de route pourront concerner d'une part le calendrier de développement (avec notamment les actions-phares à réaliser dans les 3 prochaines années) et d'autre part les questions de gouvernance et de coordination des acteurs.

Pour ce qui concerne les actions-phare, on valorisera notamment les nombreuses contributions transmises au Grand Anancy en réponse à l'appel à contribution. Les échanges entre le Grand Anancy et ses partenaires publics (communes, Syane, administrations) et privés (notamment ceux ayant proposé un projet suite à l'appel à contribution) pourront permettre notamment d'affiner les potentiels de substitution énergétique par type de flotte (BUS, Cars, VUL et Taxi, Voitures Particuliers, et Poids Lourds) et de les hiérarchiser selon les contraintes et opportunités que leur mobilisation soulève.

Les questions de gouvernance feront l'objet d'un traitement spécifique compte tenu des évolutions importantes aux cours de ces dernières années avec la Loi Grenelle⁶ et la loi LOM⁷ ainsi que de l'inscription du développement des mobilités alternatives au pétrole dans plusieurs documents stratégiques du Grand Anancy comme indiqué plus haut.

⁶ La loi « Grenelle 2 » a confié la compétence du déploiement des infrastructures de recharge accessibles au public aux communes ainsi qu'à leurs groupements : en cas de carence de l'initiative privée sur ces déploiements, elles peuvent prendre l'initiative d'organiser ce service sur leur territoire, selon les modalités de leur choix.

⁷ La loi d'orientation des mobilités a créé la possibilité pour les collectivités et établissements publics titulaires de la compétence IRVE d'élaborer un schéma directeur de développement des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public (SDIRVE). Une méthodologie a été élaborée par le Ministère de la transition Ecologique à l'attention des collectivités locales.

3.4 Engager les projets de réseau de chaleur à forte densité énergétique

Caractérisé par un tissu urbain dense, la Ville d'Annecy en particulier, mais également quelques autres communes du territoire présentent des conditions permettant d'envisager l'extension ou la création de réseaux de chaleur et de froid (cf. phase 2). Au total, 35 projets ont été analysés dans le cadre du SDE (voir détail en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

Parmi ces 35 projets, 8 présentent des conditions a priori favorables de déploiement : avec une densité énergétique supérieure à 2 MWh/ml.

Famille de projets	Nb projets	Puissance (MW)	Quantité d'énergie (GWh/an)	Investissement
● Projets dont les conditions de densité sont défavorables ($d < 1,5$ MWh / ml)	20	9.9	15	16 M€
● Projets dont les conditions de densité sont moyennement favorables ($1,5 < d < 2$ MWh / ml)	7	8	13	10 M€
● Projets dont les conditions de densité sont favorables ($d > 2$ MWh / ml)	8	102	182	59 à 75 M€

Tableau 3 : Synthèse des potentiels d'extension/création de réseaux de chaleur. Eepos 2021

La quantité d'énergie délivrée par ces réseaux jugés techniquement et économiquement faisable atteint un volume de 182 GWh ; avec un taux de 85% d'ENR&R, les consommations d'ENR&R associées sont voisines de 155 GWh. Le tableau ci-dessus détaille les analyses menées en phase 2. Les investissements nécessaires pour déployer ces projets d'extension et création de réseau sont compris entre 59 à 75 M€.

En retenant les projets dont la densité est supérieure à 1.5 MWh/ml, le potentiel d'énergie délivré par les futurs réseaux atteint entre 193 et 207 GWh pour un investissement entre 69 et 85 M€.

L'objectif dans le cadre du PCAET est de mobiliser 60 GWh d'ENR&R via les solutions de chaleur et froid en réseau. L'objectif visé est l'injection effective de ces 60 GWh pour l'année 2030, ce qui n'exclut pas des études et travaux pour des réseaux mis en service après 2030. Ce premier tiers des projets comprendra en priorité à ceux dont les conditions de densité énergétique sont jugées les plus favorables. Quatre communes sont concernées par des projets de réseau de chaleur avec des conditions très favorables : **Annecy, Alby-sur-Chéran, Quintal, et Veyrier du lac.**

Les communes d'Epagny-Metz-Tessy, Montagny-les-Lanches, Poisy, Argonay, en première couronne d'Annecy, présentent chacune un potentiel de développement de réseau de chaleur compatible avec le seuil du Fonds Chaleur (densité $> 1,5$ MWh/ml) ; de même pour les communes de Duingt et Fillière (Les Ollières).

Une chaufferie biomasse est en fonctionnement sur Cusy, avec un projet d'extension.

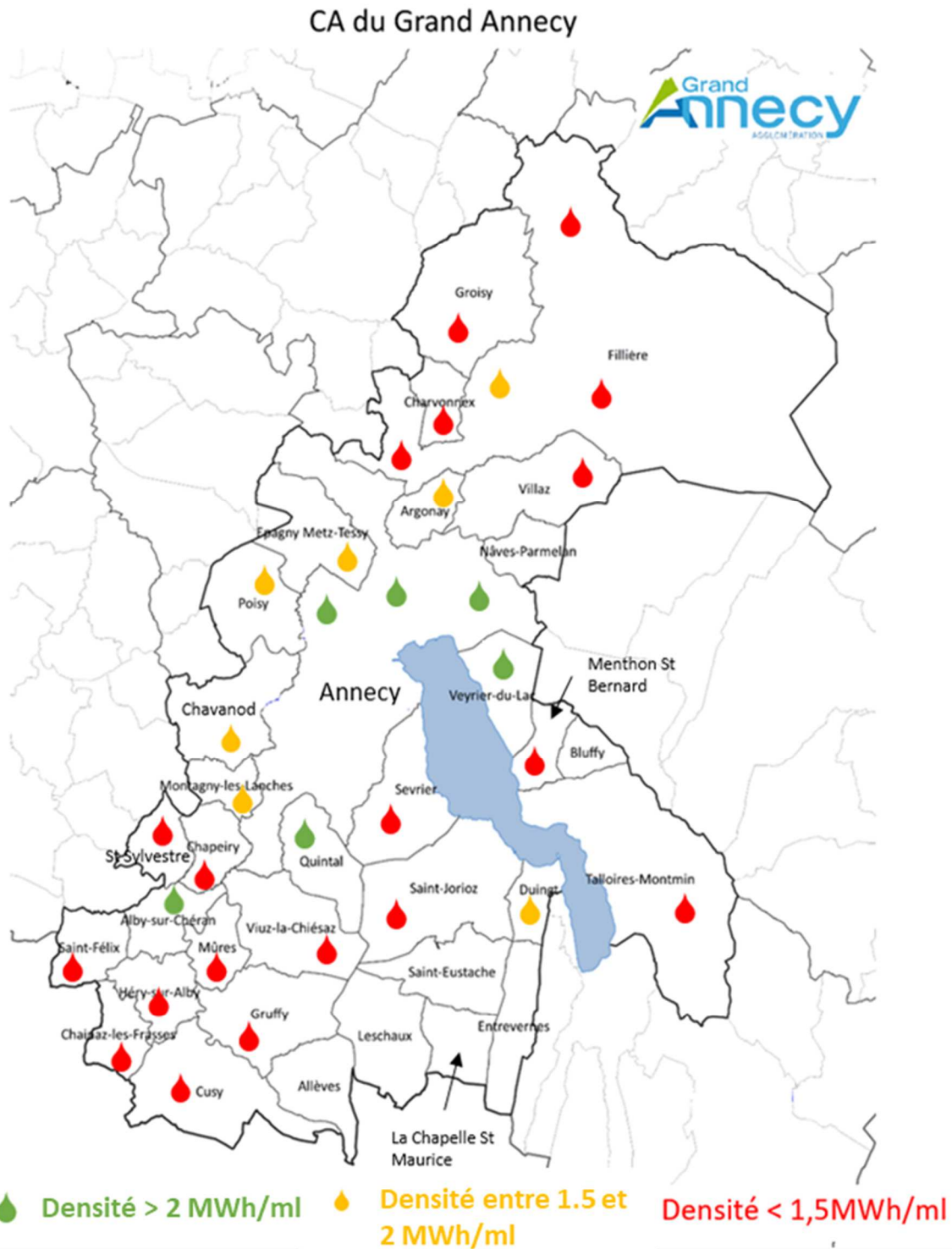


Figure 10 : Territorialisation des projets d'extension ou création de réseau de chaleur – éepos et Ginger Burgeap 2021

Lors de sa réunion du 1^{er} juillet, le comité de pilotage a exprimé des préférences pour :

- Le développement des chaufferies biomasse
- Le déploiement d'une boucle tempérée aqua-thermique (sur eau du lac)
- La valorisation de l'énergie fatale issue des data center, des blanchisseries et de l'usine Baikowski dans le cas d'un RCU sur la commune de Poisy.

Compte tenu des risques sismiques estimés pour valoriser la géothermie profonde sur le territoire d'Annecy, le scénario prévoit que le mix énergétique 2030 ne comprendra pas cette source de chaleur. Pour autant, il reste pertinent de poursuivre les études sur cette ressource locale car elle est potentiellement importante, que les études complémentaires peuvent être cofinancées et qu'il existe un fonds de garantie.

Les points-clefs sont repris dans la carte de synthèse du vecteur chaleur (§5.5).

Au plan opérationnel, les échanges avec les partenaires au cours du 1^{er} semestre ont indiqué qu'il était pertinent de soigner les points suivants :

- Communiquer auprès de tous les élus sur les enjeux environnementaux, les aides financières et autres, la méthodologie ...
- Communiquer spécifiquement et de manière plus complète auprès des élus dont la commune a été identifiée comme favorable à la création d'un RCU
- Communiquer auprès de tous les élus sur la ressource bois et sur le lien avec la qualité d'air
- Promouvoir les énergies alternatives dont la récupération d'énergie fatale
- Sensibiliser les élus sur la possibilité du recours à une source d'énergie locale
- Sensibiliser les élus par la possibilité d'un montage en projet citoyen
- Expliquer les enjeux face au gaz en réseau et aux rénovations de bâtiments attendues qui concourront à de moindres besoins
- Prendre en charge les études de faisabilité quand la commune a été identifiée comme favorable à la création d'un RCU et animer la poursuite de la démarche
- Développer les services en charge de la transition énergétique au niveau de la Ville d'Annecy et du Grand Annecy
- Animer la densification des réseaux existants

La feuille de route du SDE détaillera ces actions

3.5 Doubler la production de biogaz issue des ressources du territoire

La production actuelle de biogaz atteint déjà 19 GWh, assurée par 3 installations : l'usine du SILA (12 GWh en injection de biométhane), le GAEC de Gruffy (2,4 GWh valorisée en cogénération) et le GAEC de Groisy (4,2 GWh valorisée en cogénération).

Dans le PCAET, l'objectif voté était le doublement de cette production d'ici 2050, ce qui implique la mobilisation de la totalité du gisement identifié lors du diagnostic du PCAET⁸.

La quantification des potentiels réalisée dans le cadre de la phase 2 du SDE⁹ indique que le gisement de production de biogaz à partir des ressources du territoire est proche de 40 GWh.

Pour ce qui concerne les ressources pour la production de biogaz situées sur le territoire du Grand Annecy, l'étude des potentiels a montré que :

- Les principales ressources sont issues de déjections d'élevage suivies des déchets alimentaires et ménagers organiques, ainsi que des STEP.
- Les principaux gisements liés aux déchets et aux STEP sont localisés sur les communes d'Annecy, Poisy et Fillière.
- La palette actuelle d'intrants donnerait une valeur de 40 GWh (21 GWh en plus des 19 GWh actuels).

Par ailleurs, en élargissant le périmètre de réflexion sur le biogaz aux EPCI voisins, notamment les 4 EPCI également adhérents au SILA, le potentiel de production de biogaz serait multiplié par 2 à 3 (en fonction des installations existantes et des projets en cours sur les autres territoires).

Pour ce qui concerne la capacité d'accueil des réseaux gaz, l'étude de potentiel montre que, à partir des données GRDF et du modèle Symaginer, il n'apparaît pas, à la maille de l'EPCI, de problème d'incapacité du réseau à recevoir le biométhane productible par le territoire¹⁰.

Du point de vue technique, les ressources en matières et le réseau de gaz sont compatibles avec l'atteinte des objectifs du PCAET.

La cartographie des enjeux sur le vecteur gaz (§ 5.2.2) fait la synthèse de cet état.

Sur la base de ce qui précède, et en tenant compte des échanges de l'atelier Biogaz et du COPIL de juillet 2021, on propose le scénario suivant :

- Pérennisation des installations existantes,
- Mobilisation des gisements conventionnels dans un périmètre de 10 à 15 km autour des méthaniseurs existants et en projet

⁸ Sur la base des données de RAEE

⁹ Voir § 3.4 du rapport Phase 2 : potentiel de production, de stockage et de consommation d'EnR sur le territoire (tache3), réf. RICECE01158-02

¹⁰ Toutefois, en fonction de la distance entre le projet et le réseau, certains gisements seront plus ou moins faciles à mobiliser. Dans certains cas un raccordement vers une portion du réseau gaz hors du territoire peut s'avérer plus pertinente, à voir au cas par cas.

- Développement de méthaniseurs à une distance inférieure à 7 km du réseau de gaz¹¹.
- Lorsque l'injection est impossible du point de vue technico-économique, la valorisation du biogaz reste possible par cogénération.
- Prise en compte des gisements industriels et bio-déchets
- Valorisation des bio-déchets ménagers à l'horizon 2024
- Création de circuits de collecte spécifique
- Pour certains cas, ouverture du périmètre des études de gisements aux EPCI voisins.

Le groupement recommande à la CA de ne pas s'auto-limiter au palier de 32 GWh prévu par le PCAET dans une approche prudente mais d'envisager directement une production de l'ordre de 40 GWh, à formater après la consultation complète de l'écosystème.

On gardera à l'esprit que même si la production locale de biogaz peut doubler et que la quantité de biogaz produite au plan national va augmenter, la part de biogaz dans le réseau de distribution à l'horizon 2030 restera très minoritaire. Le gaz de réseau en 2030 ne sera donc pas une énergie décarbonée, ce qui justifie de limiter le plus possible sans place dans le mix énergétique.

La feuille de route à venir proposera les moyens permettant de faciliter la mobilisation ces filières, l'organisation des acteurs et la concrétisation des projets.

¹¹ Les unités de méthanisation, pour être rentables, doivent se trouver à proximité du réseau de gaz (en ordre de grandeur,).

4. Articulation de cette stratégie de mobilisation d'EnR avec les autres stratégies ou politiques territoriales

Dans cette dernière partie, on regarde comment la stratégie de mobilisation d'EnR en 5 axes pourra s'articuler au mieux avec les autres stratégies ou politiques territoriales : la distribution d'énergie, les politiques sociales dont la lutte contre les précarités, l'aménagement et la construction.

4.1 Promouvoir un développement coordonné des réseaux d'énergie

La totalité des projets de développement de réseaux de chaleur dont les conditions sont jugées favorables se trouve dans des secteurs urbains denses, où le gaz de réseau est distribué.

La création et le classement d'un nouveau réseau de chaleur se retrouve de facto en compétition avec la distribution de gaz en réseau.

L'engagement de la totalité des projets jugés rentables correspondrait à la distribution de chaleur équivalent à près de 20% des consommations actuelles de gaz ; et pourrait induire une diminution des marges de fonctionnement des distributeurs de gaz.

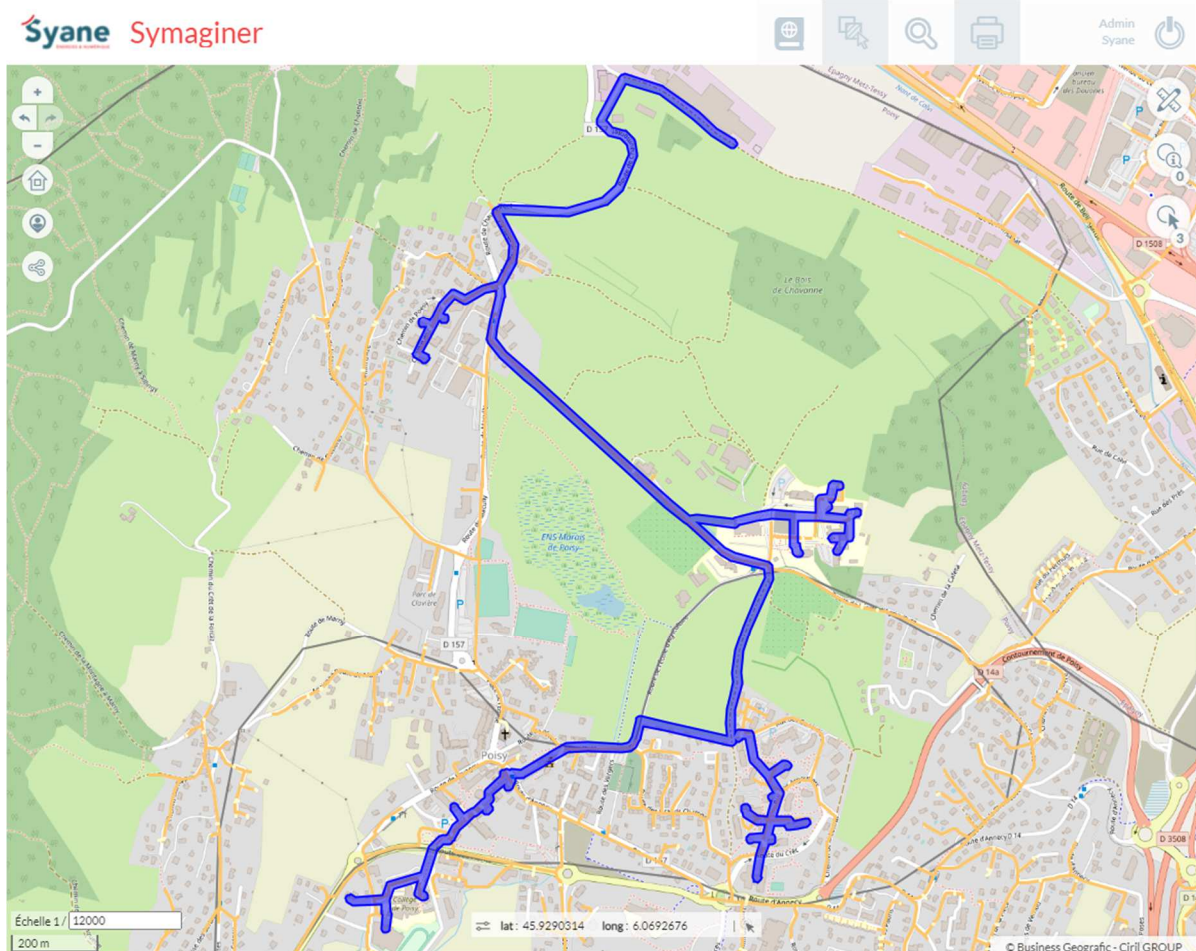


Figure 11 : Exemple de concurrence et complémentarité entre réseau de gaz (tracé orange) et réseau de chaleur (tracé bleu), commune de Poisy

La question de la concurrence ou de la complémentarité des réseaux d'énergie (gaz vs chaleur) doit être considérée au regard des objectifs de transition énergétique imposés par la Stratégie Nationale Bas Carbone :

- La mobilisation de la totalité du gisement de production de biogaz présent sur le territoire du Grand Annecy représente 9% des consommations actuelles de gaz (la Programmation Pluriannuelle de l'Energie 2020 fixe au niveau national un objectif d'intégration jusqu'à 10% de biogaz dans les réseaux à l'horizon 2030 (6 à 8% en 2028), associé à une réduction de 20% des consommations de gaz par le secteur bâti).
- A 2050, le verdissement du gaz de réseau nécessitera de mobiliser du biogaz importé, en provenance du « reste » du département. Nous ne disposons pas dans le cadre du SDE de quantification permettant d'indiquer un objectif de taux de biogaz dans le gaz de réseau pour le territoire du Grand Annecy.
- Les projets identifiés à ce jour ne permettent cependant pas d'envisager une majorité de biogaz dans le réseau à l'horizon 2050.
- Un objectif de maximisation de valorisation des ENR sur le territoire passe donc par la mobilisation de vecteur thermique incorporant davantage d'ENR.
- Les réseaux de chaleur et de froid permettent ce développement des ENR.
- Ces réseaux étant publics, ils sont sous compétence directe des Collectivités, qui maîtrisent ainsi leur objectif de transition énergétique.

Pour les perspectives concernant le réseau de distribution électrique, on se référera au chapitre « Réseau partie « Capacité d'accueil des réseaux secs » (Rapport phase2)

4.2 Intégrer les enjeux énergétiques dans l'aménagement et la construction

Ce travail a été initié par la réunion avec les services de la ville d'Annecy et du Grand Annecy au 4^{ème} trimestre 2020 puis complété lors de l'atelier Aménagement de début avril 2021. Huit points avaient été retenus :



Figure 12 : Visualisation des enjeux dans l'aménagement et la construction

Les 5 axes stratégiques du présent scénario présentées dans les chapitres précédents devront être déclinées dans les documents de planification et d'aménagement du territoire :

- Classement des réseaux de chaleur ENR&R,
- Prescriptions et recommandations associées au droit des sols
- Programme des opérations d'aménagement,
- Règles d'instruction des permis de construire.

Ce travail transversal se poursuivra avec le volet 5 de la démarche SDE qui est consacrée au PLUiHMB

4.3 Intégrer les enjeux énergétiques dans le traitement des précarités

La substitution des produits fossiles dans les bâtiments est un des axes importants des programmes de rénovation énergétique via (i) l'installation de chaudières neuves performantes et (ii) la valorisation de vecteurs énergétiques à des coûts moins fluctuants et dépendants des équilibres internationaux que les produits pétroliers.

Il y a ainsi une complémentarité à affirmer entre les axes stratégiques du Schéma Directeur des Energies, et plus globalement les programmes de l'habitat pour le traitement des précarités.

Au niveau opérationnel, les échanges avec les membres du COTEC puis l'atelier du 8 avril 2021 consacré à la précarité énergétique a permis de définir les 6 actions jugées prioritaires :

- Sensibiliser les élus du territoire à la précarité énergétique
- Sensibiliser les acteurs de l'habitat (autres que bailleurs sociaux)
- Identifier les rôles et interventions des acteurs du territoire afin de coordonner et d'améliorer les dispositifs existants
- Inclure la précarité énergétique dans le périmètre d'intervention de la future cellule de veille contre l'habitat indigne
- Recenser les points de livraison ayant fait l'objet de coupures énergétique pour impayés
- Mettre en place des avances de subventions pour permettre aux ménages modestes de faire des travaux sans avances de frais

Pour information, en ordre de grandeur, l'engagement d'un programme massif de rénovation type Habiter Mieux (programme national décliné territorialement par les délégations locales de l'ANAH, mettant en œuvre des actions de rénovations de l'enveloppe et d'amélioration des équipements de chauffage avec des gains énergétiques minimums de 25M), permettrait de sortir de la précarité énergétique près des deux tiers des ménages vulnérables (soit 12 000 ménages sur 17 700), le taux de précarité énergétique passant alors de 12 à 4%.

La mise en œuvre sera détaillée dans la future feuille de route.

Syane Symaginer

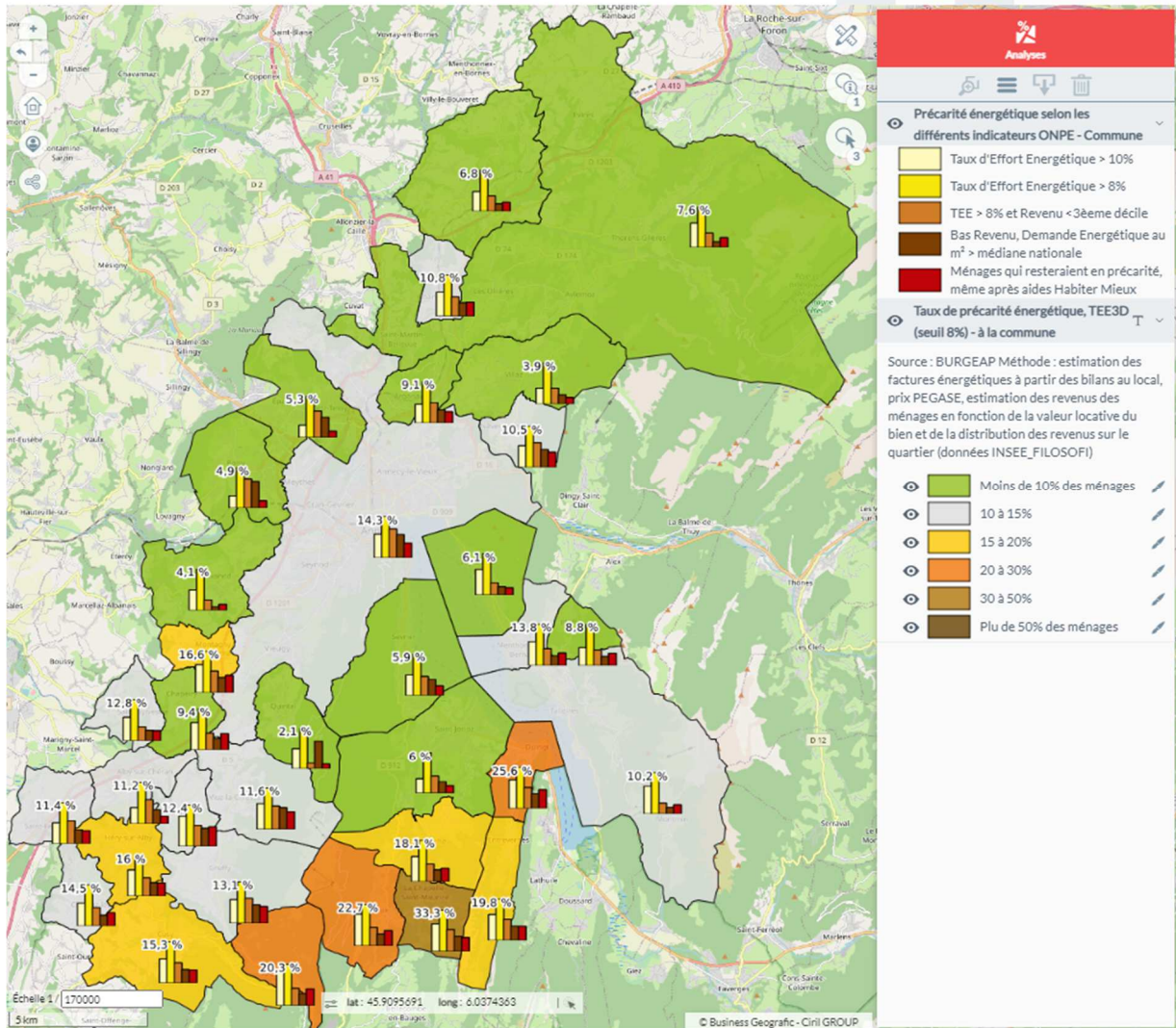


Figure 13 : Taux de précarité énergétique par commune (en à plat de couleur) et évolution de ces taux suite à la mise en œuvre d'un programme type Habiter Mieux (histogramme, barre rouge)

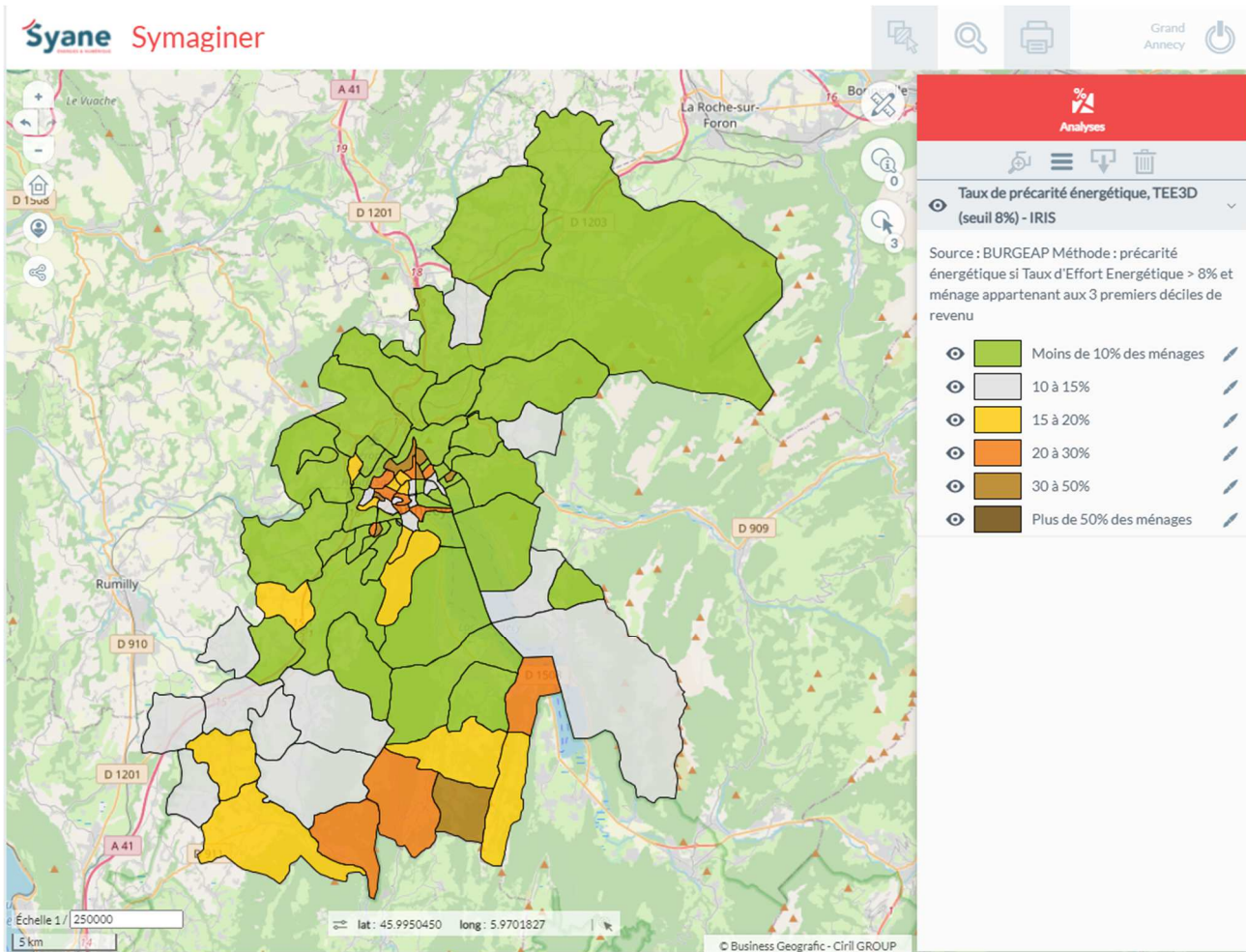


Figure 14 : Taux de précarité énergétique par quartier (Iris)

5. Synthèse

Ce chapitre présente la synthèse du scénario 2030 sous forme de tableau de bilan énergétique (§ 5.1) puis à l'aide de diagrammes de flux (§0), avant de préciser la couverture par les EnR (§5.3), l'impact sur les factures énergétiques (§0) et de monter la spatialisation des enjeux par des cartes de synthèse dédiées au vecteur électricité (§5.5), gaz (§5.6) et chaleur (§5.7).

5.1 Bilan du scénario 2030

La mise en œuvre du PCAET doit permettre une forte diminution des consommations annuelles d'énergie qui passeraient de 4,8 en 2019 à 3 TWh¹² en 2030.

La mise en œuvre conjointe du PCAET et du SDE permettrait de changer en profondeur l'approvisionnement énergétique du territoire :

- La consommation annuelle d'énergies renouvelables locales doublerait, passant de 275 à 521 GWh.
- La consommation annuelle d'énergie renouvelable importée par les réseaux de gaz, d'électricité et les réseaux de distribution de carburant serait en légère augmentation.
- La consommation annuelle d'énergies non renouvelables importées serait pratiquement divisée par deux, passant de 3 944 GWh à 1 906 GWh.

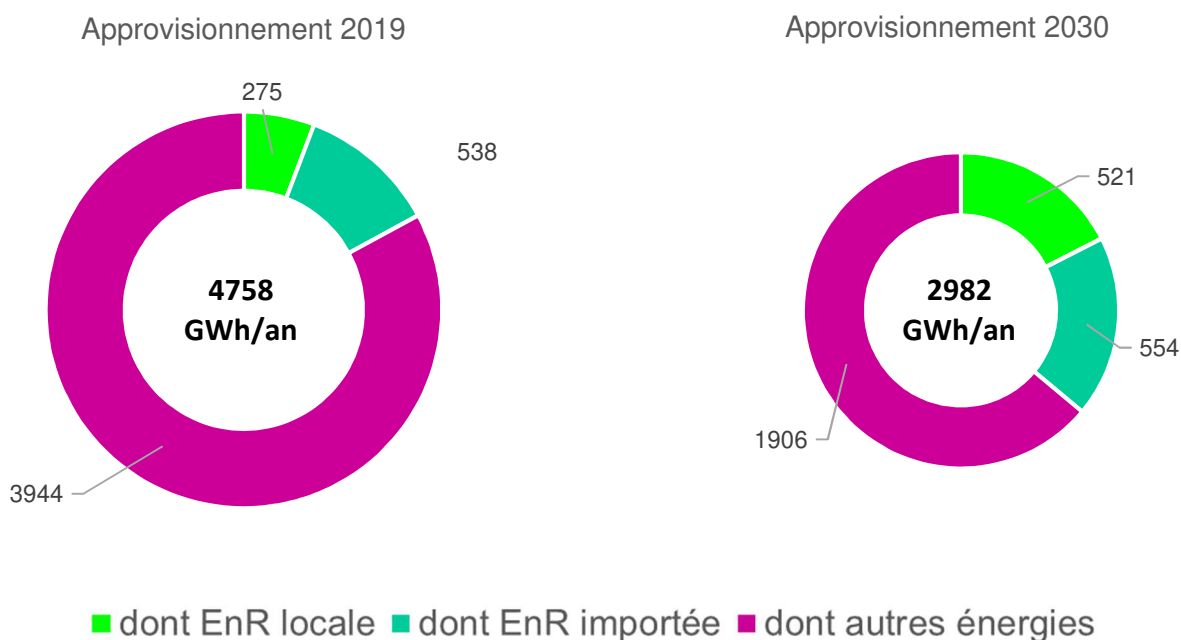


Figure 15 : Evolution de l'approvisionnement entre 2019 et 2030 selon le scénario SDE. Ginger -BURGEAP 2021.

¹² Pour rappel 1 térawattheure (TWh) = 1000 gigawattheure (GWh)

Les graphes qui suivent montrent l'évolution filière par filière. On notera la très forte contraction des énergies fossiles : sous l'effet des actions de sobriété et d'efficacité dont celles du PCAET, les consommations annuelles de produits pétroliers passent 1,9 à 0,7 TWh tandis que celle de gaz passent de 1,1 à 0,5 TWh.

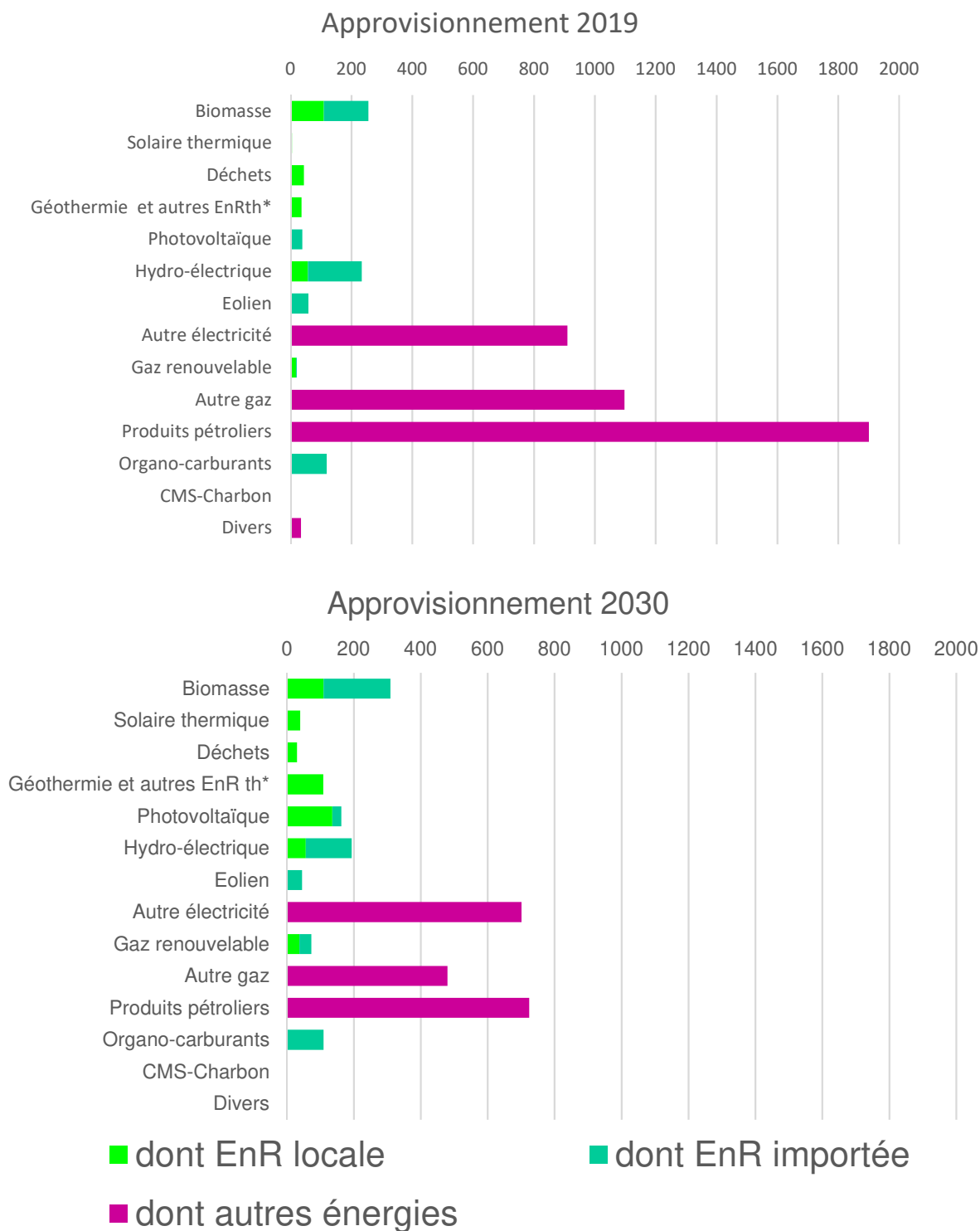


Figure 16 : Vue d'ensemble du changement d'approvisionnement énergétique entre 2019 et 2030, en GWh annuel. Ginger BURGEAP 2021.

Les détails chiffrés du changement d'alimentation énergétique figurent dans le tableau ci-après.

Scénario d'évolution 2019-2030 de l'alimentation énergétique du Grand Annecy (en GWh / an)	2019				2030			
	Total	dont EnR locale	dont EnR importée	dont autres énergies	Total	dont EnR locale	dont EnR importée	dont autres énergies
Biomasse	256	110	146		310	110	200	
Solaire thermique	5	5			40	40		
Déchets	45	45	0		31	31	0	
Géothermie et autres EnR th*	36	36			109	109		
Photovoltaïque	39	4	35		163	136	27	
Hydro-électrique	234	57	177		194	57	137	
Eolien	59	0	59		46	0	46	
Autre électricité	910			910	701			701
Gaz renouvelable	21	18	2		73	38	35	
Autre gaz	1098			1098	480			480
Produits pétroliers	1901			1892	725			725
Organo-carburants	119	0	119		110	0	110	
CMS-Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0
Divers	35	0	0	35	0	0	0	0
TOTAL	4758	275	538	3944	2981	521	554	1906
	100%	6%	11%	83%	100%	17%	19%	62%

Tableau 4 : Alimentation énergétique 2019 et 2030. Ginger BURGEAP 2021.

5.2 Evolution des flux d'énergies entre 2019 et 2030

La représentation en diagrammes de Sankey (Figure 17) met en évidence les flux d'énergie avant et après la mise en œuvre des mesures de transitions énergétiques :

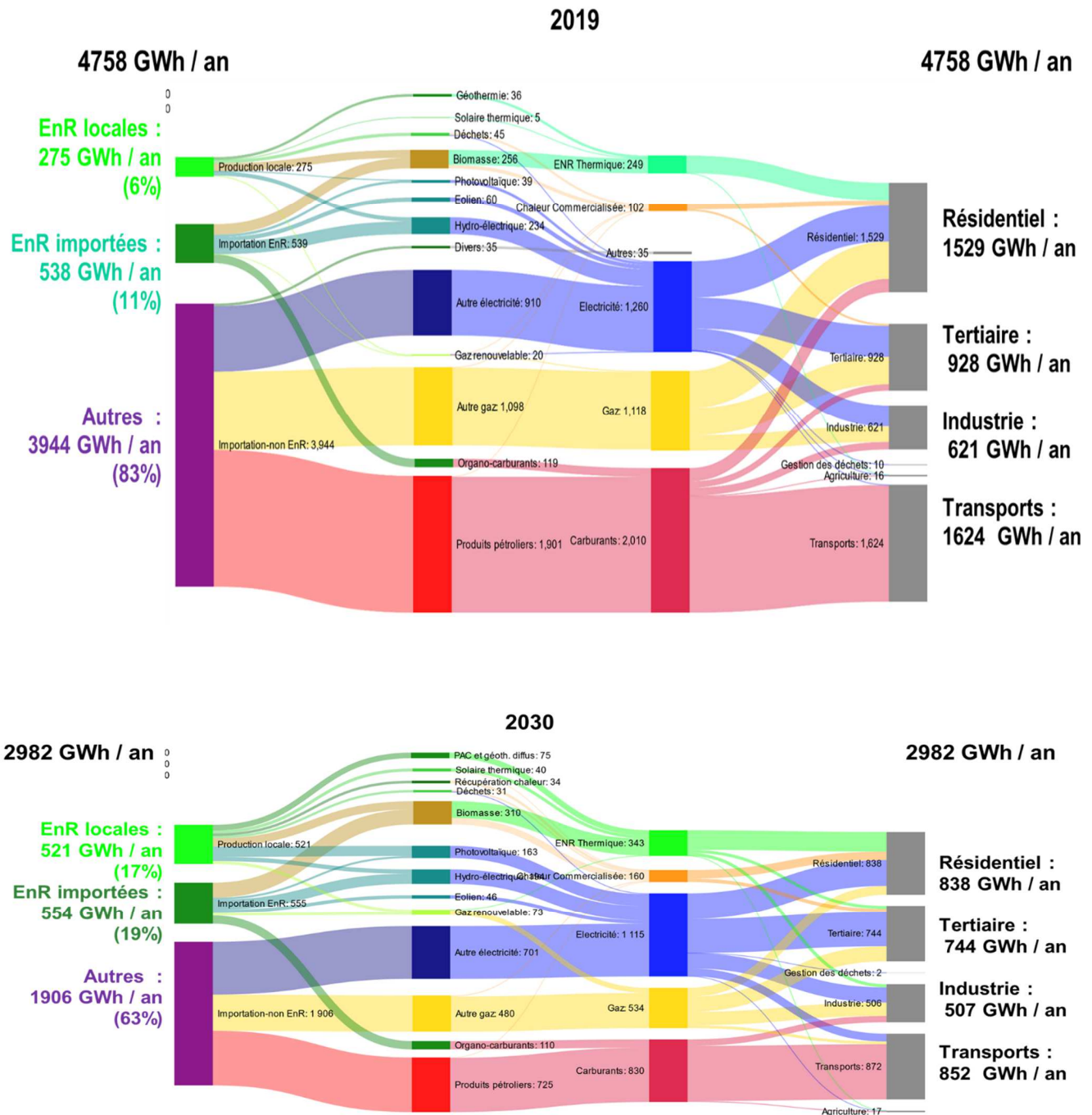


Figure 17 : Diagramme de Sankey 2019 et 2030

La version imprimable de ces graphes figure en Annexe 3.

On observe clairement :

- La contraction des consommations d'énergies fossiles en cohérence avec les actions du PCAET
- La disparition du fioul dans le tertiaire et le résidentiel en lien avec stratégie de sortie du fioul (§ 3.2)
- La forte réduction des flux de gaz,
- La faible part finale de gaz renouvelable dans le gaz distribué en 2030
- Le maintien des flux d'électricité
- Le doublement de la consommation d'énergie renouvelable locale
- L'augmentation de l'importation de biomasse originaire du département et de la région, en lien avec stratégie de sortie du fioul (§ 3.2 et 3.4)
- L'augmentation d'un tiers du poids des réseaux de chaleur et de froid (« chaleur commercialisée »)

Ces changements de flux impliquent des évolutions en termes de réseaux :

- Extension des réseaux de chaleur et de froid (§3.4 et détails dans le rapport SDRCF).
- Sauf exceptions, arrêt du développement du réseau de distribution de gaz, conformément au principe d'évolution vers un mix décarboné (§ 4.1).
- Des renforcements éventuels du réseau de distribution d'électricité, selon présence de gros projets de production électrique.

5.3 Remarques sur la couverture par les EnR et les énergies locales

Dans les paragraphes qui précèdent, nous avons indiqué que les EnR en 2030 représenteraient 521 GWh pour les EnR locales et 554 GWh pour EnR importées soit respectivement 17% et 19 % du total des consommations. La mise en œuvre du SDE contribue à une augmentation significative de la couverture des EnR qui passerait de 17% en 2019 à 36% en 2030.

Le calcul du taux d'EnR réalisé dans le cadre du projet de PCAET en 2019 les énergies renouvelables produites localement et intègrait la totalité de la biomasse (locale et importée) convertie en chaleur. Si nous reprenons ce même périmètre, le scénario SDE atteint 721 GWh ce qui est très proche des 701 GWh envisagés par le PCAET. Selon cette définition, le taux de couverture en 2030 serait de 24% en 2030¹³ contre 7,5% en 2015¹⁴

	2030 avec mise en œuvre du SDE	
	Objectif PCAET	SDE isopérimètre
Biomasse	309	310
Solaire thermique	44	40
Déchets	52	31
Géothermie et chaleur industrielle	92	109
Photovoltaïque	135	136
Hydro-électrique	37	57
Eolien	0	0
Gaz renouvelable	32	38
TOTAL	701	721
	24%	24%
Taux de couverture calculé sur 2 981 GWh consommés en 2030		

Tableau 5 : Taux de couverture par les EnR en 2030. Ginger BURGEAP 2021

¹³ 721 GWh produits pour 2982 GWh consommés

¹⁴ 356 GWh produits pour 4758 GWh consommés

On retiendra que la mise en œuvre du SDE et du PCAET permettent d'atteindre les objectifs de couverture par les EnR définis pour 2030 dans le cadre du PCAET.

Concernant, l'origine géographique des énergies consommées, la part des énergies produites hors territoire passe de 94% en 2019 (4482 sur 4758) à 83% en 2030 (2460 sur 2981).

5.4 Impact sur les factures d'énergie du territoire

Dans ce chapitre, nous comparons les factures énergétiques du territoire avant et après la mise en œuvre du SDE et du PCAET. En considérant, selon FaCete, un coût du baril de pétrole de 134,5 \$ en 2030, sans la mise en œuvre du PCAET et du SDE, la facture nette du territoire serait de 782 millions par an (courbe rouge de la figure ci-dessous).

Le scénario de transition (courbe verte) représente la mise en œuvre du PCAET et du SDE. Il génère une baisse de consommations de 4.7% par an et une hausse des productions EnR locales de 5.2% par an, la facture nette en 2030 serait d'environ 492 millions.

Dans cette hypothèse d'énergie plus chère, la transition énergétique génère donc un gain net d'environ 290 millions par an.

MODÉLISATION DE LA FACTURE ÉNERGÉTIQUE DE VOTRE TERRITOIRE, EN FONCTION DES SCÉNARIOS

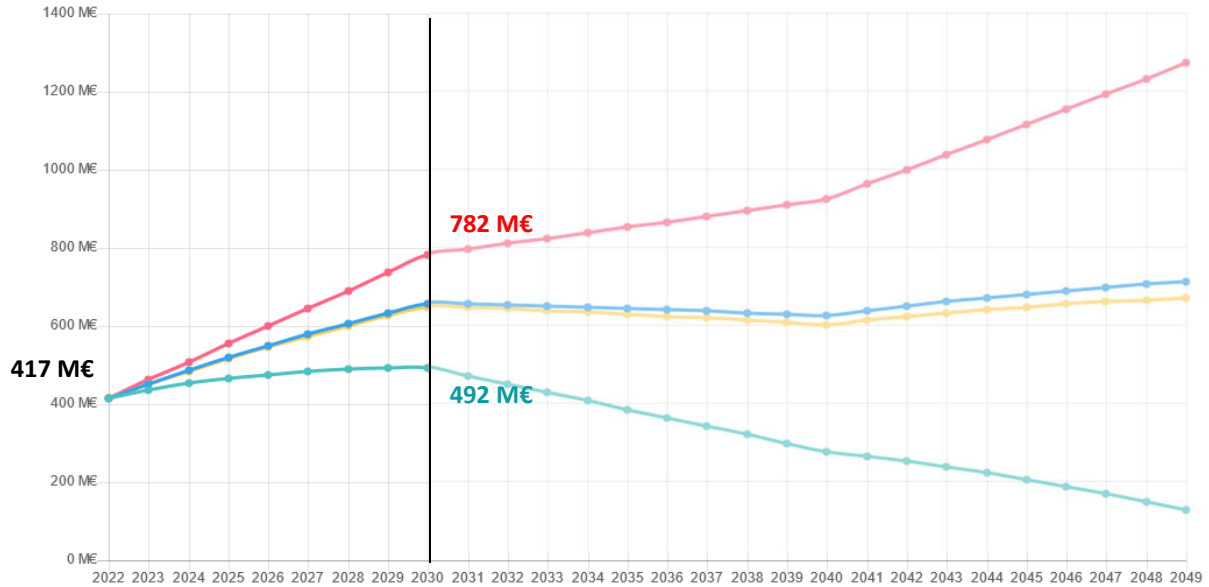


Figure 18: Evolution des factures énergétiques, intégrant l'augmentation du prix des énergies. Ginger Burgeap 2021 et FaCeTe 2021

TENDANCIEL

Pas d'évolution de la consommation et de la production d'énergie

SOBRE

Réduction de la consommation d'énergie de 2% par an, pas d'évolution de la production d'énergie

RENOUVELABLE

Réduction de la consommation d'énergie de 2% par an, augmentation de la production d'énergie de 2% par an

LIBRE

Choisissez ci-dessous vos valeurs

Évolution de la consommation d'énergie, en %

-4.7

Évolution de la production d'énergie, en %

5.2

Les hypothèses de prix du baril de pétrole, en \$

Actuel

58

2030

134,5

2040

155

2050

231

5.5 Carte de synthèse pour le vecteur électricité

Le scénario 2030 ne s'applique pas de manière uniforme et il y aura lieu de tenir compte des conditions locales relatives aux gisements des différentes EnR, aux moyens de mobilisation et à la capacité des réseaux d'électricité, gaz ou chaleur à véhiculer ces flux d'énergie. Les enjeux relatifs aux vecteurs électricité, gaz et chaleur sont résumés par trois cartes de synthèse. Ces cartes figurent au format A4 dans le rapport à titre d'illustration.

Pour le vecteur électricité, on retiendra les points suivant :

1. On mobilisera 20% du potentiel solaire photovoltaïque, avec une répartition géographique sur tout le territoire, corrélée au parc bâti puisque 90% du PV sera porté par le bâti (en jaune sur la carte).
2. On développera les 10% restant par des projets sur ombrières de parking (en vert sur la carte) attendus dans le secteur le plus urbain du Grand Annecy.
3. Aucune centrale PV au sol n'est envisagée
4. Le développement de l'hydroélectricité est très localisé et son volume est limité.
5. Aucun développement de l'éolien n'est envisagé.
6. Le SDE prévoit de passer de 46 stations de recharge électrique ouvertes au public à environ 500, localisées d'abord sur les secteurs à forte densité de population ou de trafic puis sur l'ensemble de la CA en cohérence avec le futur SDIRVE.

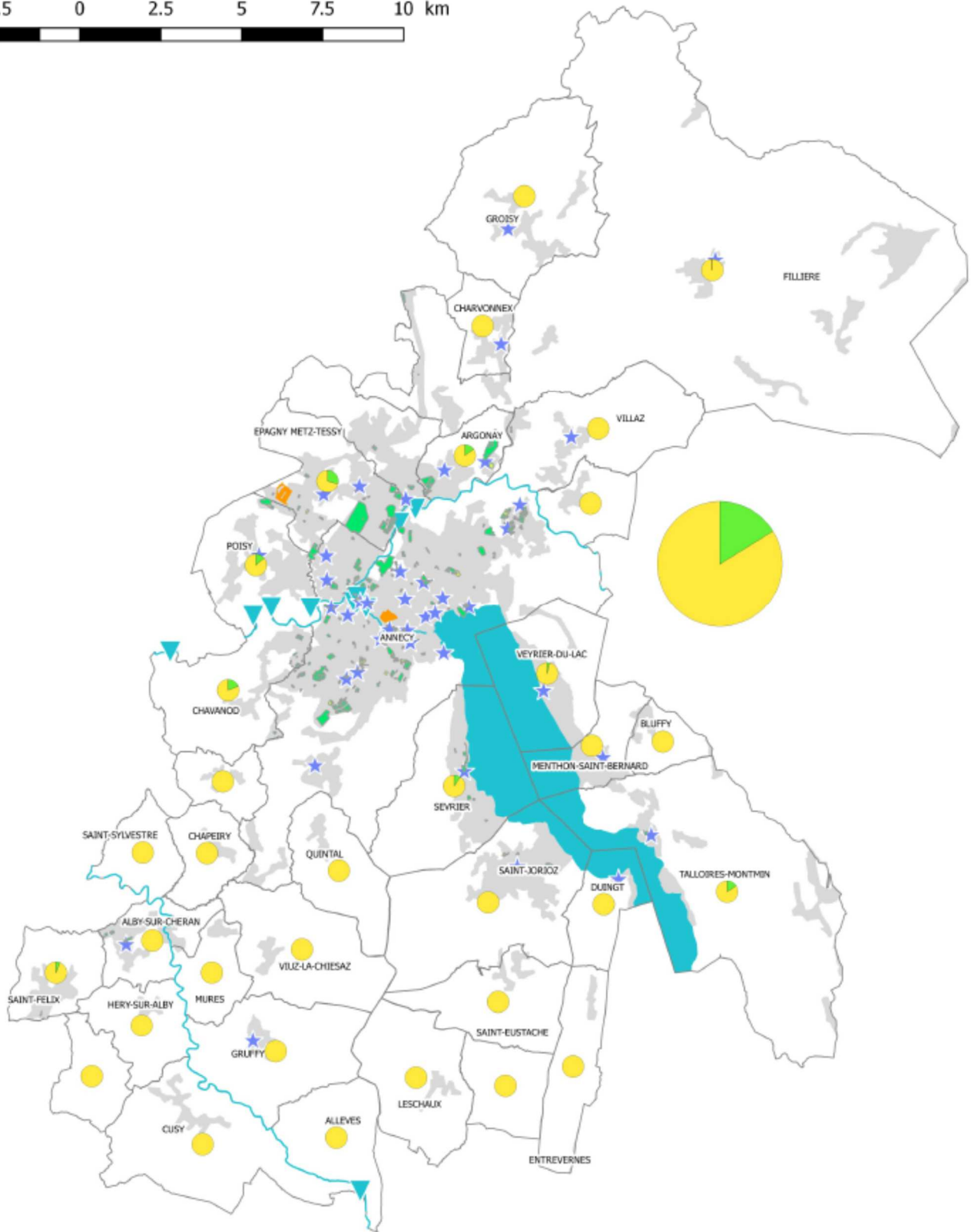
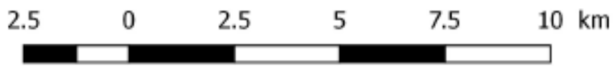
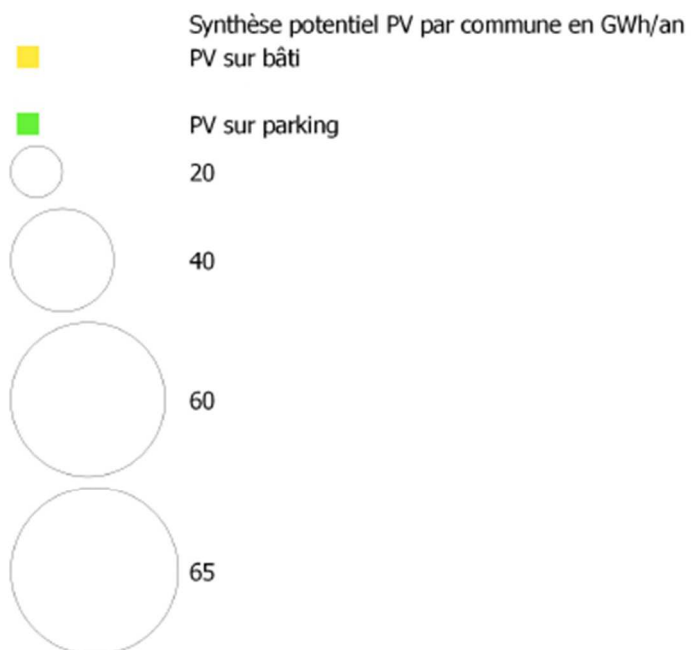


Figure 19 : Carte de synthèse des enjeux sur le vecteur électrique



Grand PV non rentable (P>1MWc et TRI<3%)

Projets d'ombrières sur parking

Grand PV (Puissance >100 kWc)

100 à 250 kWc

Plus de 250 kWc

★ Bornes IRVE

▼ Installations hydroélectriques

— Cours d'eau

- 1 TRI : Taux de rentabilité interne évalué sur la base des prix moyens de l'électricité issus des derniers appels d'offre CRE.

5.6 Carte de synthèse pour le vecteur gaz

1. Le SDE prévoit de doubler la production de biogaz par rapport à celle de 2019 avec 2 à 3 méthaniseurs supplémentaires situés dans des zones desservies par le réseau de distribution de gaz (en noir sur la carte) ou à moins de 6 km du réseau de gaz (en vert foncé sur la carte).
2. Le SDE prévoit de passer de 1 station GNV ouverte au public à environ 5, qui seront localisées sur la base des contraintes des entreprises et administrations à mobiliser selon les feuilles de routes dédiées.
3. Le SDE prévoit un maintien du réseau de gaz à son emprise actuelle (en noir sur la carte). Ce réseau ne sera pas développé sauf dans le cas d'opération pour sortir du fioul combiné à du solaire thermique et proche du réseau de gaz.

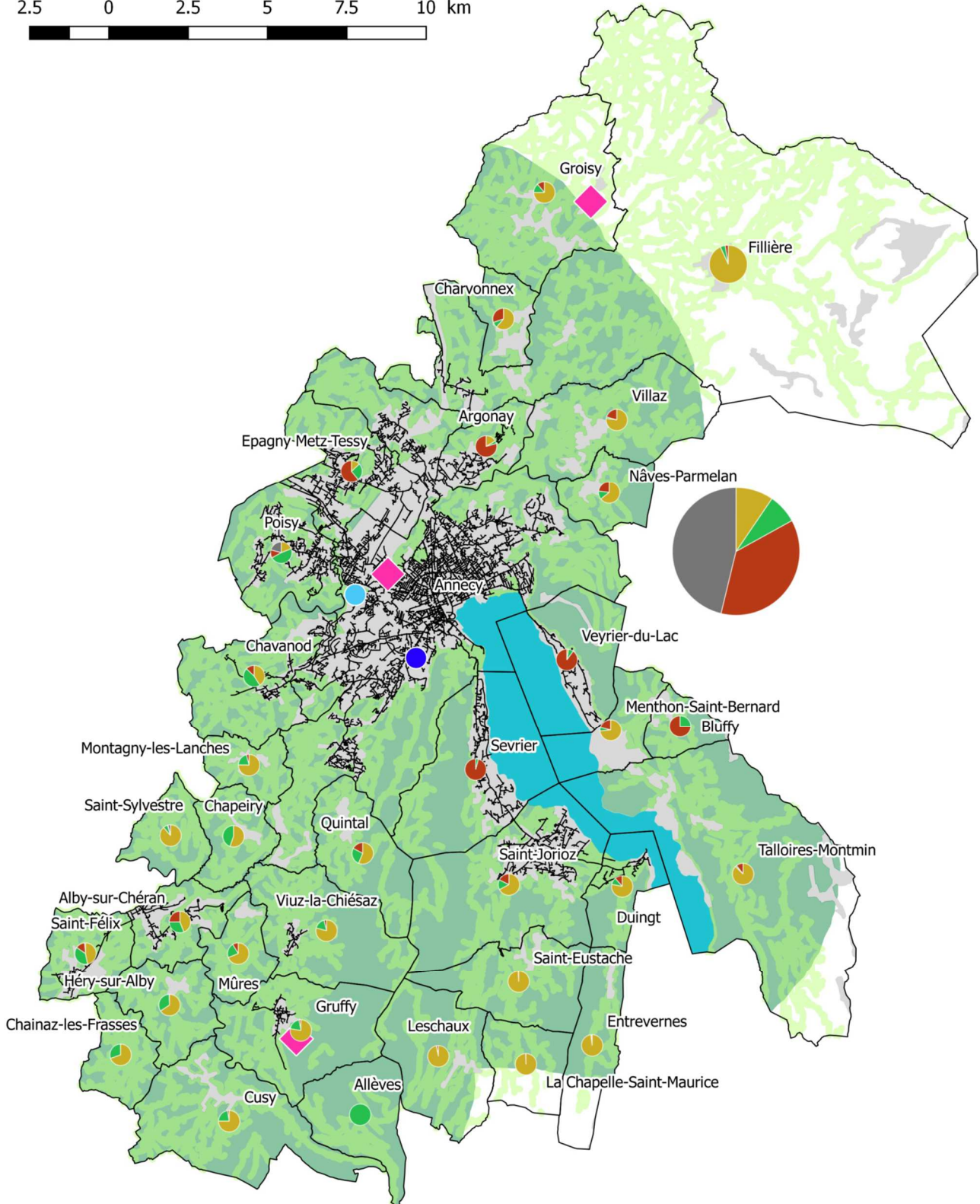
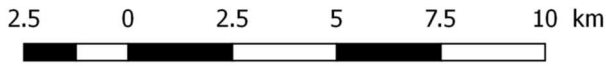










Figure 20 : Carte de synthèse des enjeux sur le vecteur gaz



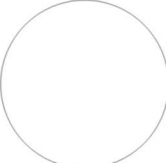
-  Unités de méthanisation
-  Réseau gaz
-  Zone à moins de 100 mètres de la voirie
-  Zone à moins de 6 km du réseau

Stations GNV

-  Existant
-  Projet

Potentiel de production de biogaz par filière

-  Boues de STEP
-  Déchets OM et IAA
-  Déchets verts
-  Lisiers et fumiers

-  5 GWh/an
-  10 GWh/an
-  15 GWh/an

5.7 Carte de synthèse pour le vecteur chaleur

Les enjeux pour le vecteur chaleur sont les suivants :

1. A l'échelle de l'ensemble du territoire, le SDE vise la sortie du fioul en le substituant par des solutions individuelles et collectives (chaudière biomasse, pompes à chaleur géothermiques, solaire thermique...).
2. Le développement des chaufferies biomasse dédiées ou avec réseau de chaleur est nécessaire.
3. L'objectif est de mobiliser 60 GWh d'ENR&R supplémentaire via les solutions de chaleur et froid en réseau.
4. Les projets de RCU comprendra en priorité ceux dont les conditions de densité énergétique sont jugées les plus favorables. Quatre communes sont concernées par des projets de réseau de chaleur avec des conditions très favorables : **Annecy, Alby-sur-Chéran, Quintal, et Veyrier du lac.**
5. Les communes d'Epagny-Metz-Tessy, Montagny-les-Lanches, Poisy, Argonay, en première couronne d'Annecy, présentent chacune un potentiel de développement de réseau de chaleur compatible avec le seuil du Fonds Chaleur (densité > 1,5MWh/ml) ; de même pour les communes de Duingt et Fillière.

Ci-dessous,

- En vert, les réseaux réalisables avec une densité > 1,5 / ml
- En jaune, les réseaux réalisables avec une densité comprise entre 1 et 1,5 / ml
- En rouge, les réseaux réalisables avec une densité < 1,5 / ml

Les réseaux les plus favorables selon ce critère sont les réseaux situés sur la Commune d'Annecy.

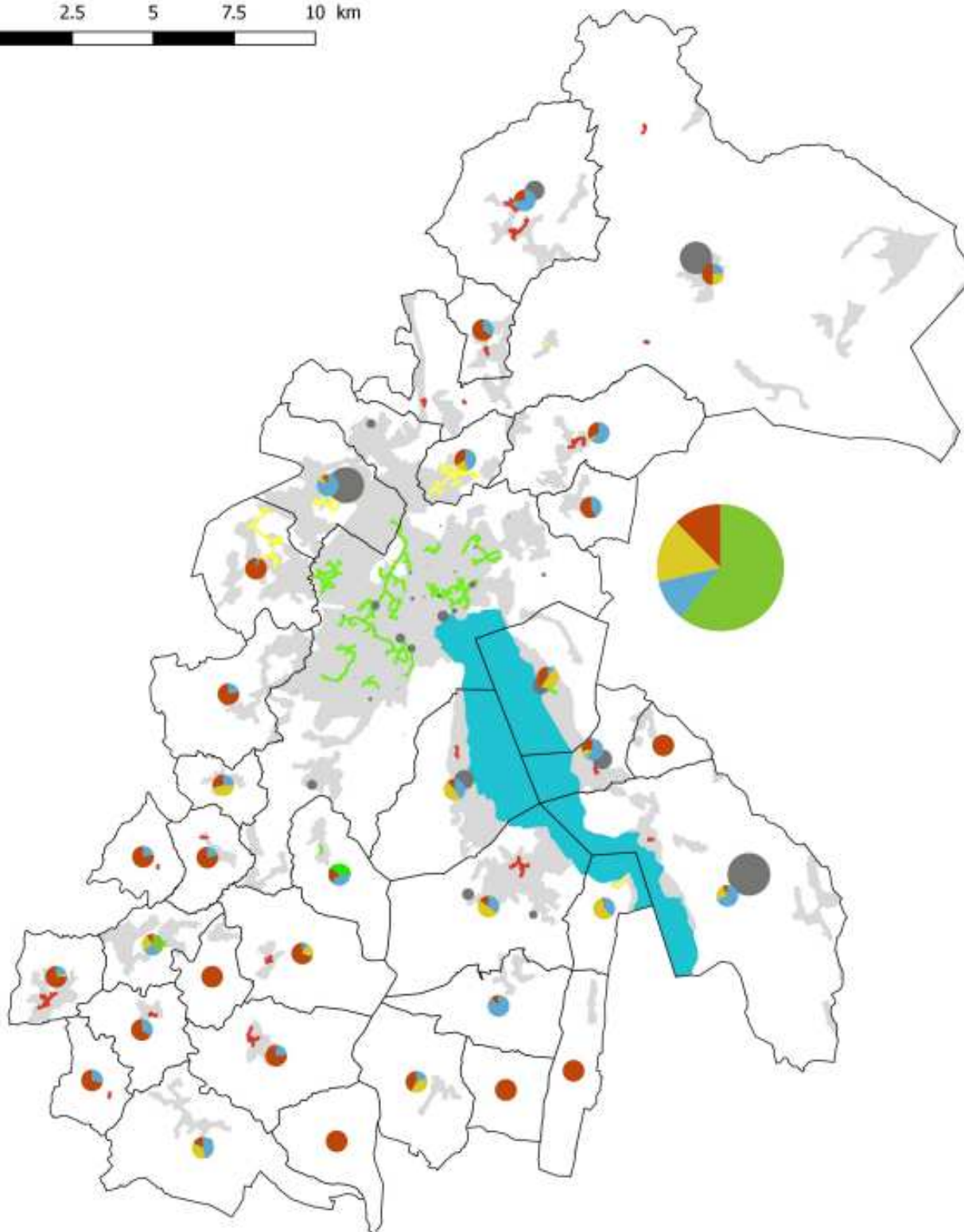
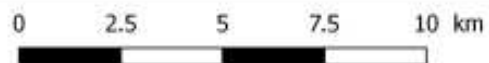


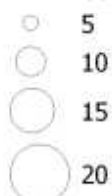
Figure 21 : Carte de synthèse des enjeux sur le vecteur chaleur-Ginger BURGEAP 2021

Vecteur thermique

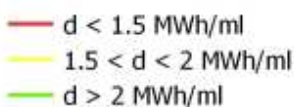
— Réseaux de chaleurs existants

Consommation de fioul dans le bâti par maille IRIS

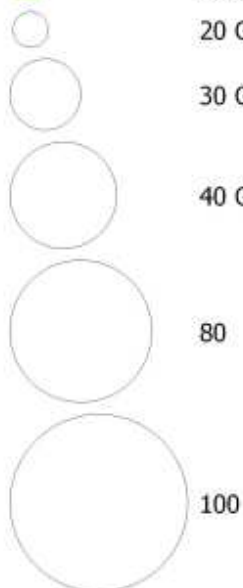
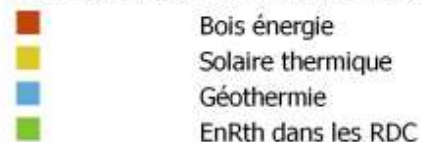
■ Consommation de fioul en GWh/an



Projets d'extension et de créations de réseaux de chaleur par densité énergétique



Synthèse potentiel ENRth par commune



6. Impact environnemental du Schéma Directeur des Energies

Dans ce chapitre, on examine les impacts de la mise en œuvre du Schéma Directeur des Energies sur l'environnement, celui-ci étant considéré comme composé de 13 segments couramment adoptés dans les études environnementales. Les impacts sont définis en 7 classes.








6.1 Segments pris en considération

Le tableau ci-dessous passe en revue les impacts potentiels de la mise en œuvre du SDE sur l'environnement, décomposé selon 13 segments :










- Sols
- Hydrographie et ressources en eaux
- Ressources non-renouvelables
- Ressources renouvelables
- Climat, air et émissions de GES
- Occupation du sol
- Paysages
- Habitats naturels protégés (dont Natura 2000)
- Trame verte et bleue, corridors écologiques
- Population et risques sanitaires
- Parc bâti
- Activités économiques
- Infrastructures de transport

6.2 Classes d'impacts

Les impacts sont qualifiés comme suit :

	Impact positif fort
	Impact positif moyen
	Impact positif léger
	Impact neutre
	Impact négatif léger
	Impact négatif moyen
	Impact négatif fort

6.3 Résultats

Segment	Points caractéristique de l'état environnemental	Remarque	Impact
SOLS	Des sites aux sols pollués par l'industrie	Pas d'impact du SDE identifié	
	Des communes en risque de mouvement de terrain	Pas d'impact du SDE identifié	
Hydrographie et ressources en eaux	Bonne Qualité des eaux souterraines	Multiplication de la géothermie sur nappe	
	Risque inondation pour 11 communes	Pas d'impact identifié	
	Qualité des eaux de surface moyenne	La sortie du fioul réduit la pollution par hydrocarbures	
	Disponibilité en eaux	L'hydroélectricité peut contribuer à la régulation	
Ressources non-renouvelables	2 carrières en exploitation	Sobriété, réemploi	
Ressources renouvelables	Une forêt productive et une forte consommation.	Augmentation des prélèvements mais optimisation des filières	
	Des matières majoritairement importées	Augmentation de la valorisation locale de matière	

Segment	Points caractéristique de l'état environnemental	Remarque	Impact
	Un taux d'EnR moyen	Augmentation de la part d'énergie renouvelable	■ ■ ■
Climat, air et émissions de GES	Des émissions de GES	Le SDE décarbone le mix.	■ ■ ■
	Émissions de polluants atmosphériques	Pour le chauffage bois, réduction des émissions unitaires mais augmentation du nb d'émetteurs	■
		Réduction des émission du fioul, des transports	■ ■ ■
Occupation du sol	Taux de couvert arboré élevé, particulièrement sur les massifs. Part de l'espace agricole inférieure à la moyenne nationale, et centrée sur l'élevage bovin	Pas d'impact du SDE identifié sur ce segment	■
Paysages	Paysage alpin remarquable	Les installations EnR de grande ampleur (méthaniseur, grand PV peuvent modifier négativement le paysage)	■
Habitats naturels protégés (dont Natura 2000)	Des sites classés ZNIEFF, Natura2000, ZICO, 2 arrêtés de protection du biotope, une réserve naturelle nationale	Pas d'impact du SDE identifié sur ce segment	■
Trame verte et bleue, corridors écologiques	Une trame bleue concentrée sur le Lac d'Annecy et ses affluents, ainsi que le Fier et ses affluents	Pas d'impact du SDE identifié sur ce segment	■
Population et risques sanitaires	Population en croissance démographique	Concilier attractivité et réduction des consommations	■ ■
	Taux de vieillissement supérieur à la moyenne nationale	Pas d'impact du SDE identifié sur ce segment	■

Segment	Points caractéristique de l'état environnemental	Remarque	Impact
	Risques sanitaires accrus du fait du changement climatique	Climatisation et consommation énergétique	■
Parc bâti	Forte proportion d'appartements (69%)	Pas d'impact du SDE identifié sur ce segment	■
	Logements moyennement anciens	SDE-PCAET-SPPEH peuvent conjointement contribuer à accélérer la rénovation du parc privé	■ ■
	Premier poste de consommation d'énergie	SDE-PCAET-SPPEH peuvent conjointement contribuer à la baisse de consommations	■
Activités économiques	Une économie majoritairement basée sur les services (50% des emplois) 44 zones d'activités (735 hectares)	Pas d'impact du SDE identifié sur ce segment	■
	Une industrie bien représentée,	Enjeu de récupération de chaleur	■
	270 exploitations agricoles (709 emplois) dont 85% pour l'élevage de bovins	Enjeu méthanisation	■
	Un important bassin d'emploi pour la sylviculture (1 600 emplois). Mélange de feuillus et de conifères.	Enjeu pour le bois-énergie	■ ■ ■
	Un tourisme conséquent, avec 10 millions de visiteurs annuels (environ 7 000 emplois)	Les mobilités propres peuvent être bénéfiques au tourisme	■
Infrastructures de transport	Une part modale piétonne élevée (18%)	L'amélioration de la qualité de l'air contribue à un contexte favorable au mode doux	■

Segment	Points caractéristique de l'état environnemental	Remarque	Impact
	Une importante dépendance à la voiture	Le SDE agit directement contre la dépendance au pétrole	■ ■ ■
	Une autoroute traversant le territoire sur le côté ouest	Forte consommation locale touchées marginalement par le développement du GNV	■ ■
	132 km d'aménagements cyclables	L'amélioration de la qualité de l'air contribue à un contexte favorable au mode doux	■
	15,8 millions de voyageurs en 2016 sur les nombreuses lignes urbaines et interurbaines	Pas d'impact du SDE identifié sur ce segment	■
	3 gares dont celle d'Annecy, sans lignes à grande vitesse	Pas d'impact du SDE identifié sur ce segment	■
	Un aéroport, orienté vers l'aviation d'affaires et de loisirs	Pas d'impact du SDE identifié sur ce segment	■
	Un réseau d'autopartage en développement, avec plusieurs IRVE installées	Le SDE agit directement sur l'essor des IRVE	■ ■ ■

Tableau 6 : Détail des impacts de la mise en œuvre du PCAET et du SDE sur l'environnement. Ginger BURGEAP 2021

On relève une forte proportion d'impacts positif (7 impacts très positifs, 4 impacts positifs moyens et 9 impacts positifs légers) ainsi que 13 impacts neutres.

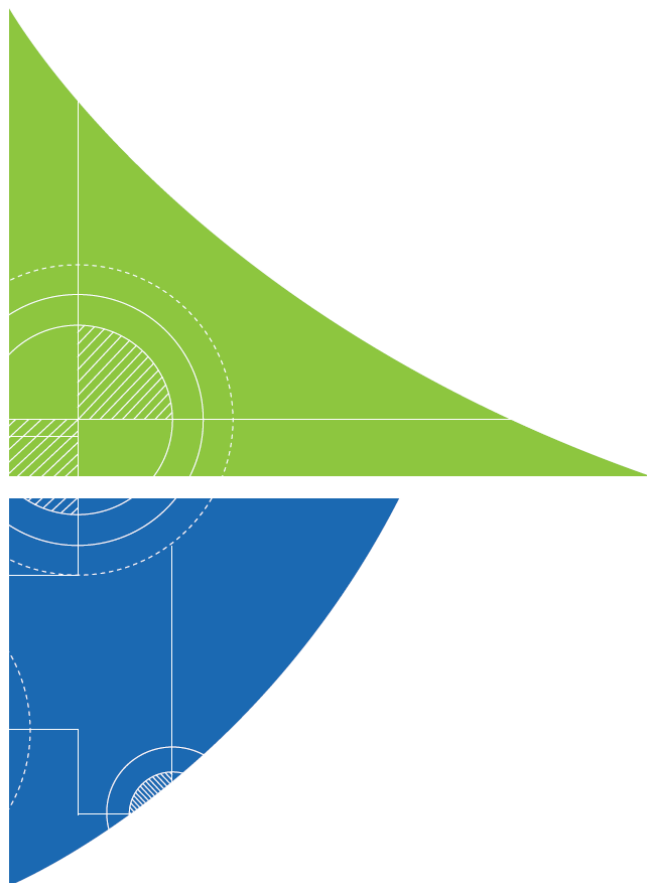
Les trois points d'alertes concernent :

- La qualité de l'air car pour le chauffage bois, il y aura des réductions des émissions unitaires mais augmentation du nb d'émetteurs ;
- Le maintien de la bonne qualité des eaux souterraines en cas de massification de la géothermie sur nappe ;
- L'impact paysager des installations EnR de grandes ampleurs (méthaniseur, panneaux photovoltaïques...).

7. Conclusion

- D'après les potentiels identifiés, il est possible de mobiliser sur le territoire des EnR permettant d'atteindre les objectifs à 2030 énoncés par le PCAET.
- Ces objectifs peuvent être atteints sans développer la géothermie profonde, et sans développer de photovoltaïque au sol (hors ombrière). Ces choix politiques exprimés en juillet 2021 impliquent les 5 axes stratégiques à savoir :
 - (1) Mobiliser 20% du potentiel photovoltaïque du territoire,
 - (2) Substituer les consommations de produits pétroliers dans les bâtiments,
 - (3) Faciliter le développement des alternatives aux carburants fossiles,
 - (4) Engager les projets de réseau de chaleur de plus de 1,5 MWh/ml et
 - (5) Doubler la production de biogaz issue des ressources du territoire.
- La transition énergétique définie par le PCAET et le SDE d'ici 2030 ne nécessite pas d'investissements conséquents dans les réseaux de gaz et d'électricité.
- Les économies de factures énergétiques pour les habitants et entreprises de territoire seraient supérieures à 200 millions d'euros par an.
- La mise en œuvre du SDE et du PCAET auraient un impact potentiel sur l'environnement très largement positif.
- Les actions selon ces 5 axes forts devront être croisées avec les stratégies d'aménagement-construction et d'action sociale.
- La feuille de route viendra définir les modalités de mise en œuvre avec définition de coûts, de délais et de porteurs des actions.

ANNEXES



Annexe 1. Prospective nouveaux RCU possibles sur la ville d'Annecy

Eepos 05/10/2021

Secteurs		Besoins abonnés GWh	Commentaires faisabilité	Investissement M€	Subventions	Prix de la chaleur € HT / MWh
Novel	Ext°. Sud dans périmètre actuel DSP	6.7	. Nécessite de traverser la rocade (2*2 voies)	4	50%	+3% par rapport au prix actuel pour équilibrer le R1 (hors baisse potentielle du R2 liée aux extensions)
	Ext°. Nord Est	3	. pas de difficulté			
	Ext°. Sud Est	31 à 34 (hors rénovation)	. pas de difficulté technique . nécessité de revoir le périmètre de la DSP . Commercialisation importante . Possibilité d'éviter d'investissement dans une nouvelle chaufferie bois si d'importantes opérations de rénovation énergétiques sont réalisées sur les logements			
Seynod (hors av. Aix)	Ext°. 27è BCA	10.6	. pas difficulté technique . Étudier conventionnement pour intégration au réseau de la chaufferie de l'Armée	4 à 20 selon périmètre retenu	30 à 50%	75 à 79
	Ext°. SNR	6.2	. Ajustement du prix pour usage différent par rapport aux autres abonnés du réseau pour rendre attractif le raccordement			
	Trois Fontaines	12.2	. À raccorder si le réseau s'étend vers Colline de Gévrier . Forte évolution à venir sur le volet urbanisation, à suivre . Traversée de l'avenue d'Aix			
	Colline de Cran	10	. peut être intégré au secteur Fier ou à l'extension de Seynod . A raccorder à Seynod si le quartier 3 Fontaines offre suffisamment d'abonnés engagés à se raccorder . Dénivelé à prendre en compte pour le dimensionnement des équipements de distribution . Si intégration à Seynod : nécessite un élargissement important du périmètre de la DSP ou accord d'export de chaleur			

	Secteur Fier	59 à 65 selon le périmètre retenu	<ul style="list-style-type: none"> . Nécessite des études approfondies sur les risques sismiques (BRGM), puis sur la réalisation d'un forage pour connaître les ressources réelles . Fier à traverser + Export de chaleur nécessaire pour raccorder l'hôpital (Epagny) . Export de chaleur à envisager vers Novel si ressource importante (voie ferrée à traverser + Av. de Genève) 	35		
	Centre	18 chaud + 7 froid	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de difficulté technique . Réseau non prioritaire afin d'attendre des campagnes de rénovation énergétiques importantes et baisser les régimes de températures réseau (technologie boucle d'eau sur le lac + PAC) 			71€ chaud et 50€ froid
	Meythet	15	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de difficulté technique . Pas de liaison envisagée avec le secteur Fier du fait de l'éloignement et de l'autoroute à traverser 	8.5	50%	82 €
	Anncy le Vieux	11	<ul style="list-style-type: none"> . Pas de difficulté technique . Réseau prioritaire du fait de la volonté de l'Université SMT d'équiper certains de ses bâtiments au bois énergie . Pas de liaison envisagée avec Novel du fait de la distance et de la différence d'altimétrie 	5.9	50%	80 €
	Passerelles		<ul style="list-style-type: none"> . Fin du contrat d'exploitation en 2024 : démarche de la Ville d'Annecy afin que la copropriété lui rétrocède le réseau 			

Annexe 2. Récapitulatif des projets de RCU sur le Grand Annecy

Epos 22/10/2021

Légende :

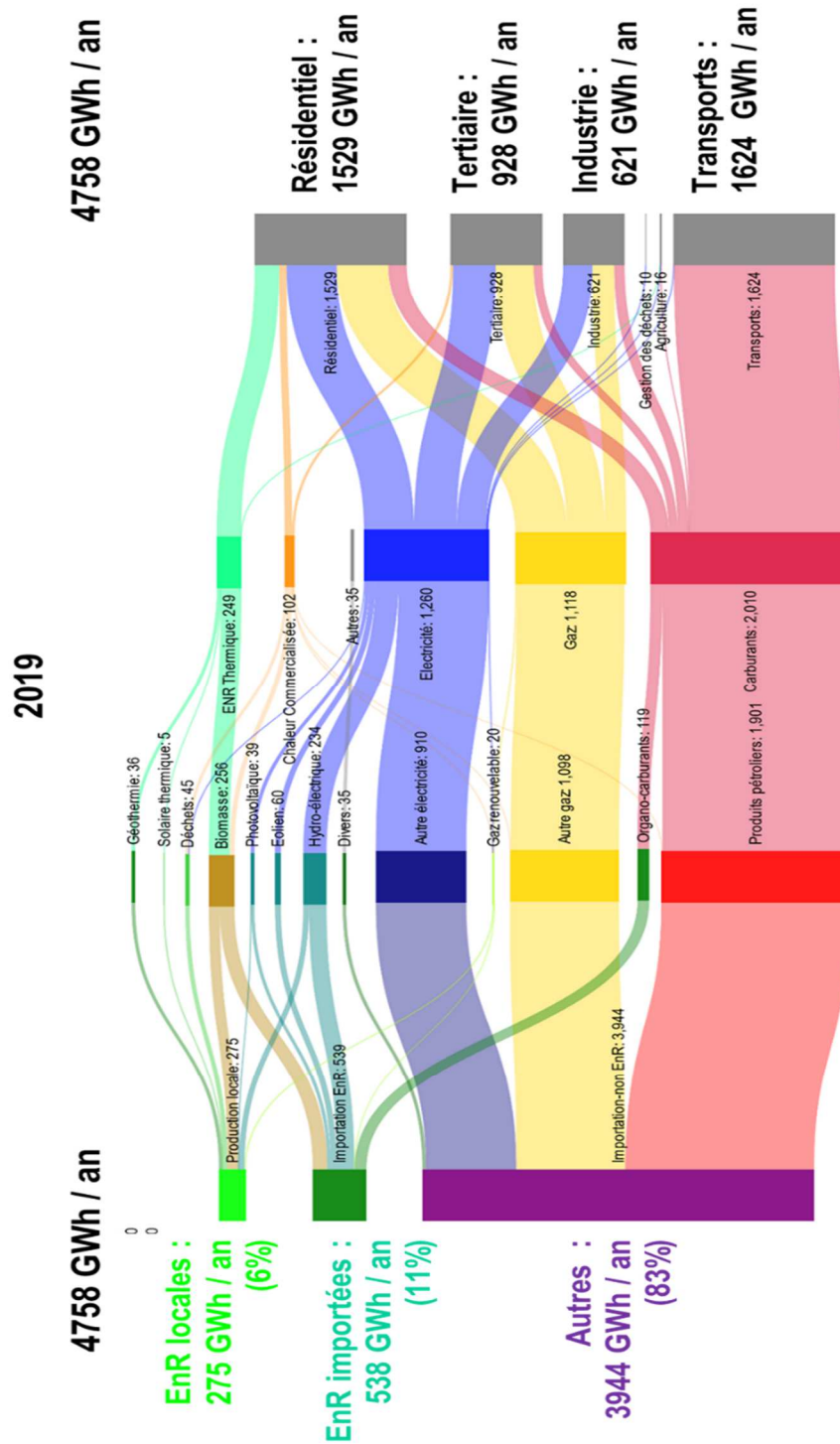
chaufferie bois en place
étude faisabilité réalisée
étude de potentiel réalisée
étude Tepos

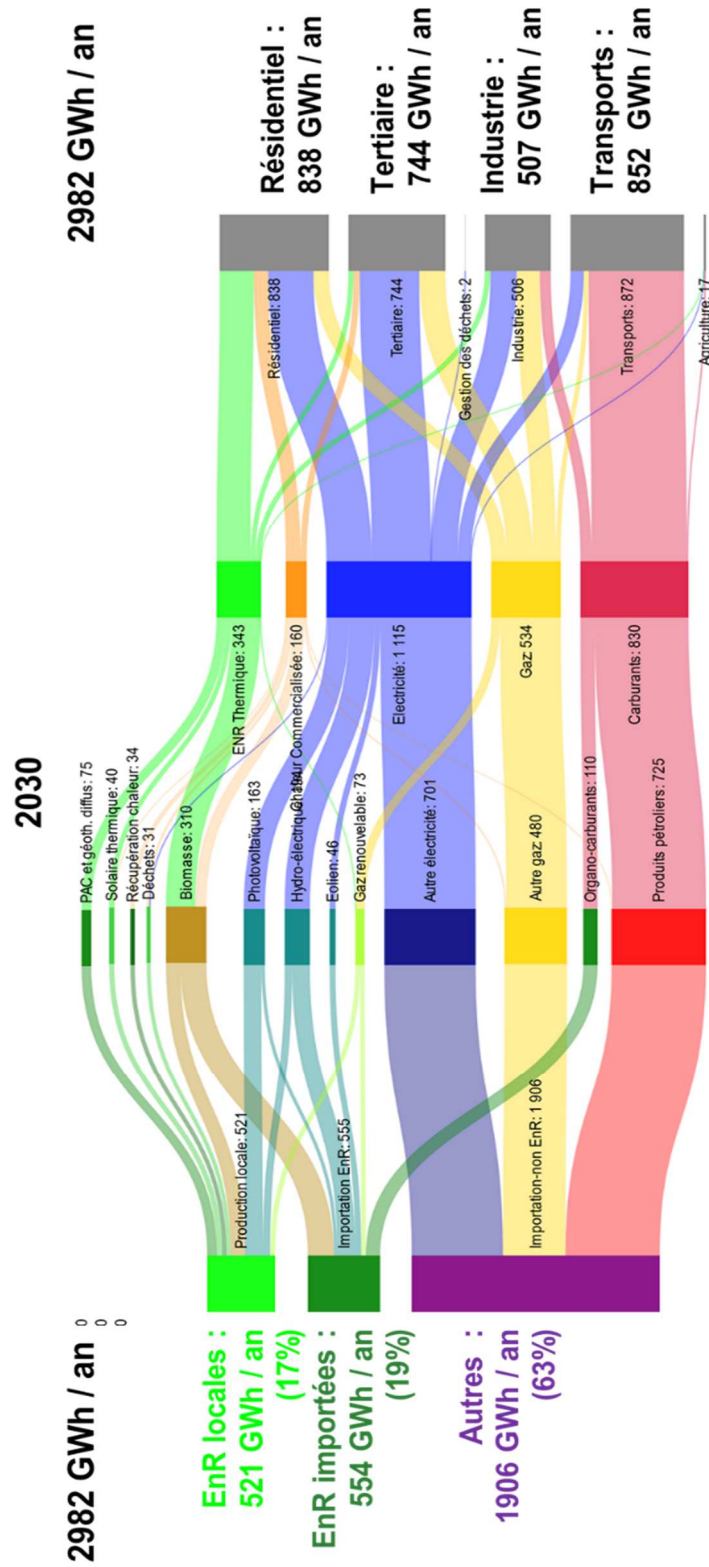
$d > 2$ MWh/ml
$2 > d > 1.5$ MWh/ml
$d < 1.5$ MWh/ml

Commune	Besoins (MWh)	Densité (MWh/ml)	Puissance totale (kW)	Puissance Chaudière bois	Longueur réseau (ml)
Alby sur cheran	523	2,9	309	150	182
Alby sur Chéran Marantins	973	5,7	555	330	171
extensions Novel	41 535	4,6			9000
extensions Seynod	28 872	3,4			8500
Annecy Fier	65 300	5,3	39 180		15000
Annecy Centre	24 303	6,1			4000
Annecy secteur Meythet	17 500	3,5	12 000		6000
Annecy secteur Acy le Vieux	10 750	3 à 4	6 000		3000
Argonay	6 500	1,5	Entre 3 200 et 5 500 kW	Entre 2 600 et 4 200 kW	
Bluffy	-	-	-	-	-
Chainaz les frasses	284	1,4	158	95	200
Chapeiry	280	1,2	286	120	226
Charvonnex	379	0,8	243	120	510
Chavanod	1500	pas un seul réseau mais 2 à 3 mini réseaux			
Cusy	extension 230 MWh	1,1			
Duingt	1260	1,8	750	350	706
Epagny-metz-tessy	2500 à 8000	1,8	622	1800	4600
Evires	215	0,7	200	85	338
Groisy	1987	1,2	1081	560	1658
	850	1	596	360	840
Gruffy	1285	0,9	866	520	1415
Hery sur alby	379	0,7	385	150	533
La Chapelle Saint Maurice	-	-	-	-	-
Les Ollieres	178	1,8	124	74	100
Leschaux	-	-	-	-	-
Menthon-Saint Bernard	461	0,8	356	150	660
Montagny les lanches	160	1,9	130	150	90
Mures	186	0,5	118	70	355
Naves parmelan	-	-	-	-	-
Poisy	1500 à 6000	1,9 à 1,4	1040	500	770
Quintal	1 150	3,5	850	400	329
Saint Eustache	-	-	-	-	-
Saint Felix	2306	1,3	1325	800	1724
Saint Jorioz	2126	0,8	1334	590	2657
Saint Martin Bellevue	74	0,7	68	30	100
	410	1,2	260	120	378
Saint Sylvestre	133	1,1	134	60	120
Sevrier	614	1,42	411	154	433
Talloires-montmin	280	1,4	234	104	200
Thorens Glières	extensions 675				
Veyrier du lac	1314	2	1175	442	656
Villaz	1860	1,1	1343	580	1019
Viuz la Chiesaz	496	0,7	339	160	680
Total	193 à 207 GWh				

Commune	Investissement (k€HT)
Alby sur cheran	378
Alby sur Chéran Marantins	714
extensions Novel	6000
extensions Seynod	5 à 22 000 selon périmètre retenu
Annecy Fier	35000
Annecy Centre	
Annecy secteur Meythet	9100
Annecy secteur Acy le Vieux	6400
Argonay	4760
Chainaz les frasses	267
Chapeiry	342
Charvonnex	451
Chavanod	
Cusy	
Duingt	1002
Epagny-metz-tessy	1620
Evires	315
Groisy	1798
	1046
Gruffy	1594
Hery sur alby	535
Les Ollieres	185
Menthon-Saint Bernard	582
Montagny les lanches	308
Mures	282
Poisy	1328
Quintal	948
Saint Felix	2265
Saint Jorioz	2542
Saint Martin Bellevue	103
	400
Saint Sylvestre	172
Sevrier	506
Talloires-montmin	296
Thorens Glières	
Veyrier du lac	1210
Villaz	1617
Viuz la Chiesaz	604
Total	90 à 112 000 k€ selon scenarii

Annexe 3. Diagrammes de flux avant et après mise en œuvre du SDE





Annexe 4. Hypothèses des coûts de l'énergie en 2030 (valeur 2021)

POUR LA CONSOMMATION D'ÉNERGIE

Énergie €/MWh	—						Énergie €/MWh	Transport routier	Autres transports
	Agriculture	Résidentiel	Tertiaire	Industrie	Industrie de l'énergie	Gestion des déchets			
Fioul	61,5	76,9	73,1	41,6	41,6	41,6	Gazole	117,4	117,4
Gaz naturel	54,0	78,0	54,0	37,3	37,3	37,3	Essence	140,6	140,6
Electricité	142,2	189,9	142,2	84,6	84,6	84,6	GPL	116,4	116,4
Bois énergie	26,4	33,0	26,4	26,4	26,4	26,4	GNR	69,0	69,0
Charbon	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	Kérosène	31,0	31,0
Agro- carburants	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	GNV	84,0	84,0
							Biogaz véhicule	34,01	34,1
							Agro- carburants	71,0	71,0

POUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE

Énergie €/MWh	
Chaleur	103,1
Électricité	118,1
Biocarburant (gaz)	80,0