







Cogénération en fin de tarifs : quelles solutions ?

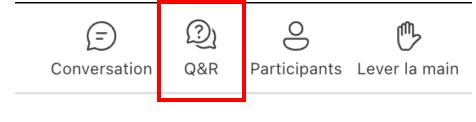
Webinaire du 17 octobre - 13h

Intervenants:

Stéphanie MODDE – VP Transition écologique Région Bourgogne-Franche-Comté Jean-Luc SAUBLET – Directeur régional délégué ADEME Bourgogne-Franche-Comté David CHAUVIN - Chargé de développement Biométhane Bourgogne & Jura Thomas FILIATRE – Chargé de projets méthanisation SOLAGRO

Quelques règles pour le webinaire

- Avant de commencer le webinaire, penser à actualiser vos **Prénom, NOM** et Structure pour être mieux identifié lors des échanges
- Audio
 - Seuls les intervenants peuvent prendre la parole
 - Vous pouvez adresser vos questions et remarques par écrit
- Poser une question aux intervenants
 - Utilisez l'interface « Q&R » en haut de l'écran
 - Limitez vos questions à 1 ou 2
- Signaler un problème technique
 - Utilisez l'interface « Conversation » en haut de l'écran





L'ensemble des éléments présentés aujourd'hui seront mis en ligne dans les jours qui viennent sur le site : www.methabfc.fr









Cogénération en fin de tarifs : quelles solutions ?

Webinaire du 17 octobre - 13h

Intervenants:

Stéphanie MODDE – VP Transition écologique Région Bourgogne-Franche-Comté Jean-Luc SAUBLET – Directeur régional délégué ADEME Bourgogne-Franche-Comté David CHAUVIN - Chargé de développement Biométhane Bourgogne & Jura Thomas FILIATRE – Chargé de projets méthanisation SOLAGRO









Introduction de Stéphanie MODDE Région Bourgogne-Franche-Comté

Programme

- Etats des lieux
 Les différents contrats
 La durée des contrats
- Quelles solutions pour l'après contrat ?
 Les différents scénarii
 L'étude de Solagro
- Le cas de l'injection, intervention de GRDF
- Temps de réponse aux questions



Contexte

- La cogénération est la valorisation énergétique historique du biogaz
- Des installations de tailles variées (de quelques dizaines de KWelec à plusieurs centaines)
- Au-delà de la production électrique c'est aussi une source de chaleur renouvelable
- La méthanisation est aussi un outil agricole (gestion des effluents, accès à de l'azote minéral via le digestat...)



Les différents contrats

- Arrêté du 3 octobre 2001 : Contrat dit BG 01 durée initiale : 15 ans
- Arrêté du 10 juillet 2006 : Contrat dit BG 06 durée initiale : 15 ans
- Arrêté du 19 mai 2011 : Contrat dit BG 11 durée initiale : 15 ans
- Arrêté du 13 décembre 2016 : Contrat dit BG16 durée initiale : 140 000 h

Les contrat dits BG 06 et BG 11 se sont vu offrir la possibilité de signer un avenant à leur contrat pour porter leur durée à 20 ans.

Mais avec des conditions sur les nombres d'heure de fonctionnement pleine puissance



Les BG 06 et BG 11 disposent de conditions pour 5 ans de plus

 Les sommes versées au producteur dans le cadre du contrat sont plafonnées à un nombre d'heures de fonctionnement <u>en équivalent pleine puissance</u> à partir de la seizième année d'effet du contrat.

Ce nombre heures annuelle est fixé à :

- ✓ 7 500 heures par an pour une installation dont la puissance électrique est inférieure ou égale à 250 kW;
- ✓ 6 500 heures par an pour une installation dont la puissance électrique est comprise entre 250 kW et 500 kW;
- ✓ 5 500 heures par an pour une installation dont la puissance électrique est supérieure ou égale à 500 kW.

Au-delà de ce nombre d'heures l'électricité est vendue au prix de marché



Et si je veux arrêter mon installation?

Un risque peut concerner les sites dont les producteurs décideraient de ne pas laisser leur contrat d'achat aller jusqu'à leur terme et de le résilier de manière anticipée : le risque de versement d'indemnités à EDF Agence Obligation d'Achat en qualité d'acheteur légal pour certains sites, en fonction de la date de la résiliation et du type de contrat d'électricité souscrit.

Selon l'arrêté tarifaire, il est imposé au producteur le versement d'une indemnité au profit de l'acheteur légal (EDF-Agence Obligation d'Achat) :

- Arrêté du 3 octobre 2001 : Les conditions générales du contrat BG01 prévoient le versement d'une indemnité en leur article XII (selon la version BIOG04- 03v2) ;
- Arrêté du 10 juillet 2006 : ce contrat dit BG06 ne prévoit pas, dans ses conditions générales disponibles, de versement d'indemnité en cas de résiliation.
- Arrêté du 19 mai 2011 : les conditions générales du contrat dit « BG11 » prévoient en leur article XIV-3 le versement d'une indemnité.
- Arrêté du 13 décembre 2016 : Contrats dits « BG16 », l'article XII.3 des conditions générales (version BG16-V2.0.0 disponible) prévoit le versement d'une indemnité.



Et après le contrat d'achat

- En l'état des textes réglementaires, une installation ayant bénéficié d'un tarif d'achat, ne peut prétendre à un nouveau tarif d'achat
- La pérennisation des installations passe donc par un dispositif « extra-budgétaire »
- Une étude a été conduite par Solagro, financée en 2022 par











Dont la mise à jour en 2024 a été financée par







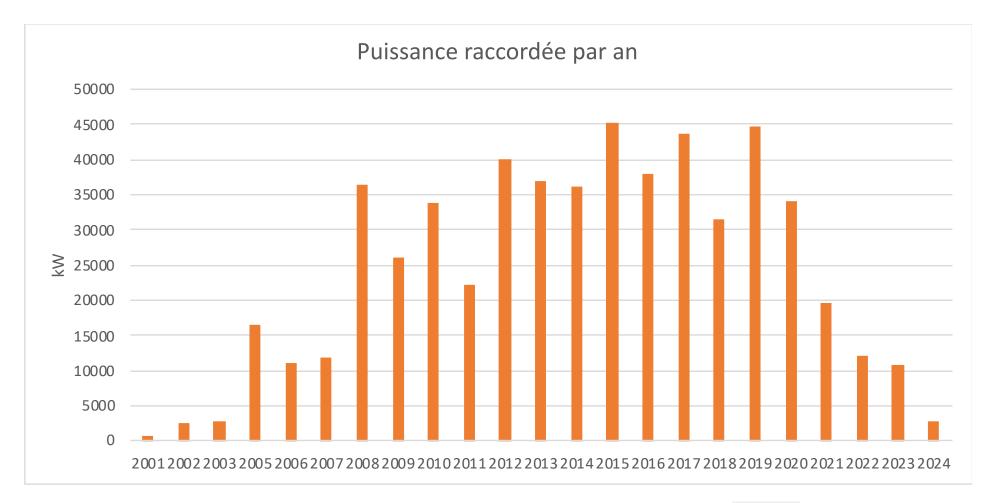
Et après le contrat d'achat

Sommaire

- Etat des lieux
- Les cas types
- Les hypothèses de modèles économiques
- Les scénarii de valorisation étudiés
- Conclusion



Etat des lieux – Puissance raccordée par année en cogénération













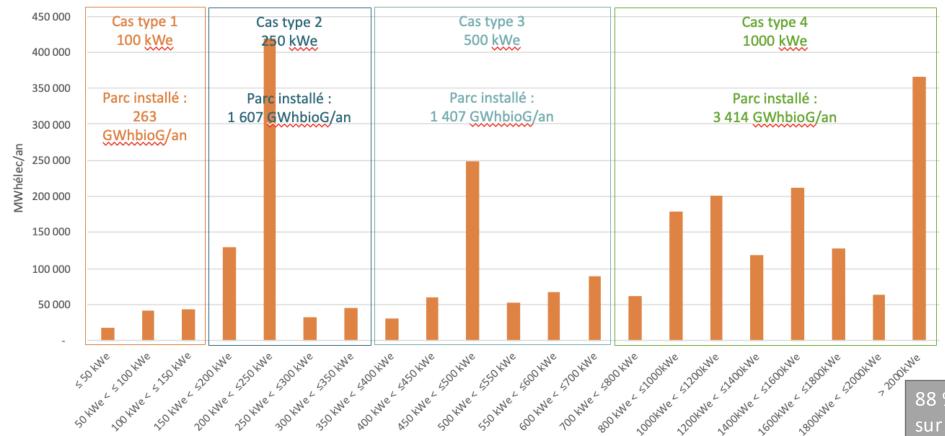






Etat des lieux – Energie produite par le parc existant

















88 % des unités sont situées sur une commune à moins de 5km de distance d'une commune raccordée au réseau de distribution du gaz

Les cas types

- Sur la base de l'état des lieux, 4 cas types principaux sont modélisés:
 - 100 kW élec
 - 250 kW élec
 - 500 kW élec
 - 1 000 kW élec

Pour chacun, 2 options de gisement sont modélisées, l'une à forte base effluent (EFF), l'autre plus végétale (VEG), sauf pour le 1 000 kW élec ou la variante végétale est plutôt de type biodéchets (VEG BIOD).

- Des équipements à changer quels que soient les scénarios
- La remise en état, pour repartir pour la même durée d'exploitation représente 21% des coûts d'investissements initiaux (actualisés avec les prix 2024), hors valorisation du biogaz

















Hypothèse du modèle économique

- L'objectif est de calculer la valeur à laquelle doit être vendue le gaz ou l'électricité pour que l'installation puisse perdurer en tenant compte du coût de renouvellement de l'installation. Pour cela plusieurs hypothèses ont été retenues :
 - Durée d'analyse économique sur 15 ans, afin de pouvoir comparer aux tarifs actuels
 - Le TRI cible est de 6% après impôt et taxes, afin de rendre les projets finançables par emprunt bancaire
 - Inflation de 1% sur les charges, 0,7% sur la vente d'électricité ou de gaz, hypothèses retenues par l'ADEME
 - Taux de fond propre : 10% ; emprunt bancaire 4,8% sur 13 ans,
 - Pas de subvention à l'investissement.
 - Un achat d'électricité par l'installation pour son fonctionnement à 120 €/MWh, prix moyen constaté actuellement
 - Pas d'augmentation de puissance, pour ne pas biaiser l'analyse
 - Les hypothèses de marché pour les années à venir sont les suivantes (prix de la molécule ou de l'électron)

€/MWh	€/MWh
Prix d'achat de l'électricité	120
Prix de gros (spot) Gaz (moyenne 2012 -2023)	31
Prix de gros (spot) Electricité (moyenne 2012 -2023)	71













Scénarii de valorisation étudiés

- Les scénarii de valorisation suivants sont étudiés :
 - Poursuite de la cogénération sur la base du même fonctionnement qu'aujourd'hui
 - Conversion en biométhane
 - Poursuite de la cogénération et ajout d'une station GNV (hors réseau)
 - Cogénération fonctionnant uniquement aux heures de pointe
 - Cogénération et injection
 - GNL
 - Gaz porté

















Poursuite de la cogénération

- L'installation poursuit son fonctionnement actuel. Deux modélisations sont réalisées:
 - A. Sans valorisation de la chaleur
 - B. Avec vente de 50% de la chaleur disponible après besoin process à 20 €/MWh
- Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:
 - Nouveau cogénérateur
 - Compteur thermique
 - Pompe circulation eau chaude

Sc A

Sc B

Electricité





Chaleur



Biométhane

GNV

SC A: pas de <u>valo</u> chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)	613	1 169	979	1 941	1 625	3 2 1 7	2 761
Charges d'exploitation (k€ / an)	120	290	340	560	630	1 170	1 190
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)	242	200	225	188	202	186	177
Electricité vendue (MWh)	770	2 010	2 010	4 020	4 020	8 040	8 040
Chaleur vendue (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
Biométhane vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
GNV vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0

	400 555	000 000	252 1/52	500 FFF	E00 1/E0	4000 555	4000 0100
SC B: avec valo chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)	620	1 179	989	1 960	1 644	3 251	2 809
Charges d'exploitation (k€ / an)	130	300	340	560	630	1 170	1 200
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)	232	192	215	179	193	179	168
Electricité vendue (MWh)	770	2 010	2 010	4 020	4 020	8 040	8 040
Chaleur vendue (MWh)	390	910	960	1 760	1 930	2 700	3 960
Biométhane vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
GNV vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0











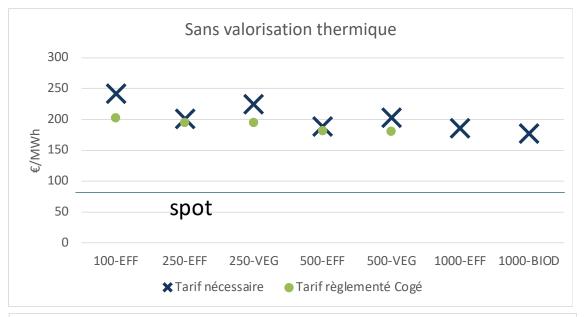


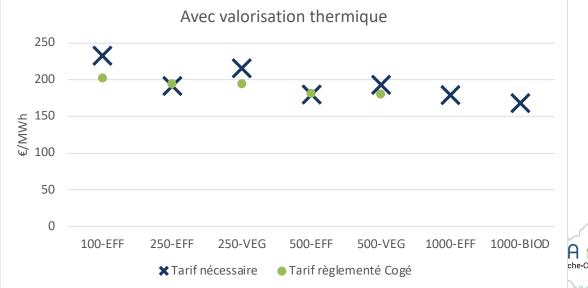




Poursuite de la cogénération

- Le tarif nécessaire pour atteindre la rentabilité souhaitée est légèrement supérieur ou égale au tarif en vigueur (base 2024).
- La valorisation de la chaleur permet de baisser d'environ 9 €/MWh le tarif d'achat de l'électricité











Production de biométhane

• L'installation arrête la cogénération et bascule en injection, dans ce cas-là il n'y a pas nécessité de poursuivre la valorisation de la chaleur, une part du biogaz sera détournée en chaudière pour chauffer le digesteur. Si l'installation souhaite continuer à valoriser de la chaleur, une valorisation mixte sera étudiée (cf autre scénario). Deux scénarios sont modélisés:

A. Injection sur le réseau de distribution : 7kmB. Injection sur le réseau de transport : 100m

- Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:
 - Epurateur, chaudière
 - Etude et raccordement réseau
 - Automate
 - Poste d'injection

SC A: injection réseau distribution	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)		2 000	1 834	2 876	2 572	4 145	3 673
Charges d'exploitation (k€ / an)		390	440	660	730	1 280	1 310
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)		108	113	89	92	87	78
Electricité vendue (MWh)							
Chaleur vendue (MWh)							
Biométhane vendu (MWh)		5 310	5 530	10 520	10 890	19 160	20 690
GNV vendu (MWh)							

SC B: injection réseau transport	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)		2 324	2 159	3 229	2 927	4 527	4 058
Charges d'exploitation (k€ / an)		400	450	680	760	1 320	1 350
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)		112	117	92	94	89	80
Electricité vendue (MWh)							
Chaleur vendue (MWh)							
Biométhane vendu (MWh)		5 310	5 530	10 520	10 890	19 160	20 690
GNV vendu (MWh)							

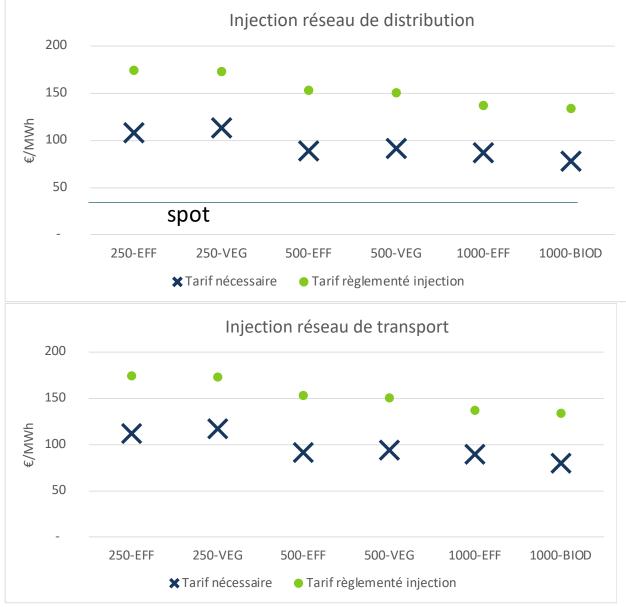






Production de biométhane

 La conversion d'ancienne unité en cogénération pour de l'injection de biométhane dans le réseau permet des coûts de production d'environ 56€/MWh_{PCS} plus faible que les tarifs en vigueur pour les installations neuves.









Cogénération flexible

- L'installation poursuit son fonctionnement en cogénération mais investit dans un second moteur de taille équivalente au premier. Les moteurs ne fonctionnent que 12h par jour, sur les heures de pointe, les 12 autres heures, le biogaz est stocké dans le gazomètre.
- Deux modélisations sont réalisées:
 - A. Sans valorisation de la chaleur
 - B. Avec vente de 50% de la chaleur disponible après besoin process à 20 €/MWh
- Les investissements spécifiques au mode de valorisation sont les suivants:
 - 2 moteurs 100% de la P primaire
 - Gazomètre
 - Ballon tampon pour la chaleur

SC A: pas de valo chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)	798	1 529	1 339	2 560	2 243	4 250	3 795
Charges d'exploitation (k€ / an)	130	300	350	570	640	1 180	1 200
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)	278	228	252	210	224	204	195
Electricité vendue (MWh)	760	2 000	2 000	4 000	4 000	8 000	7 990
Chaleur vendue (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
Biométhane vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
GNV vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0

SC B: avec <u>valo</u> chaleur	100-EFF	250-EFF	250-VEG	500-EFF	500-VEG	1000-EFF	1000-BIOD
Investissement (k€)	805	1 539	1 349	2 578	2 263	4 285	3 843
Charges d'exploitation (k€ / an)	130	300	350	570	640	1 190	1 210
Prix à atteindre pour TRI 6% (€/MWh)	241	200	205	181	186	177	170
Electricité vendue (MWh)	760	2 000	2 000	4 000	4 000	8 000	7 990
Chaleur vendue (MWh)	390	910	960	1 760	1 930	2 700	3 960
Biométhane vendu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0
GNV yandu (MWh)	0	0	0	0	0	0	0



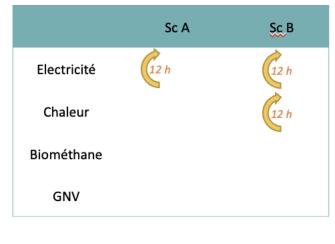










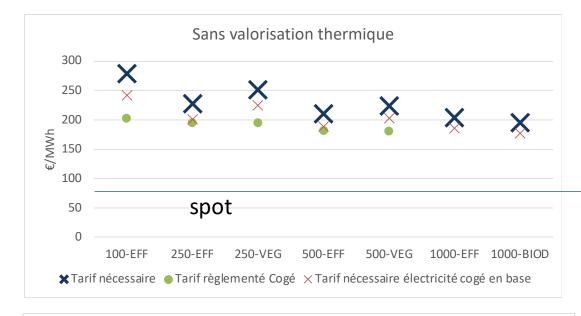


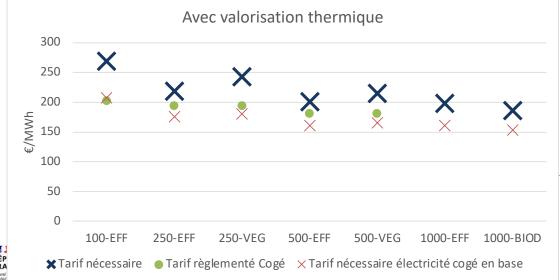




Cogénération flexible

- En moyenne, sur le marché spot, la différence de coût entre le prix moyen de l'électricité sur 24h et le prix moyen sur les 12h les plus chères est de 10 €/MWh.
 - La mise en place de flexibilité sur la production d'électricité engendre des surcoûts qui sont aujourd'hui trop importants pour être compensés par la différence de coût sur le marché entre la pointe et la base.











Conclusion de l'étude

- Quels que soient les scénarii, les installations ne pourront pas perdurer au tarif de marché de l'énergie constaté ces derniers années. Ceci étant principalement lié aux charges de fonctionnement des installations.
- Un maintien en cogénération passera par des tarifs de vente proches des tarifs actuels.
- Une sécurité du mécanisme sur 15 ans est nécessaire, cela sécurise à la fois producteur mais également le système énergétique.
- Un passage en injection pourra être réalisé à un tarif inférieur à tarif d'achat actuel.

Il n'y pas de solution unique, chaque cas doit être étudier de manière précise pour trouver la meilleure solution pour chaque site

















Cas de l'injection, intervention de GRDF





GRDF, QUI SOMMES-NOUS?

Une entreprise régulée dont l'activité est régie par une mission de service public



Les **5 acteurs clé** de la chaine gazière











Activité de GRDF

- est régie par un Contrat de Service Public signé avec l'État,
- s'exerce sous une triple autorité : État + Collectivités + Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Principales missions de GRDF:

- Construit et Exploite le réseau gaz
- Achemine le gaz pour le compte de 50 fournisseurs
- Accompagne la transition énergétique en participant au développement du biométhane et du BioGNV

GRDF en chiffres:

- GRDF gère le réseau de gaz le plus long d'Europe : 200 715 km soit l'équivalent de près de 5 fois le tour de la terre !
- Plus de 11 000 salariés œuvre à la bonne distribution du gaz auprès de 11 millions de clients.

Méthanisation en injection

Etat des lieux des injections à fin août 2024



603 agricoles

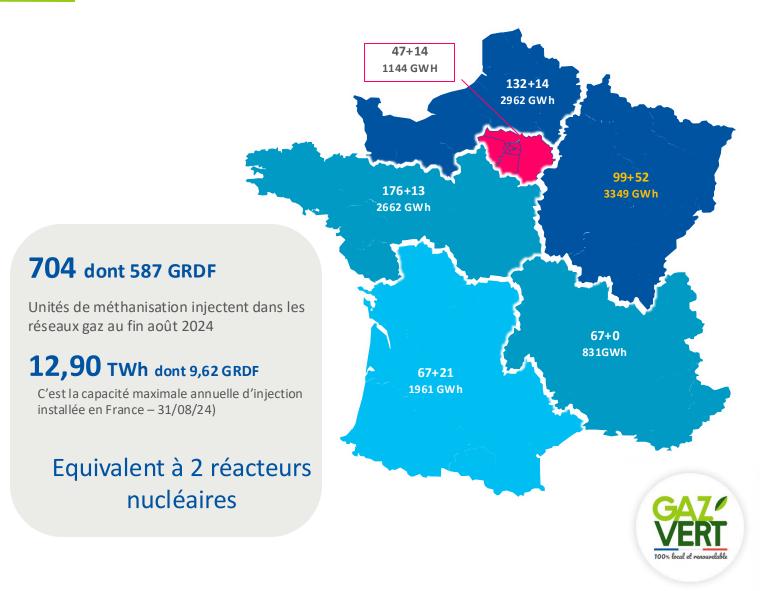
458 de type « autonome » 145 de type « territorial »

48 stations d'épuration

48 stations d'épuration

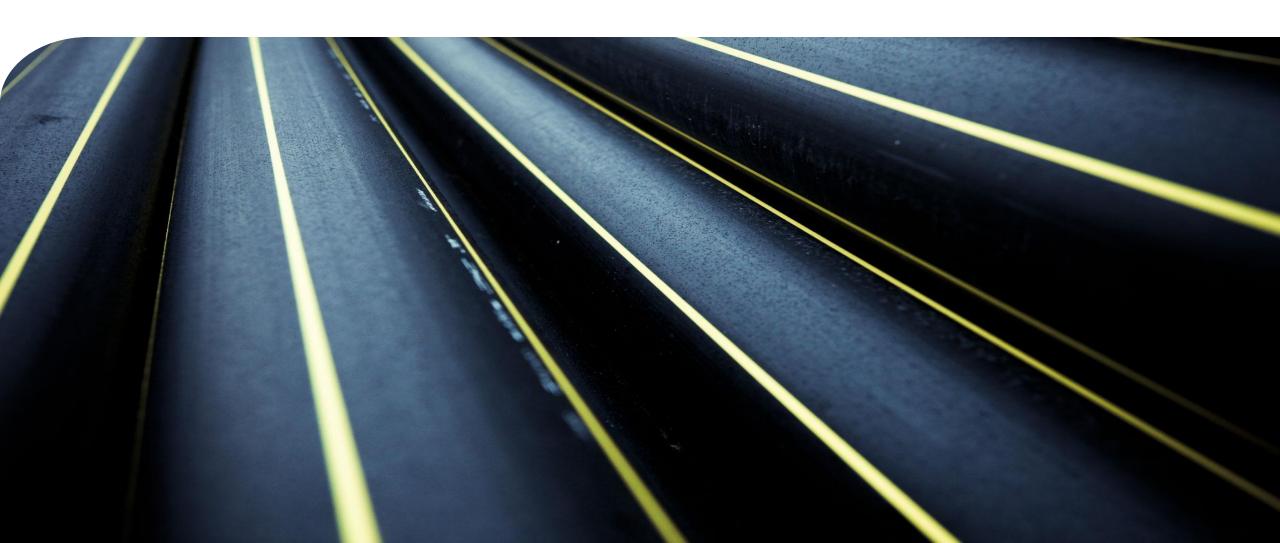
23 industriels 22 ISDND

8 déchets ménagers





GRDF L'ACCES A L'INJECTION





RACCORDABILITE DES SITES (cas général)



Différentes étapes pour étudier et engager la solution injection :

- 1 Solliciter une **analyse préliminaire** auprès des chargés de développement biométhane GRDF :
- Obtenir un pré-chiffrage de raccordement;
- Connaitre les capacités d'accueil du réseau local en fonction de la production/injection envisagée.
- 2 Obtenir et **signer un devis d'étude détaillée** (<u>4 mois de délai de production/livraison</u>) pour :
- Définir précisément le coût et délais de raccordement du projet ;
- Définir les notions liées à **l'accueil de la production sur le réseau** (Pression d'injection, Cmax, % d'écrêtement annuel).
- C'est la signature de ce devis qui permettra d'inscrire le projet et sa capacité de production/injection dans le registre des capacités.
- 3 Souscrire ses contrats de raccordement et d'injection :
- La signature du contrat de raccordement déclenche les études et la planification des travaux pour le raccordement du site et l'éventuelle extension de réseau nécessaire.
- () A

Attention à bien prendre en compte les délais de réalisation des travaux dans le planning global du projet



COUT DU RACCORDEMENT:



Le coût de raccordement d'un projet dépend de :

- l'emplacement envisagé du poste d'injection GRDF installé sur le site de méthanisation ;
- L'emplacement du réseau de distribution le plus proche, en capacité d'accueillir la production (ce n'est pas forcément le plus proche suivant les pressions d'exploitation);
- l'existence de points singuliers à traverser (voies SNCF, cours d'eau, autoroutes, etc.).



Le droit à l'injection permet d'octroyer une réfaction de 60% (limitée à 600 K€) sur le coût de raccordement.

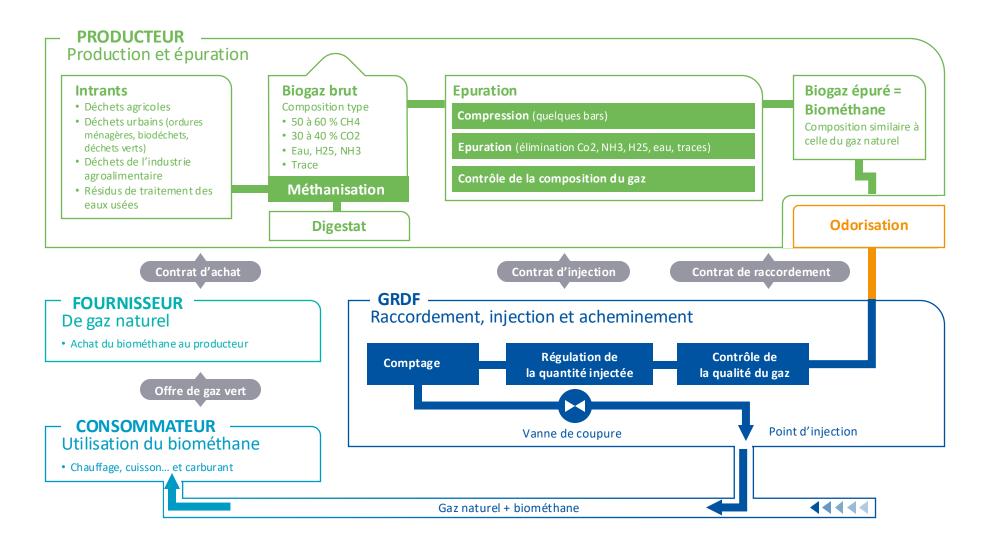
Exemples:

Projets	Distance au réseau	Coût de raccordement	Montant de la réfaction	Reste à charge du producteur
Projet A	6800 mètres	884 000€	530 400€ (application des 60%)	353 000€
Projet B	11500 mètres	1 495 000€	600 000€ (maximum)	895 000€



PRODUCTEURS & DISTRIBUTEUR

De la méthanisation à l'injection : répartition des rôles







Fonctionnement du réseau gaz en France



En fonction du volume de production et de la distance au réseau, 2 possibilités sont étudiées :

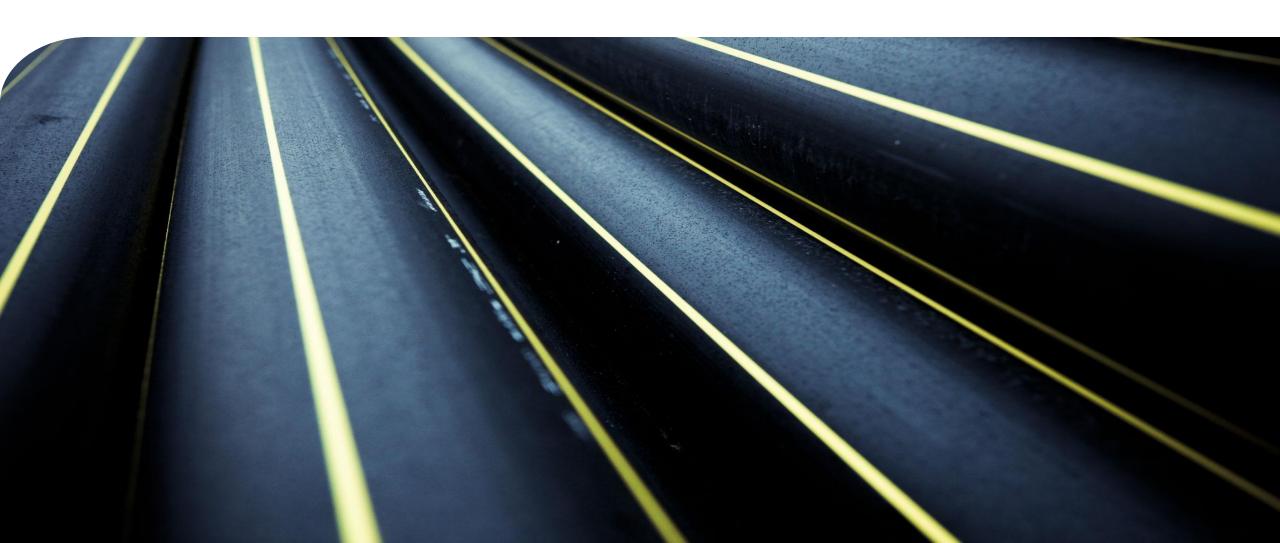








GRDF L'exploitation dynamique du réseau



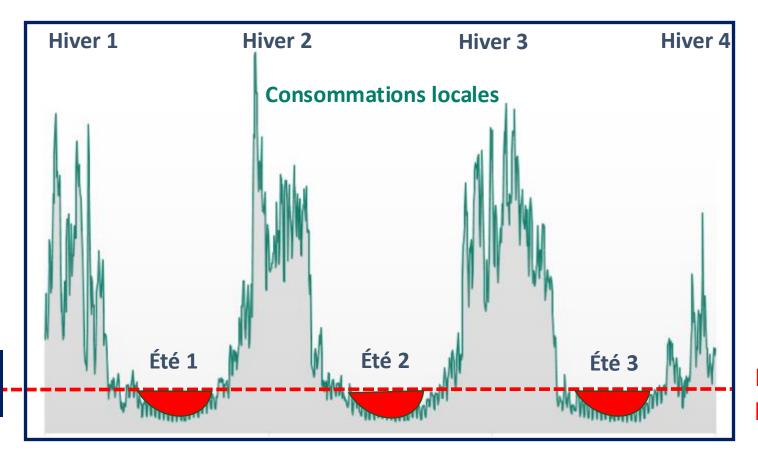


Production locale

à injecter

INJECTION VS. CONSOMMATION : Un équilibre à tenir !

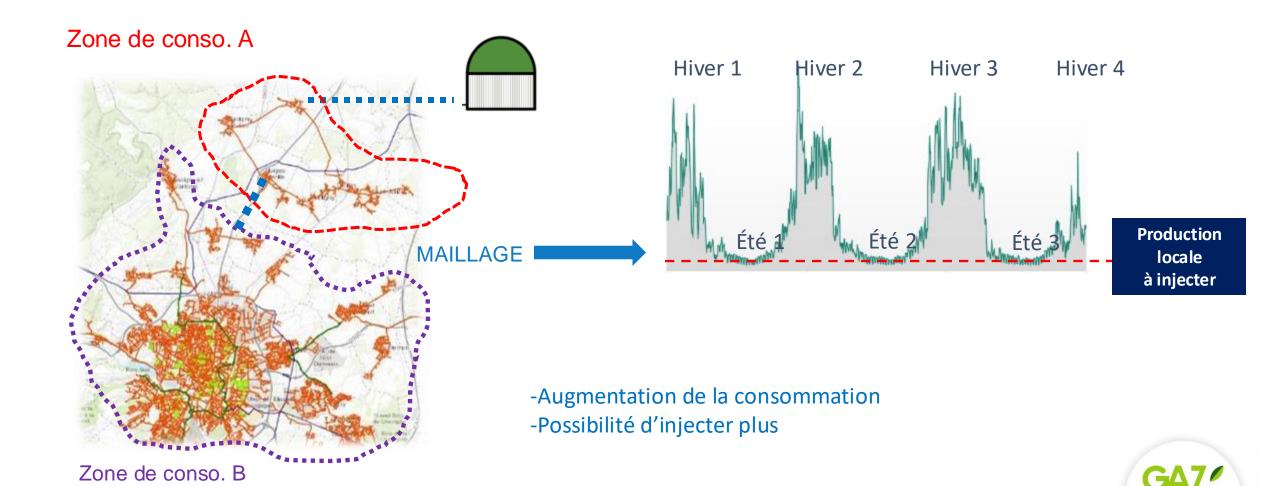
Pour que l'injection soit possible, il faut de la consommation (surtout l'été)



Périodes d'écrêtement potentiel

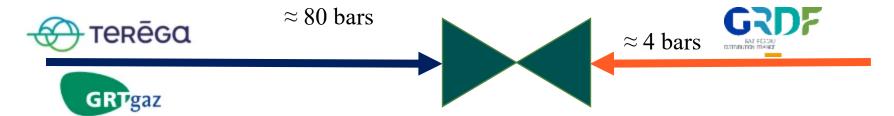


SOLUTION DE MAILLAGE



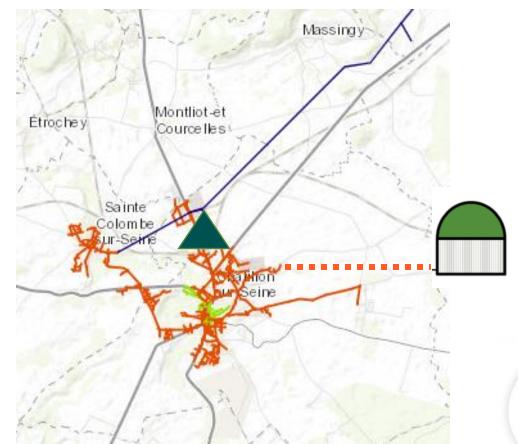


SOLUTION DE REBOURS SUR LE RESEAU DE TRANSPORT



Une fois le réseau local de distribution saturé en gaz vert, celui-ci est recomprimé dans le réseau de transport afin d'être consommé dans d'autres secteurs/régions.

La consommation locale est prioritaire et si elle n'est pas suffisante, alors le rebours dans le réseau de transport entre en fonctionnement.







D'AUTRES SOLUTIONS EN DEVELOPPEMENT :

Les acteurs de la filière développent et testent actuellement de nouvelles solutions permettant l'accueil des productions locales :

- Le stockage ponctuel sur site;
- Le gaz porté;
- Le double raccordement au réseau de transport et de distribution.

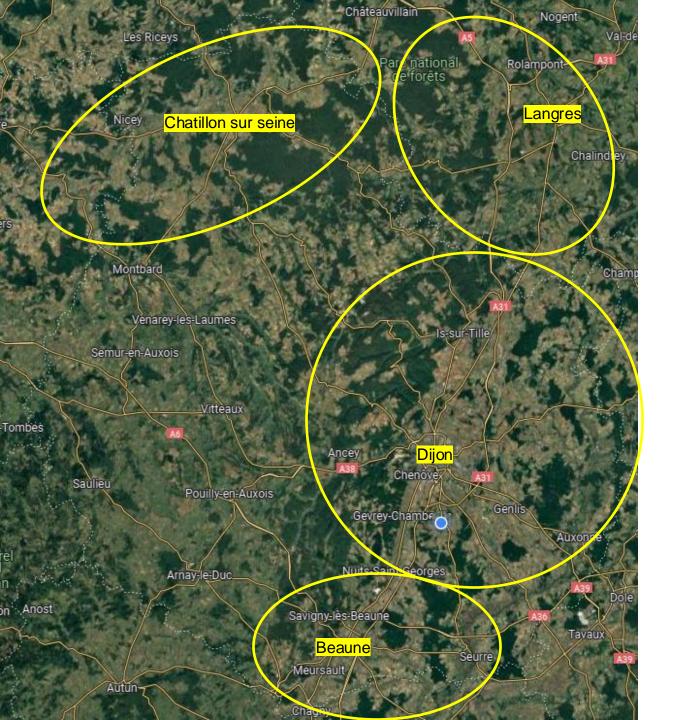






LES SECTEURS PROPICES A L'INJECTION....





21 – Côte d'or

Zonages Raccordement	Capacité d'accueil restante sur GRDF (Nb de projets de ≤150m³/h)	Capacité d'accueil restante sur GRDF en GWh/an
Dijon	8	109
Chatillon	1	10
Beaune	7	91
Langres	1	10

Les capacités restantes affichées reflètent la situation actuelle et ne préfigurent pas des évolutions de renforcement possibles (rebours) dans le cadre des règles du droit à l'injection





Voir Belfort ume-les-Dames La Chaux-de-Fonds Champagnole

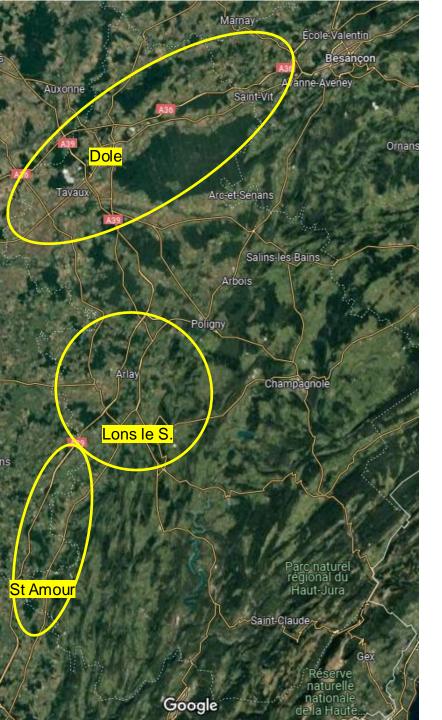
25 – Doubs

Zon ages Raccordement	Capacité d'accueil restante sur GRDF (Nb de projets de ≤150m³/h)	Capacité d'accueil restante sur GRDF en GWh/an
Besançon	6	75
Belfort	Voir Belfort 90	

Les capacités restantes affichées reflètent la situation actuelle et ne préfigurent pas des évolutions de renforcement possibles (rebours) dans le cadre des règles du droit à l'injection







39 - Jura

Zonages Raccordement	Capacité d'accueil restante sur GRDF (Nb de projets de ≤150m³/h)	Capacité d'accueil restante sur GRDF en GWh/an
Dole	1	15
Lons le S.	2	45
St Amour	1	13

Les capacités restantes affichées reflètent la situation actuelle et ne préfigurent pas des évolutions de renforcement possibles (rebours) dans le cadre des règles du droit à l'injection





Clamecy Cosne-Cours-sur-Loire Quarré-les-Tombes Lormes Pouilly sur Loire La Charité-sur-Loire Parc naturel régional du Morvan Pougues-les-Eaux Château-Chinon Châtillon-en-Bazois Garchizy Varennes-Vauzelles Moulins-Engilbert La Machine Magny-Cours Cercy-la-Tour Étang-sur-Arroux Sancoins-Lurcy-Lévis Bourbon-Lancy

58 – Nièvre

Zonages Raccordemen t	Capacité d'accueil restante sur GRDF (Nb de projets de ≤150m³/h)	Capacité d'accueil restante sur GRDF en GWh/an
Pouilly	1	7
Clamecy	2	28

Les capacités restantes affichées reflètent la situation actuelle et ne préfigurent pas des évolutions de renforcement possibles (rebours) dans le cadre des règles du droit à l'injection







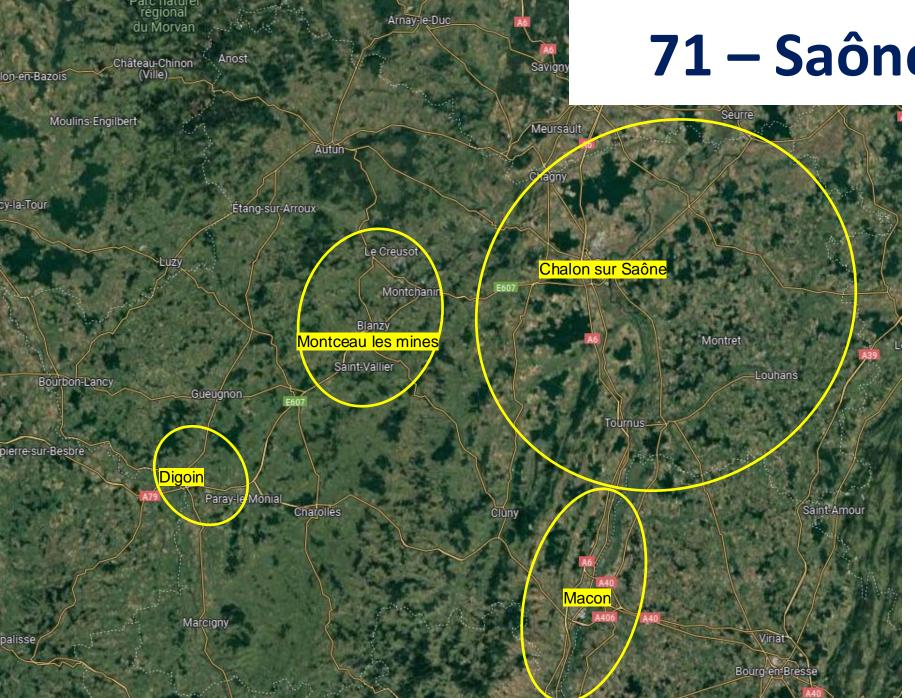
70 – Haute Saône

Zonages Raccordement	Capacité d'accueil restante sur GRDF (Nb de projets de ≤150m³/h)	Capacité d'accueil restante sur GRDF en GWh/an
Lure	1	10
Gray	1	6

Les capacités restantes affichées reflètent la situation actuelle et ne préfigurent pas des évolutions de renforcement possibles (rebours) dans le cadre des règles du droit à l'injection









Zonages Raccord.	Capacité d'accueil restante sur GRDF (Nb de pro jets de ≤150m³/h)	Capacité d'accueil restante sur GRDF en GWh/an
Chalon	4	49
Macon	3	35
Montceau	1	13
Digoin	1	17

Les capacités restantes affichées reflètent la situation actuelle et ne préfigurent pas des évolutions de renforcement possibles (rebours) dans le cadre des règles du droit à l'injection





Montereau-Fault-Yonne Saint-Fargeau Quarré-les-Tombes Google

89 - Yonne

Zonages Raccordement	Capacité d'accueil restante sur GRDF (Nb de projets de ≤150m³/h)	Capacité d'accueil restante sur GRDF en GWh/an
Auxerre	5	100
Sens	Le prochain projet d'injection déclenchera un rebours transport	
Crain	Voir Clamecy 58	
Tonnerre	1	13

Les capacités restantes affichées reflètent la situation actuelle et ne préfigurent pas des évolutions de renforcement possibles (rebours) dans le cadre des règles du droit à l'injection







90 - Territoire de Belfort

Zonages Raccordement	Capacité d'accueil restante sur GRDF (Nb de projets de ≤150m³/h)	Capacité d'accueil restante sur GRDF en GWh/an
Belfort	8	113

Les capacités restantes affichées reflètent la situation actuelle et ne préfigurent pas des évolutions de renforcement possibles (rebours) dans le cadre des règles du droit à l'injection



Vous aussi, faites le grand saut du Gaz Vert!

Vos contacts en Bourgogne Franche Comté :

Camille DOLINAR - Développement Biométhane
Secteur Alsace / Haute-Saône / Doubs & Territoire de Belfort
06 85 27 68 77 – camille.dolinar@grdf.fr

David CHAUVIN - Développement Biométhane

Secteur Bourgogne & Jura 06 98 58 48 87 – david.chauvin@grdf.fr





Que dois-je faire si je suis concerné par la fin de mon contrat ?

- Je reprends mon contrat pour bien identifier le cadre dans lequel mon installation se trouve
- Je dois bien évaluer le montant de l'investissement à réaliser pour prolonger l'exploitation de mon unité
- Pour les unités en Bourgogne-Franche-Comté, vous pouvez contacter le dispositif MethaBFC via le 03 45 81 06 30 (les lundi et jeudi de 14h à 17h30) ou via contact@methabfc.fr. En fonction des retours un second webinaire est prévu et il sera construit autour des questions qui remonteront
- La Bourgogne-Franche-Comté organise sa journée méthanisation le 14 janvier 2025 à Beaune, à cette occasion un tour de table des financeurs sera organisé pour présenter leurs propositions, leurs contraintes, leurs attentes

Plus de détails : www.methabfc.fr











Conclusion de Jean-Luc SAUBLET ADEME Bourgogne-Franche-Comté









Merci de votre attention

Questions?