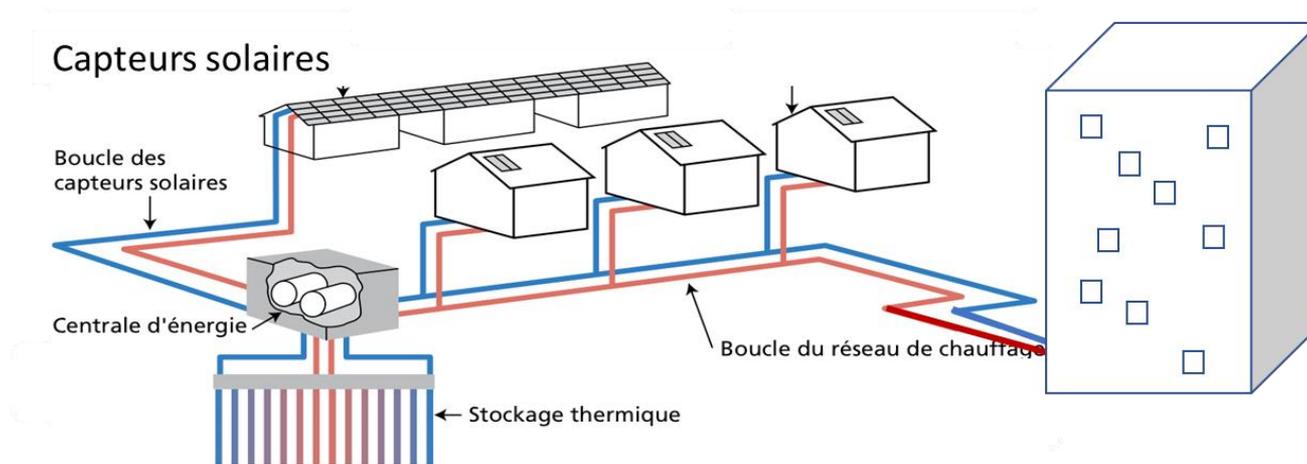


Etude de l'intégration du solaire thermique dans les réseaux de chaleur des Hauts-de-France



14 mai 2019 - Colloque de présentation des résultats des 15 préféaisabilités





Sommaire

Introduction/contexte

1. Méthodologie des préféaisabilités
2. Etendue de l'étude
3. Conditions tarifaires et prix des énergies
4. Synthèse des résultats – 1^{ère} phase
5. Exemples d'études
6. Constats et problématiques

Conclusion



Introduction ADEME

Introduction : Nadine BERTHOMIEU
 François BOISLEUX



1. Méthodologie des préfaissabilités

-
1. Caractérisation du réseau/Obtention des données
 2. Visite du réseau
 3. Modélisation des besoins
 4. Modélisation et dimensionnement solaire sur
ScenoCalc
 5. Modélisation réseau du réseau de chaleur avec
solaire
 6. Bilans énergétiques et économiques



1. Méthodologie des préfaissabilités

1°) Caractérisation du réseau / obtention des données

Récupération des informations auprès de l'exploitant :

- Plan du réseau avec emplacement chaufferie et sous-stations
- Besoins mensuels par sous-stations
- Energies utilisées sur site et moyens de production
- Consommations mensuelles par type d'énergie
- Compte Rendu d' Activités
- Tracés du réseau
- Dates de fin de contrat (DSP et cogénération)

Retour d'expérience sur la 1^{ère} phase :

Difficultés à obtenir des informations précises sur certains réseaux (très peu de réponses des délégants, bonne participation du délégataire)



1. Méthodologie des préfaissabilités

2°) Visite du réseau

- Echanges avec l'exploitant
 - conduite (mode de régulation, fonctionnement des secondaires, pincement ...)
 - Sous-stations avec un fort potentiel solaire (consommations d'ECS importantes en été)
 - Potentiel d'optimisation des températures de retour
- Visite des sous-stations à fort potentiel pour analyse de la place disponible pour le stockage et optimisation des températures de retour
- Visite des sites repérés sur My Maps® et visualisation de la place disponible



1. Méthodologie des préfaissabilités

3°) Modélisations de besoins (pas horaire)

- Conditions normales et futures connues (arrêt programmé des cogénérations)
- Fonction des usages (chauffage, ECS et services) et des usagers (logement, enseignement, ...)
- Déterminations des
 - Besoins puissance
 - Températures de retour
 - Débit du réseau

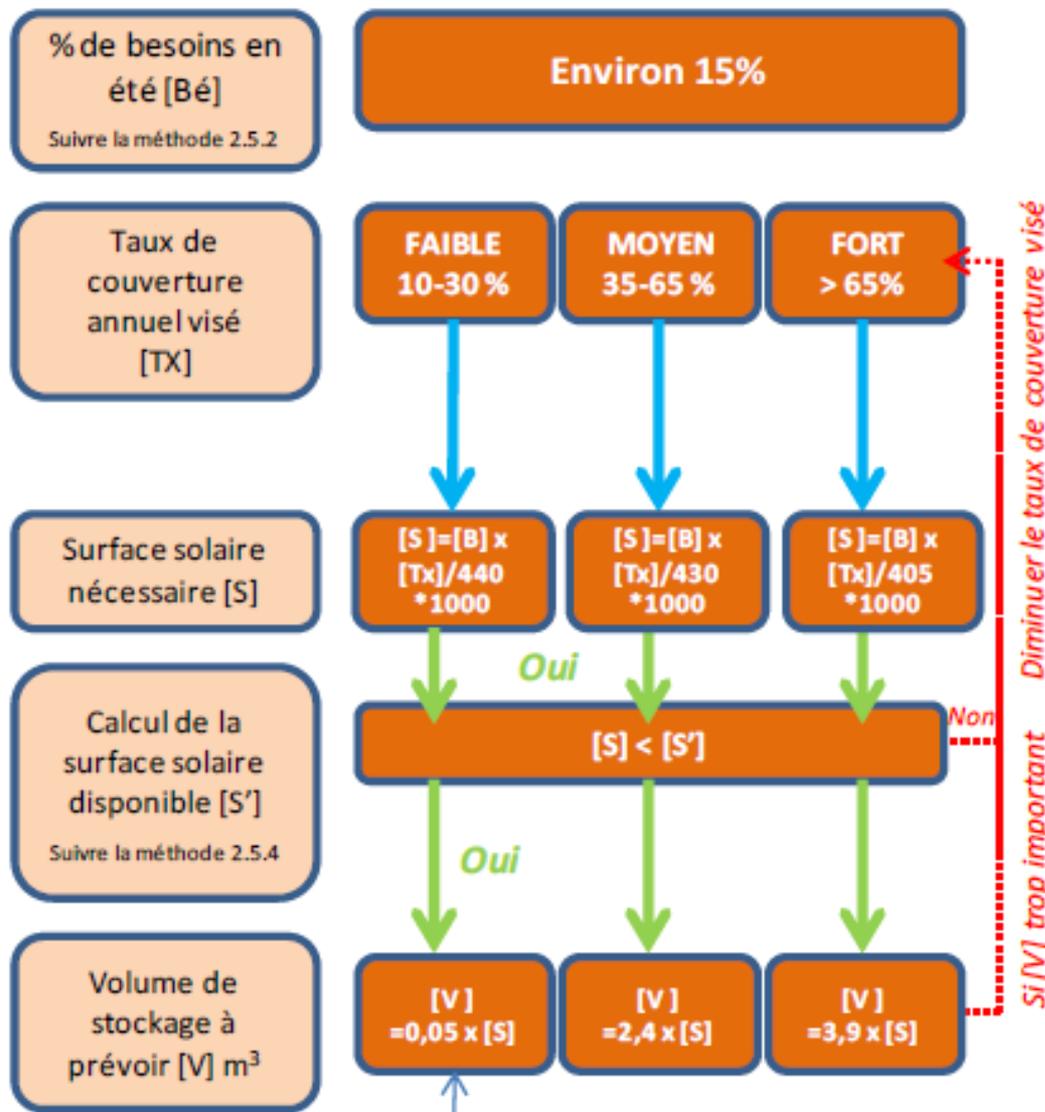


1. Méthodologie des préfaissabilités

4°) Dimensionnement solaire – 1^{ère} approche

Basé sur le logigramme du guide « Les réseaux de chaleur solaire dans les opérations d'aménagement » du SGST.

NB : productible pénalisé de 20% - Cas $T_x > 65\%$ non étudié





1. Méthodologie des préfaissabilités

4°) Dimensionnement solaire.

3 cas étudiés :

- Cas 1 : Pas de stockage : la production solaire est directement injectée dans le réseau. Le pic de production solaire correspond au minimum d'appel de puissance réseau en été.

→ **Nécessité de faire la simulation horaire pour ce dimensionnement**

- Cas 2 : Taux de couverture solaire annuel faible (10 – 30%) → 15%

- Cas 3 : Taux de couverture solaire annuel moyen (35 – 65%) → 40%

DIMENSIONNEMENT - Zone H1 cas Bé = 15%	Taux de couverture solaire visé TX (%)	Besoin annuel du réseau B (MWh)	Surface solaire nette (m ²)	Surface solaire brute* (m ²)	Surface terrain nécessaire** (m ²)	Volume de stockage (m ³)
Cas 1 : Appel de puissance minimum réseau	1,3%	26 000	1000	1 100	3 500	0
Cas 2 : Taux de couverture faible	15%		11 000	12 000	40 000	550
Cas 3 : Taux de couverture moyen	40%		30 000	33 000	108 000	73 000

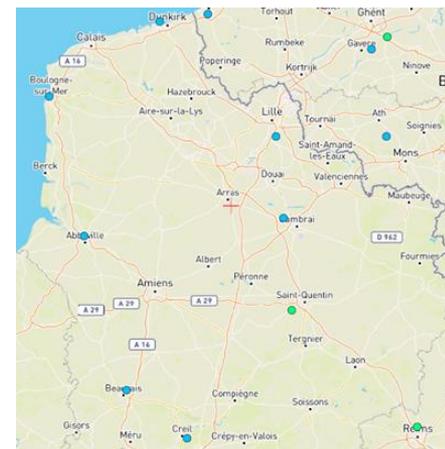


1. Méthodologie des préfaissabilités

4°) Simulations solaires sur ScenoCalc (pas de temps horaire)

Données d'entrées :

- Température de retour et puissance appelée sur le réseau
- Fichier météorologique issu de Météonorm®
- Propriétés capteurs solaires : surface d'entrée, rendement optique, a_1 , a_2 ...
- Inclinaison : 45° - plein sud
- Configuration : retour/retour
- Stockage : pertes par défaut du logiciel



Sorties : données horaires de production solaire

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,4	3,4	10,2
Taux de couverture solaire annuel [%]	1 %	13 %	39 %
Productible solaire (kWh/m ²)	390	306	337

	Qtot (kWh/an)	Proportion diffus (%)	Tamb moyenne (°C)
Dunkerque	1062	57%	11,6
Boulogne sur mer	1089	52%	11,1
Lille	1035	56%	11,2
Cambrai	1060	56%	10,9
Abbeville	1046	56%	10,8
St Quentin	1082	54%	10,6
Beauvais	1060	56%	10,9
Creil	1041	58%	11,1



1. Méthodologie des préfaissabilités

5. Intégration du solaire dans le réseau pour chaque cas :

- Bilan environnemental
- Bilan énergie
- Bilan économique (durée de 25 ans) :
 - Basé sur les coûts déplacés
 - Surcoût P2/P3
 - Financement
- 2 types d'installations :
 - Capteurs en toiture :
 - Problématique de la propriété
 - Surfaces disponibles faibles
 - Surcout important
 - Champ de capteur :
 - Recherche de foncier disponible,
 - couverture des parking des grandes surfaces (→ plus value)

1. Méthodologie des préfaissabilités

6. Simulations du réseau de chaleur avec solaire

- Simulation du fonctionnement avec les 3 cas d'installations solaires:
 - Impact sur les autres énergies
 - Impact financier :
 - approche standardisée du cout de la chaleur et du gain pour l'abonné
 - CEP sur 25 ans (TRI, intégration de l'arrêt des cogénérations)
- Calcul des risques et opportunités :
 - Évolutions de la température de retour réseau et du débit du réseau (à valider par une visite approfondie et un bilan réseau en faisabilité)



2. Etendue de l'étude

Au 30 avril 2019

- 17 installations pour 370 GWh
- 12 avec cogénération
- 10 avec biomasse
- 6 cogénération et biomasse

Liste des réseaux étudiés en préféabilité

- Wattrelos
- Creil
- Arras
- Le Portel Outreau
- Avion
- Lambersart
- Outreau
- Villae (Villeneuve D'Ascq)
- St Laurent
- Université (Villeneuve D'Ascq)
- Valenciennes (canonniers)
- Wattignies
- Longchamp
- Abbeville
- Montataire
- Beauvais
- Arques

Attente informations complémentaires :

Compiègne
Amiens

Non repris

Résonor (Lille)
Roubaix
Mons
Calais
Dunkerque



3. Conditions économiques

- Combustible
- Taxe gaz
- Coût solaire
- Financement
- subventions

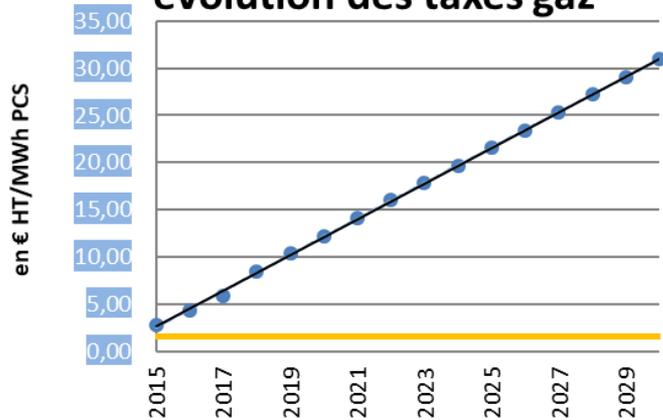
- Combustible :

- Cout gaz PEG 18,39 €/MWh PCS
 - Pour le gaz nous considérons que l'abonnement reste constant (secours installations)
- Biomasse 25,00 €/MWh PCI

- Taxes gaz : suivant loi de finance

- Cout d'exploitation : intégration visite de contrôle et de suivi, nettoyage (1,25 h/100m²) et P3 (0,5% des travaux)

évolution des taxes gaz



● TICGN autres taxes gaz (€ HT /MWh PCS)

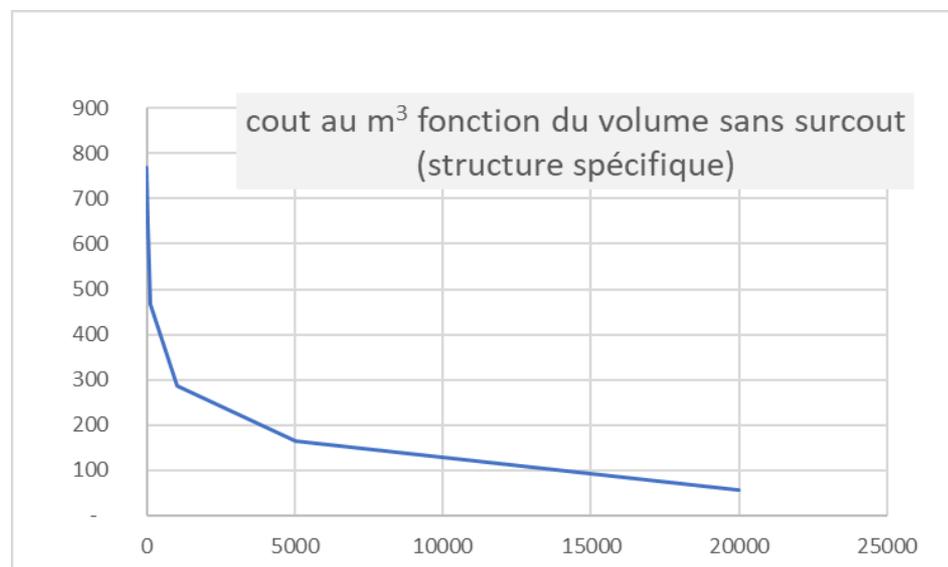
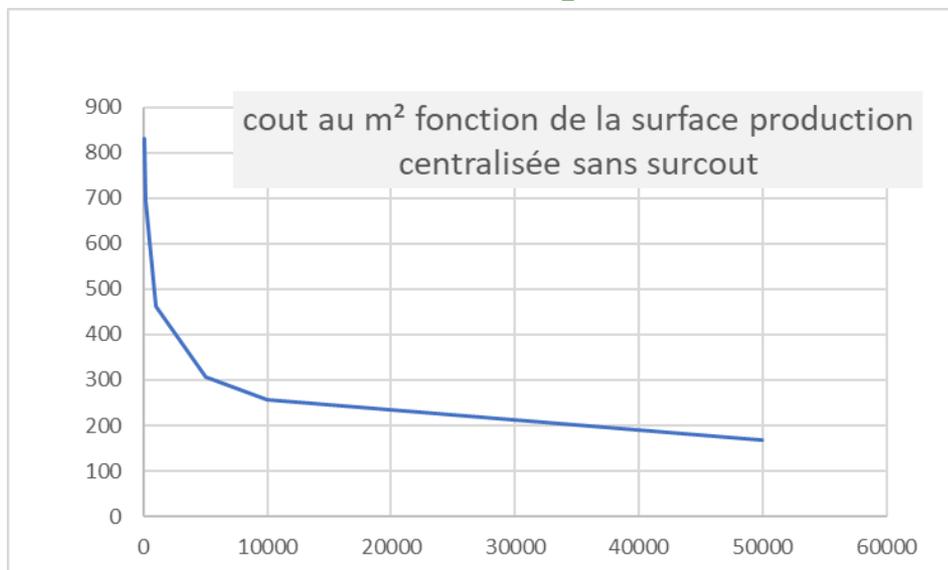
— taxes gaz chaufferie > 20 MW



3. Conditions économiques

- Combustible
- Taxe gaz
- Coût solaire
- Financement

- Coût installation (consensus avec l'ADEME, peu de référence en France)



3. Conditions économiques

- Combustible
 - Taxe gaz
 - Coût solaire
 - Financement
 - Subventions
- Financement, rentabilité :
 - Financement : 25 ans, taux de 1,9%
 - Objectif de TRI : 5 à 6%
 - Subventions :
 - Règles Fond Chaleur 2018,
 - plafonnée à 50% du cout des travaux

4. Synthèse des résultats – 1^{ère} phase



N°	Nom du réseau	Type d'étude	Besoins annuels du réseau (GWh)	% ENR existant	Type d'ENR	Température de retour moyenne annuelle (°C)	Pourcentage de besoins estivaux (%)
1	Abbeville	Centralisé	26	62%	Biomasse	61	15%
2	Arras	Centralisé	74	59%	Biomasse	65	16%
3	Avion	Centralisé	14	0%	-	66	9%
4	Creil	Centralisé	70	53%	Biomasse	53	13%
5	Lambersart	Centralisé	17	53%	Biomasse	68	18%
6	Le Portel-Outreau *	Décentralisé	5	0%	Biogaz	63	15%
7	Longchamp **	Centralisé	15	0%	-	53°C pour le retour haute température 46°C pour le basse température	14% pour le retour haute température 10 % pour le retour basse température
8	Montataire	Centralisé	18	0%	-	69	15%
9	Outreau	Centralisé	6	79%	Biomasse	64	17%
10	Saint Laurent	Centralisé	12	0%	-	69	14%
11	Valenciennes les cannoniers	Décentralisé	1,5	0%	-	68	5%
12	Villeneuve d'Ascq Résidence	Centralisé	20	0%	-	62	19%
13	Villeneuve d'Ascq Université	Centralisé	38	65%	Biomasse	62	18%
14	Wattignies	Centralisé	25	26%	Biomasse	65	14%
15	Wattrelos	Centralisé	20	58%	Biomasse	59	18%

4. Synthèse des résultats – 1^{ère} phase

ingénierie durable

Cas 1 – Taux de couverture : environ 1 %

N°	Nom du réseau	Surface solaire nette (m ²)	Surface de terrain / toiture (m ²)	Volume de stockage (m ³)	Productible solaire (kWh/m ²)	Prix de revient du solaire (€/MWh)	Lieu d'implantation des capteurs
1	Abbeville	980	3 500	0	354	46	Ombrière de parking
2	Arras	2 720	9 800	0	466	30	Zones "Urbanisation à longue échéance"
3	Avion	270	970	0	313	83	Ombrière de parking
4	Creil	2 000	7 000	0	472	32	Ombrière de parking
5	Lambersart	740	2 700	0	379	52	Réserve superstructure
6	Le Portel-Outreau *	470	2 500	24	500	65	Toiture sous-station
7	Longchamp **	310	1 100	0	437	57	Toiture sous-station
8	Montataire	590	2 100	0	372	56	Zone naturelle et à urbaniser
9	Outreau	250	890	0	371	72	Ombrière de parking
10	Saint Laurent	380	1 400	0	343	69	Ombrière de parking
11	Valenciennes les canoniers	1 200	1 700	2 950	200	111	Toiture
12	Villeneuve d'Ascq Résidence	940	3 400	0	438	41	Ombrière de parking
13	Villeneuve d'Ascq Université	1 800	6 400	0	354	44	Ombrière de parking
14	Wattignies	710	2 500	0	393	50	Zone à urbaniser
15	Wattrelos	920	3 300	0	422	44	Friche

PL

BE

BT

HT

DC

BT

HT

HT

HT

BE

PL

BT



4. Synthèse des résultats – 1^{ère} phase

Cas 2 – Taux de couverture : environ 15 %



N°	Nom du réseau	Surface solaire nette (m²)	Surface de terrain / toiture (m²)	Volume de stockage (m3)	Productible solaire (kWh/m²)	Prix de revient du solaire (€/MWh)	Lieu d'implantation des capteurs
1	Abbeville	11 100	39 800	550	284	31	Zones à urbaniser
2	Arras	31 400	112 600	1 570	380	23	Zones à urbaniser
3	Avion	6 200	22 100	310	269	41	Zones agricoles
4	Creil	29 800	107 000	1 490	347	22	Zones à urbaniser
5	Lambersart	7 000	25 200	350	291	36	Réserve infrastructure
6	Le Portel-Outreau *	42	220	0	500	45	Toiture sous-sation
7	Longchamp **	1 100	4 000	60	277	51	Toitures
8	Montataire	7 800	28 000	390	273	63	Zones agricoles
9	Outreau	2 700	9 800	140	357	37	Zones de pâturage
10	Saint Laurent	4 900	48 000	250	289	51	Ombrières de parking et toiture
11	Valenciennes les canoniers	1 200	1 700	2 950	282	149	Toiture
12	Villeneuve d'Ascq Résidence	8 500	30 600	430	378	26	Friche
13	Villeneuve d'Ascq Université	16 300	58 400	810	284	40	Non réalisable
14	Wattignies	28 800	103 400	530	294	33	Zone à urbaniser
15	Wattrelos	8 500	30 500	430	349	29	Réserve de superstructure

PL

BE

BT

HT

DC

BT

HT

HT

HT

BE

PL

BT



4. Synthèse des résultats – 1^{ère} phase

Cas 3 – Taux de couverture : environ 40 %

N°	Nom du réseau	Surface solaire nette (m ²)	Surface de terrain / toiture (m ²)	Volume de stockage (m ³)	Productible solaire (kWh/m ²)	Prix de revient du solaire (€/MWh)	Lieu d'implantation des capteurs
1	Abbeville	30 300	108 500	72 600	316	32	Zones agricoles
2	Arras	85 700	307 300	205 600	405	28	Zones agricoles
3	Avion	16 800	60 300	40 300	314	40	Zones agricoles
4	Creil	81 400	292 000	195 300	390	26	Zones agricoles
5	Lambersart	19 200	68 900	46 100	330	36	Non réalisable
6	Le Portel-Outreau *	250	1 300	13	500	44	Toiture et ombrière de parking
7	Longchamp **	3 000	10 900	7 300	362	38	Toitures et ombrière de parking
8	Montataire	21 300	76 400	51 100	310	36	Zones agricoles
9	Outreau	7 400	26 700	17 800	375	39	Zones de pâturage
10	Saint Laurent	13 400	48 000	32 100	311	52	Non réalisable
11	Valenciennes les canoniers	1 200	1 700	4 700	338	142	Toiture
12	Villeneuve d'Ascq Résidence	23 300	83 400	55 800	418	29	Non réalisable
13	Villeneuve d'Ascq Université	44 400	159 200	106 500	316	40	Non réalisable
14	Wattignies	28 800	103 400	69 200	329	35	Zone à urbaniser
15	Wattrelos	23 200	83 300	55 800	367	30	Zone naturelle à urbanisation différée

PL

BE

BT

HT

DC

BT

HT

HT

HT

BE

PL

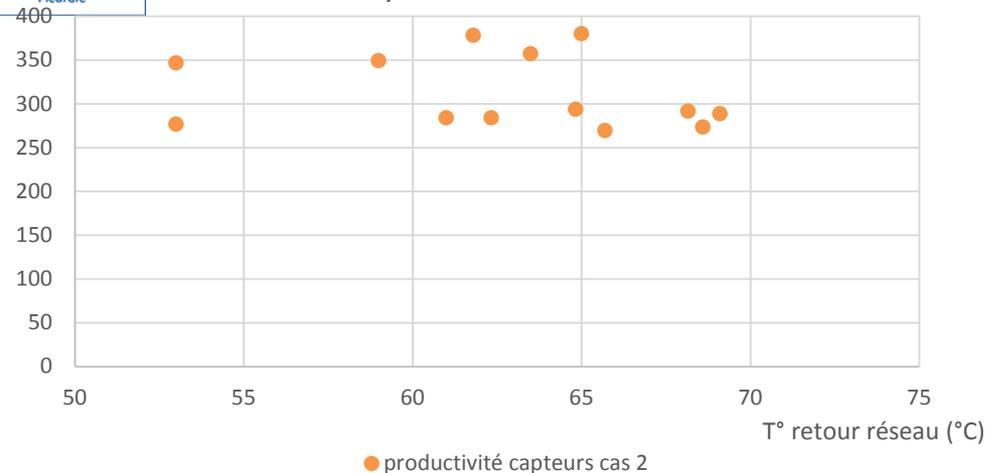
BT



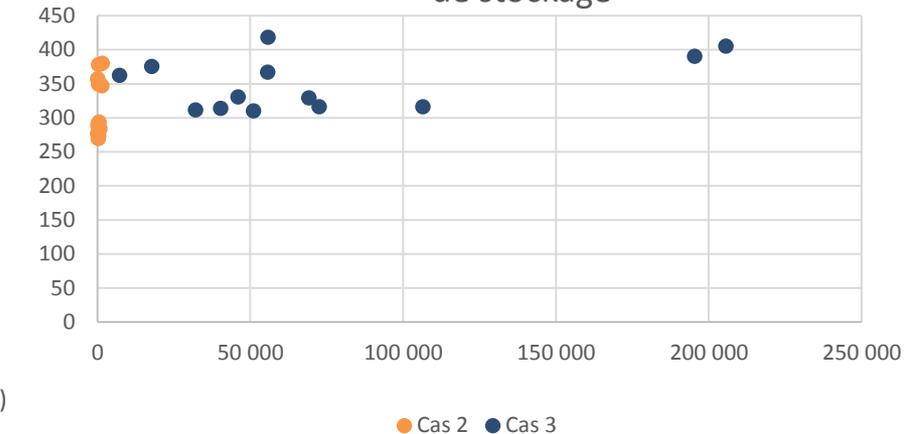
4. Synthèse des résultats – 1^{ère} phase



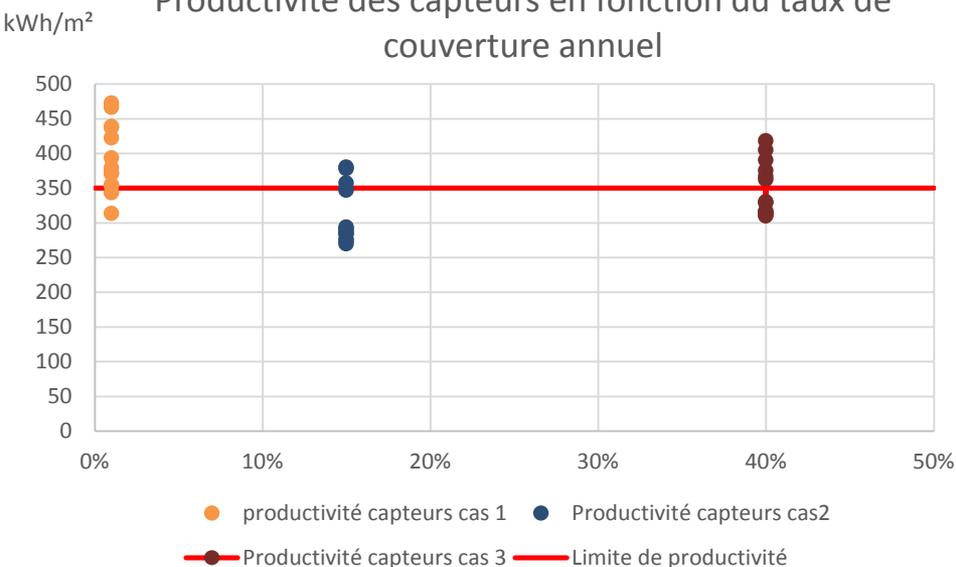
Productivité des capteurs en fonction des températures retour réseau



Productivité des capteurs en fonction du volume de stockage



Productivité des capteurs en fonction du taux de couverture annuel





5. Exemple 1 : réseau de chaleur (Arras)

- Impact énergies déplacées
- Impact des températures de retour

	base	solution 2	variation	par rapport au solaire	par rapport à la base	gain financier (€)
	MWh utile					
solaire		11 538				
cogénération	24 184	22 884	-1 301	11,3%	-5,4%	
biomasse	45 513	37 132	-7 375	64,3%	-16,2%	-209 513
gaz	6 767	3 693	-2 797	24,4%	-41,3%	-142 370
					total	-351 883
cout évité solaire	avec TICGN (20 €/MWh PCS)				-30,50	€/MWh solaire
	hors TICGN				-24,58	€/MWh solaire

cout de chaleur cogénération : en fonction de la performance de la cogénération, elle peut être gratuite voire négative

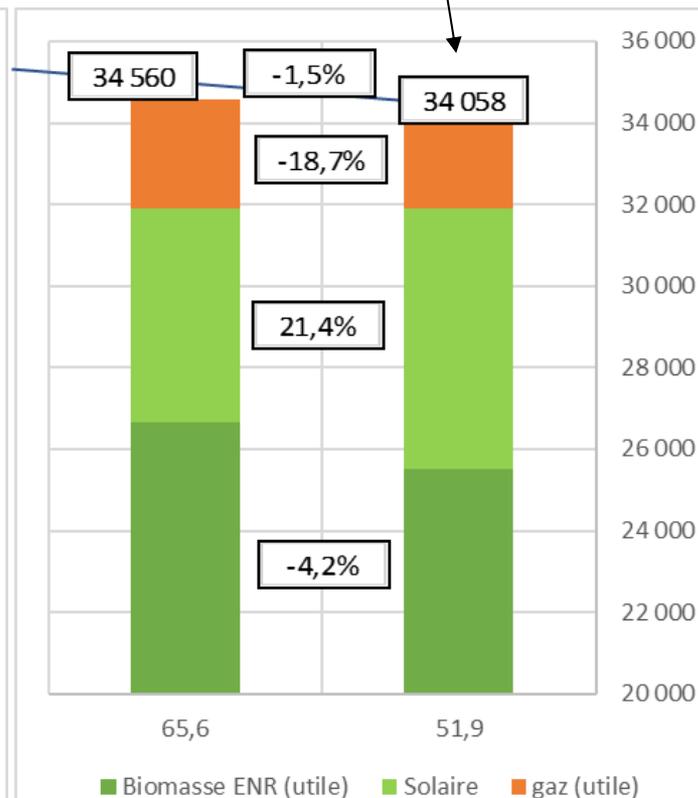


5. Exemple 1 : réseau de chaleur (Beauvais)

Evolution de la mixité en fonction
de la baisse des températures de
retour



Evolution des pertes
réseau = baisse des
besoins

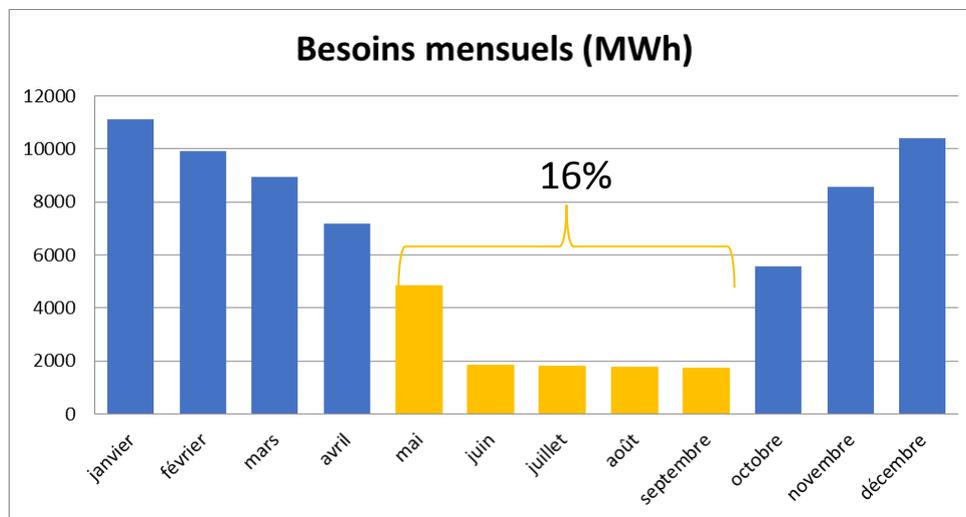


- Impact énergies déplacées
- Impact des températures de retour



5. Exemple 1 : réseau de chaleur d'Arras

Analyse des besoins et dimensionnement :



DIMENSIONNEMENT - Zone H1 cas Bé = 15%	Taux de couverture solaire visé TX (%)	Besoin annuel du réseau B (MWh)	Surface solaire nette (m ²)	Surface solaire brute* (m ²)	Surface terrain nécessaire** (m ²)	Volume de stockage (m ³)
Cas 1 : Appel de puissance minimum réseau	1,7 %	73 668	2 719	2 926	9 755	0
Cas 2 : Taux de couverture faible	15 %		31 393	33 785	112 616	1 570
Cas 3 : Taux de couverture moyen	40 %		85 661	92 188	307 292	205 586

Plus gros réseau étudié
(74 GWh)
→ surfaces nécessaires
très élevées

Productibles élevées :
température de retour basse (60°C)

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	1,3	11,9	34,7
Taux de couverture solaire annuel [%]	1,7 %	16,2 %	47,1 %
Productible solaire (kWh/m ²)	466	380	405



5. Exemple 1 : réseau de chaleur d'Arras

Implantation des capteurs :



Zone	Couleur	Surface (m ²)
Urbanisation à longue échéance	Orange	96 400
Zone à urbaniser	Rose	191 000
Zone agricole 1	Rouge	369 000
Zone agricole 2	Violet	697 000
Positionnement possible équipements publics	Bleu	7 870
Total		1 361 270

Cas 1

Cas 2

Cas 3



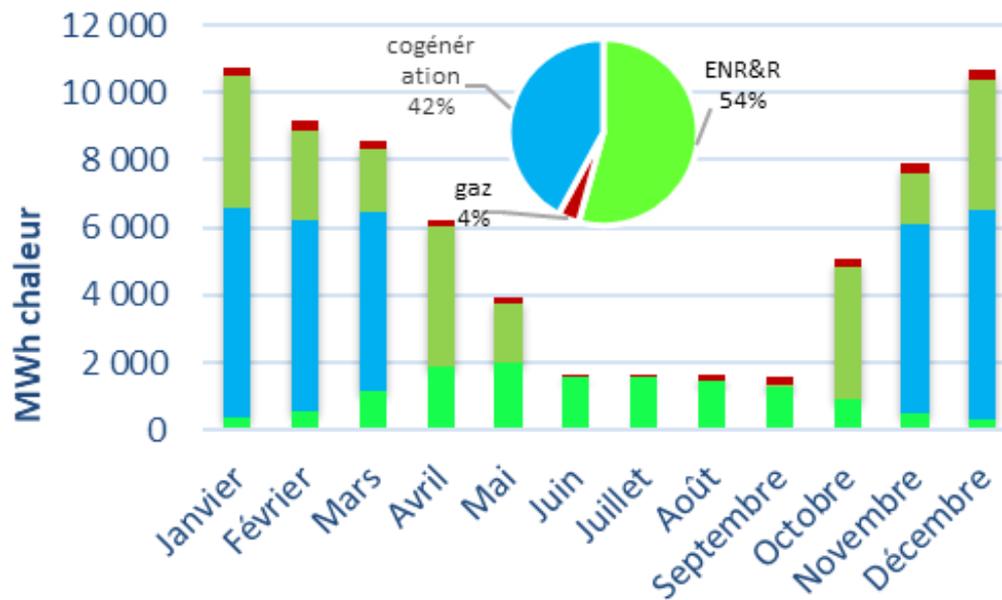
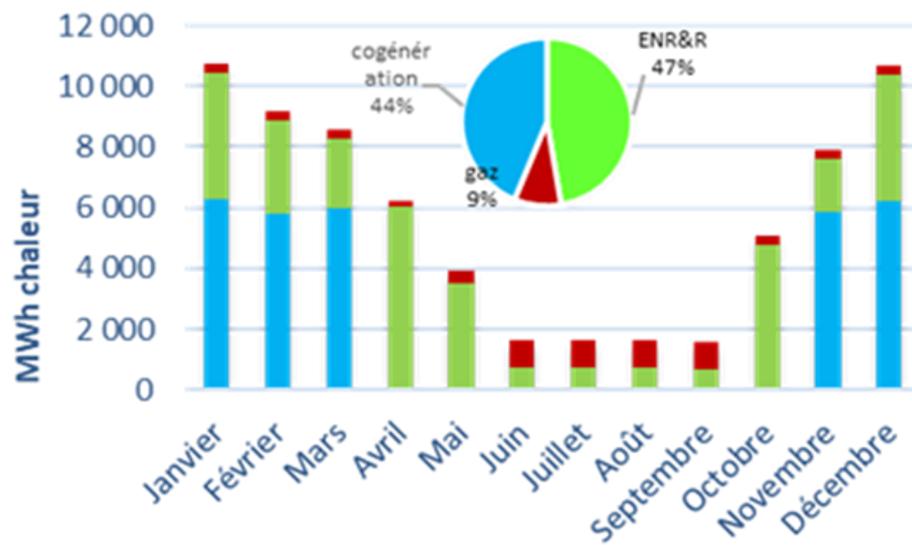
5. Exemple 1 : réseau de chaleur d'Arras

Arras

	cogénération			oui		cout travaux					
	chaleur vendue (MWh)			57 665							
	chaleur solaire	surface capteurs	Volume de stockage	capteur	stockage	total		subventions		exploitation	
	MWh utile	m ²	m ³	€ HT	€ HT	€ HT	€ HT /MWh solaire	€ HT	€/MWh solaire 20 ans	€ HT/an	€ HT /an.m ²
cas 1	1 324	2 719	0	970 301	0	970 301	733	485 150	18,3	7 151	2,6
cas 2	11 538	31 393	1 570	5 988 605	396 842	6 385 447	553	3 192 723	13,8	52 148	1,7
cas 3	34 150	85 661	205 586	12 637 893	10 279 278	22 917 170	671	11 458 585	16,8	168 724	2,0
	Base	cas 1	cas 2	cas 3							
taux de CO2 du réseau (gr/kWh)											
avec cogénération	120	121	108	98							
sans cogénération	41	42	28	20							
cout évité (€/an)											
avec cogénération		-32 804	-351 883	-839 720							
sans cogénération		-32 726	-406 788	-1 106 605							
	délégataire	externa- lisation	délégant + délégataire								
évolution prix moyen chaleur €/MWh											
cas 2	-1,9	-3,1	-4,1								
cas 3	0,9	-3,1	-6,7								
sensibilité	évolution du TRI (base 6%)		prix moyen chaleur								
travaux + 10%											
cas 2	4,6%	3,1%	-3,6								
cas 3	4,5%	3,1%	-6,7								
subvention à 40%											
cas 2	4,7%	3,2%	-3,6								
cas 3	4,6%	3,2%	-4,8								



5. Exemple 1 : réseau de chaleur d'Arras





5. Exemple 2 : réseau de chaleur Montataire

Présentation du réseau :

Délégation de service public, fin de contrat en ?

Concédant Oise habitat, délégataire : Dalkia

Vente de chaleur : 17,37 GWh

Longueur réseau : 2 490 ml

Combustible : 18,4 GWh

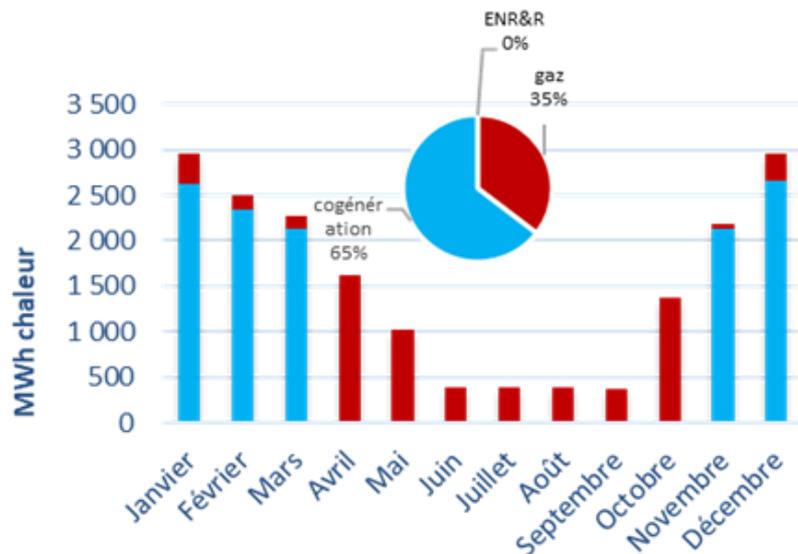
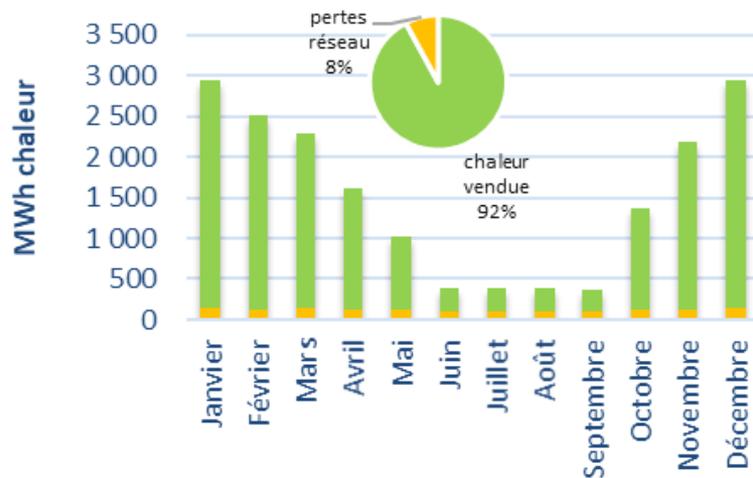
• Cogénération : 11,8 GWh arrêt en 2026 (?)

• Gaz : 6,6 GWh



5. Exemple 2 : réseau de chaleur Montataire

Présentation du réseau :

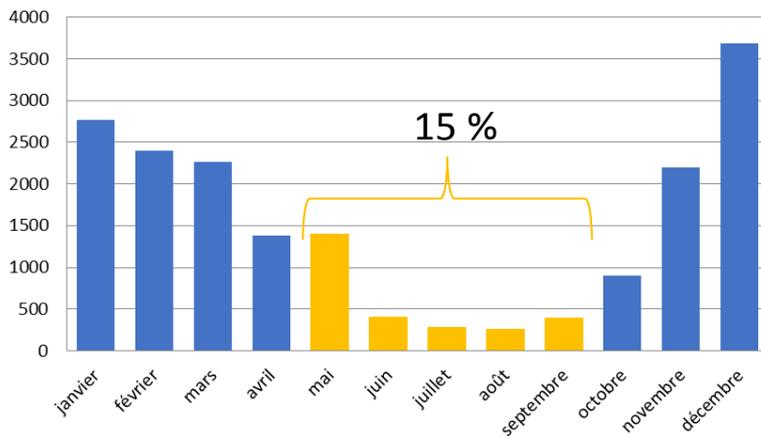




5. Exemple 2 : réseau de chaleur Montataire

Analyse des besoins et dimensionnement :

Besoins mensuels (MWh)



DIMENSIONNEMENT - Zone H1 cas B é = 15%	Taux de couverture solaire visé TX (%)	Besoin annuel du réseau B (MWh)	Surface solaire nette (m ²)	Surface solaire brute* (m ²)	Surface terrain nécessaire** (m ²)	Volume de stockage (m ³)
Cas 1 : Appel de puissance minimum réseau	1 %	18 316	588	633	2 110	0
Cas 2 : Taux de couverture faible	15 %		7 805	8 400	28 000	390
Cas 3 : Taux de couverture moyen	40 %		21 298	22 921	76 403	51 115

Réseau de taille
moyenne (18 GWh)
→ surfaces nécessaires
« raisonnables »

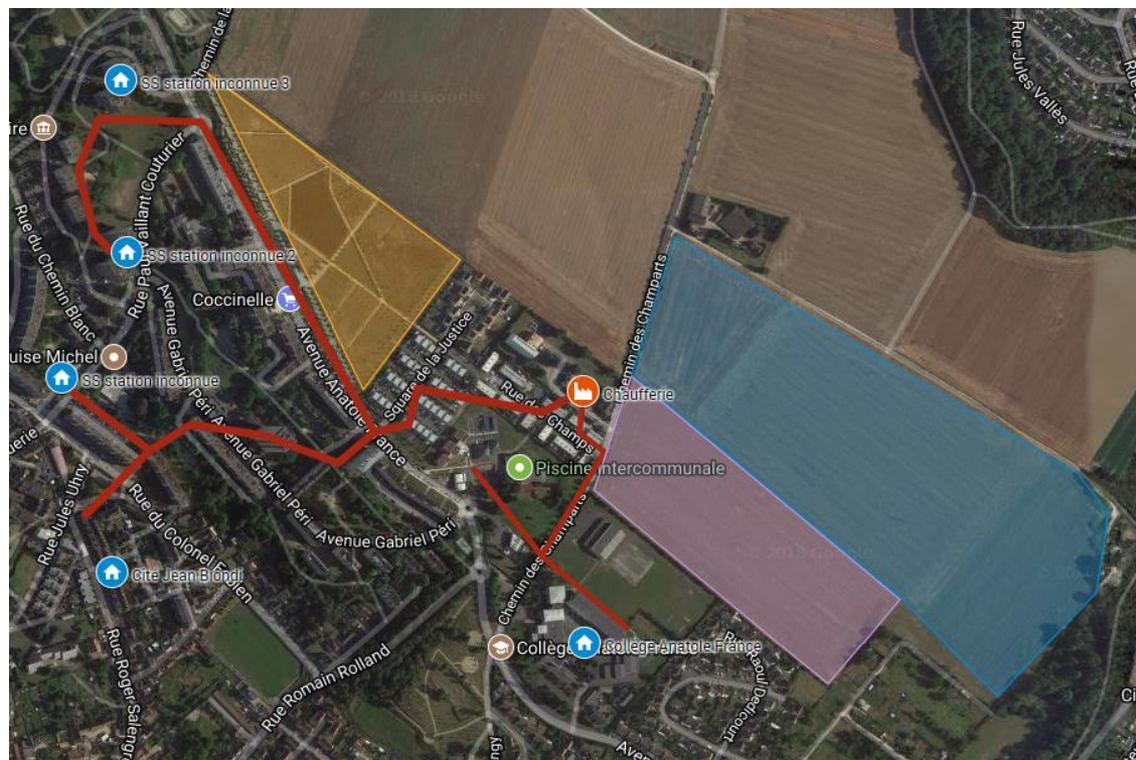
Productibles faibles :
température de retour élevée (69°C)

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,22	2,1	6,6
Taux de couverture solaire annuel [%]	1 %	12 %	36 %
Productible solaire (kWh/m ²)	372	273	310



5. Exemple 2 : réseau de chaleur Montataire

Implantation des capteurs :



Zone	Couleur	Surface (m ²)
Zone NL : naturelle à vocation de loisirs	Orange	40 500
Zone AU : urbanisation future	Rose	57 800
Zone A : agricole	Bleu	146 000
Total		244 300

← Cas 1

← Cas 2 et 3



*Cuves fiouls
existantes de
450 m³*



5. Exemple 2 : réseau de chaleur Montataire

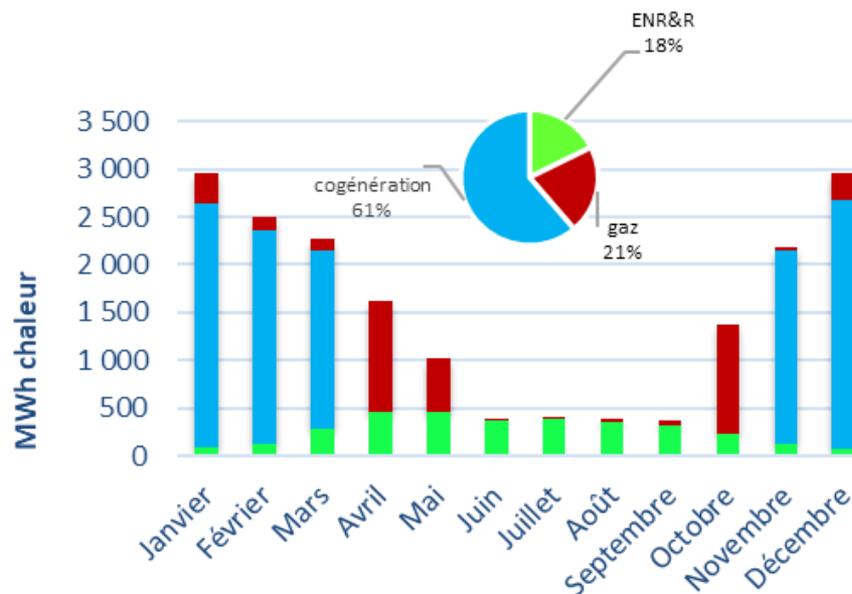
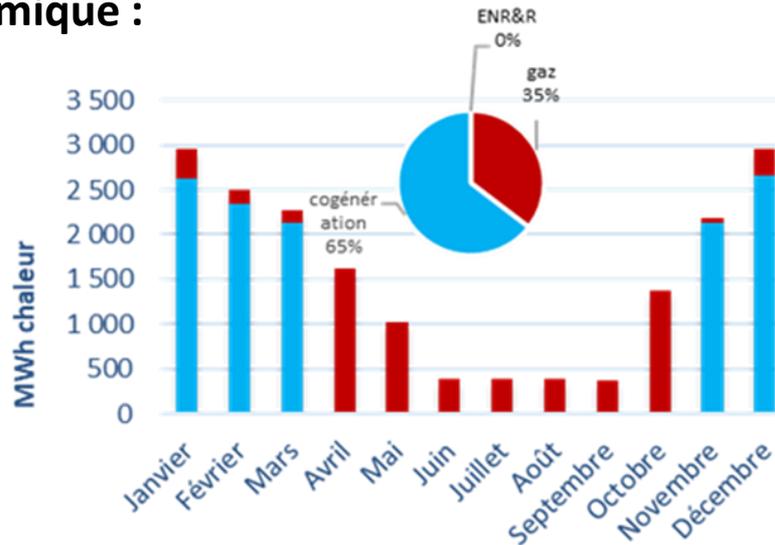
Possibilité de récupérer le stockage fuel sur site

Montataire	cogénération oui			cout travaux				subventions		exploitation	
	chaleur solaire	surface capteurs	Volume de stockage	capteur	stockage	total		€ HT	€/MWh solaire 20 ans	€ HT/an	€ HT /an.m ²
	MWh utile	m ²	m ³	€ HT	€ HT	€ HT	€ HT /MWh solaire	€ HT		€ HT/an	€ HT /an.m ²
cas 1	230	588	0	310 621	0	310 621	1 351	155 311	33,8	2 521	4,3
cas 2	2 250	7 849	392	3 387 065	141 410	3 528 475	1 568	1 764 237	39,2	23 148	2,9
cas 3	7 894	21 419	51 405	4 506 046	2 570 246	7 076 292	896	3 538 146	22,4	49 368	2,3
	Base	cas 1	cas 2	cas 3							
taux de CO2 du réseau (gr/kWh)											
avec cogénération	308	305	281	238							
sans cogénération	283	279	249	176							
cout évité (€/an)											
avec cogénération		-10 224	-90 176	-239 345							
sans cogénération		-13 093	-128 936	-405 854							
	délégataire	externa- lisation	délégant + délégataire								
évolution prix moyen chaleur €/MWh											
cas 2	1,3	-1,5	-3,3								
cas 3	-4,9	-11,6	-15,4								
sensibilité	évolution du TRI (base 6%)		prix moyen chaleur								
travaux + 10%											
cas 2	4,6%	3,0%	-2,3								
cas 3	4,7%	3,0%	-15,4								
subvention à 40%											
cas 2	4,7%	3,2%	-2,3								
cas 3	4,8%	3,2%	-13,4								



5. Exemple 2 : réseau de chaleur Montataire

Analyse économique :



5. Exemple 3 : réseau de chaleur

LE PORTEL – OUTREAU (LPO*)



Présentation du réseau :

Bail emphytéotique associé à une convention de vente de chaleur, fin de contrat 2038

Concédant Pas de calais habitat, délégataire : Engie Cofely

Vente de chaleur : 4,6 GWh

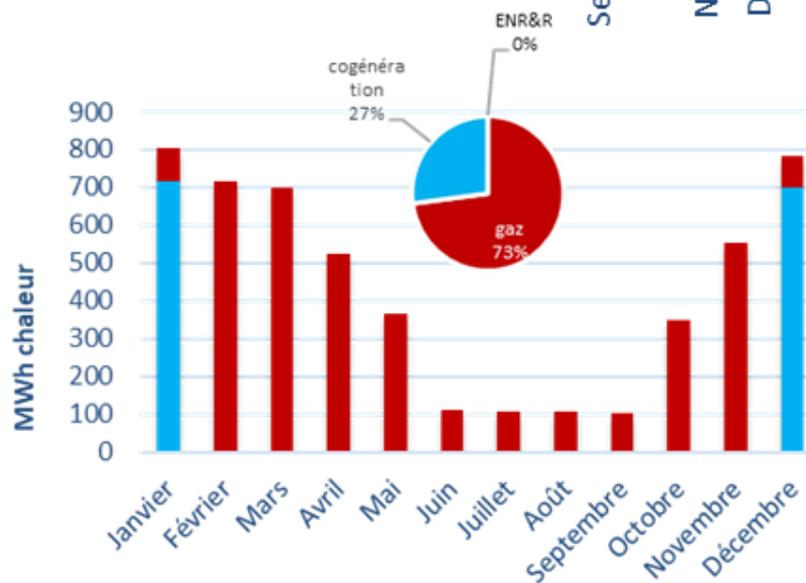
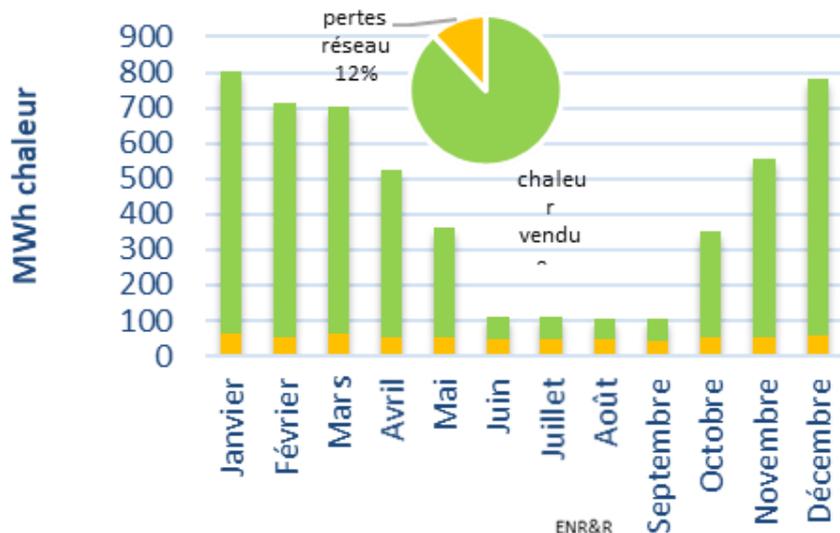
Longueur réseau : 644 ml

Combustible : 5,2 GWh

- Cogénération : 1,4 GWh arrêt en 2026
- Biogaz : 2,8 GWh 53,5%
- Gaz : 1,0 GWh

5. Exemple 3 : réseau de chaleur LPO

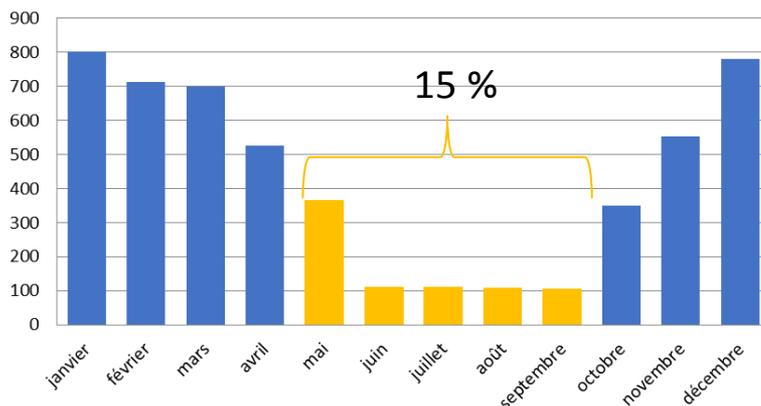
Présentation du réseau :



5. Exemple 3 : réseau de chaleur LPO

Analyse des besoins et dimensionnement :

Besoins mensuels (MWh)



DIMENSIONNEMENT - Zone H1 cas Bé = 15%	Taux de couverture solaire visé TX (%)	Besoin annuel du réseau B (MWh)	Surface solaire nette (m ²)	Surface solaire brute* (m ²)	Surface toiture nécessaire** (m ²)	Volume de stockage (m ³)
Cas 1 : Appel de puissance minimum réseau	1 %	5 217	172	185	927	0
Cas 2 : Taux de couverture faible	15 %		2 223	2 392	11 962	111
Cas 3 : Taux de couverture moyen	40 %		6 066	6 528	32 640	14 558

Surface de toiture nécessaire de 11 962 m² dès le cas 2

→ Surface totale de toiture de 8 700 m²

→ Analyse en décentralisée plus judicieuse

5. Exemple 3 : réseau de chaleur LPO

Analyse des besoins et dimensionnement :

Besoins SST (MWh)					
Mois	LOTI (MWh)	TACK (MWh)	ROLLAND (MWh)	RAMSES (MWh)	DAUDET (MWh)
janvier	174	24	6	313	154
février	340	25	5	319	140
mars	312	18	5	245	116
avril	149	11	1	160	69
mai	101	10	2	118	38
juin	16	4	0	47	23
juillet	1	3	1	38	18
août	0	3	1	36	17
septembre	2	5	1	49	20
octobre	148	10	2	128	54
novembre	160	12	3	181	83
décembre	173	14	4	184	103
Total	1 576	139	31	1 818	835
% besoins estivaux	8%	18%	16%	16%	14%

DIMENSIONNEMENT Cas décentralisé, par sous-station	Taux de couverture solaire visé TX (%)	Besoin annuel de la SST B (MWh)	Surface solaire nette (m ²)	Surface solaire brute* (m ²)	Surface toiture nécessaire** (m ²)	Volume de stockage (m ³)
SST LOTI	15 %	1 576	473	509	2 544	24
SST TACK	15 %	139	42	45	224	2
SST ROLLAND	15 %	31	9	10	50	0,5
SST RAMSES	15 %	1 818	545	587	2 935	27
SST DAUDET	15 %	835	251	270	1 348	13

5. Exemple 3 : réseau de chaleur LPO

ingénierie durable

Analyse du productible sur SOLO2017 pour la SST Daudet :

SOLO 2017													Distribution incluse		
	Global Horiz (Wh/m2.jour)	Global Capteur (Wh/m2.jour)	Global dispo (Wh/m2.jour)	T° extérieure (°C)	T° env stock (°C)	Temp EF	Volume (litres)	Temp ECS	Besoins production (kWh/jour)	Production primaire (kWh/jour)	Production solaire (kWh/jour)	Taux couv solaire(%)	Pertes bouclages (kWh/jour)	Besoins totaux (kWh/jour)	Taux économie énergie (%)
Janvier	711	986	898	4,8	25	7,99	98340	60	5944,22	148,76	149,74	2,52	0	5944,22	2,52
Fevrier	1439	1905	1794	6,2	25	8,69	89400	60	5331,08	297,56	298,4	5,6	0	5331,08	5,6
Mars	2324	2708	2635	7,7	25	9,44	74074	60	4352,57	435,67	436,32	10,02	0	4352,57	10,02
Avril	3775	4109	4074	9,5	25	10,34	44061	60	2542,91	654,12	654,24	25,73	0	2542,91	25,73
Mai	4633	4749	4735	12,9	25	15	24266	60	1269	721,18	720,21	56,75	0	1269	56,75
Juin	4971	4964	4959	15,5	25	15	14687	60	768,06	655,45	653,68	85,11	0	768,06	85,11
Juillet	5091	5152	5142	17,5	25	15	11494	60	601,08	569,81	567,78	94,46	0	601,08	94,46
Aout	4283	4534	4508	18,7	25	15	10856	60	567,72	529,08	527,09	92,84	0	567,72	92,84
Septembre	2955	3354	3283	15,6	25	15	12771	60	667,87	477,35	475,97	71,27	0	667,87	71,27
Octobre	1801	2263	2141	12,2	25	11,69	34483	60	1936,01	351,54	351,83	18,17	0	1936,01	18,17
Novembre	971	1381	1249	8,3	25	9,74	53001	60	3095,84	206,97	207,71	6,71	0	3095,84	6,71
Decembre	553	779	683	5,3	25	8,24	65773	60	3956,57	112,74	113,69	2,87	0	3956,57	2,87
Total An	1022 Kwh/m2/an	1124 Kwh/m2/an	1100 Kwh/m2/an	-	-	-	16137m3/an	-	938,95 MWh/an	157,08 MWh/an	156,97 MWh/an	-	0 MWh/an	938,95 MWh/an	-
Moyenne An	2799 Wh/m2/j	3079 Wh/m2/j	3014 Wh/m2/j	11,21°C	25°C	11,78°C	44210,04l/j	60°C	2572,47 kWh/j	430,36 kWh/j	430,05 kWh/j	16,72%	0 kWh/j	2572,47 kWh/j	16,72%
Productivité : Primaire: 623,3kWh/m2/an													Productivité : 622,9 kWh/m2/an		

Capteurs sous-vides permettant de gagner en productible et de diminuer le taux d'abattement en toiture.

Couverture solaire > 90% en été MAIS besoin d'un appoint



5. Exemple 3 : réseau de chaleur LPO

ingénierie durable

ADEME



Agence de l'Environnement
et de la Maîtrise de l'Énergie

DIRECTION RÉGIONALE
Nord-Pas de Calais
Picardie

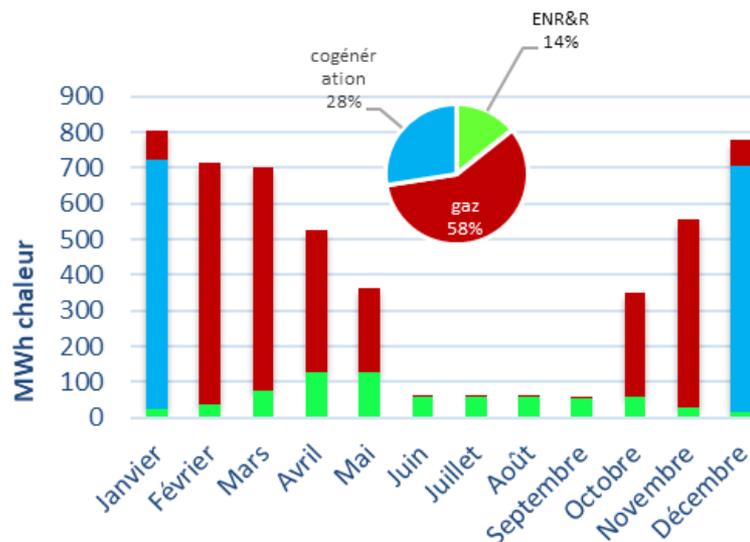
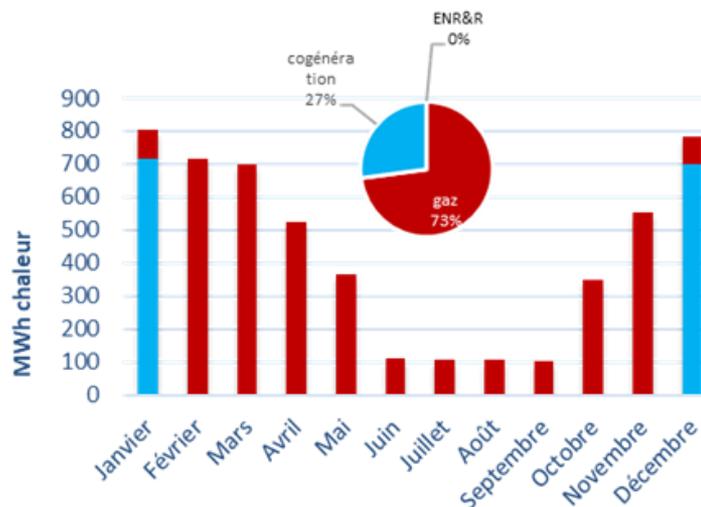
le Portel Outreau

	cogénération			oui							
	chaleur vendue (MWh)			4 595		cout travaux					
	chaleur solaire	surface capteurs	Volume de stockage	capteur	stockage	total		subventions		exploitation	
	MWh utile	m ²	m ³	€ HT	€ HT	€ HT	€ HT /MWh solaire	€ HT	€/MWh solaire 20 ans	€ HT/an	€ HT /an.m ²
cas 1	208	588	0	310 529	0	310 529	1 490	155 264	37,3	3 005	5,1
cas 2	1 771	6 244	312	1 800 984	117 966	1 918 950	1 084	959 475	27,1	14 582	2,3
cas 3	5 378	17 038	40 892	3 800 676	2 044 600	5 845 276	1 087	2 922 638	27,2	40 960	2,4
décentralisée	713	1 320	67	964 186	97 822	1 062 008	1 490	531 004	37,2	19 784	15,0
	Base	cas 1	cas 2	cas 3	décentralisée						
	taux de CO2 du réseau (gr/kWh)										
avec cogénération	313	303	275	225	313						
sans cogénération	297	287	257	205	297						
	cout évité (€/an)										
avec cogénération		-9 340	-34 650	-92 077	-49 688						
sans cogénération		-9 498	-40 489	-95 638	-51 346						
	délegataire	externa- lisation	délegant + délegataire								
	évolution prix moyen chaleur €/MWh										
cas 2	10,1	5,8	2,1								
cas 3	39,0	26,5	15,2								
décentralisée	0,8	-2,4	-4,5								
sensibilité	évolution du TRI (base 6%)		prix moyen chaleur								
	travaux + 10%										
cas 2	4,5%	3,0%	4,1								
cas 3	4,5%	3,0%	15,2								
décentralisée	4,7%	3,1%	-3,4								
	subvention à 40%										
cas 2	4,5%	3,2%	4,0								
cas 3	4,5%	3,2%	21,2								
décentralisée	4,7%	3,2%	-3,4								



5. Exemple 3 : réseau de chaleur LPO

Analyse économique :





6. Constats et problématiques

- Autres énergies
- Foncier
- Juridique

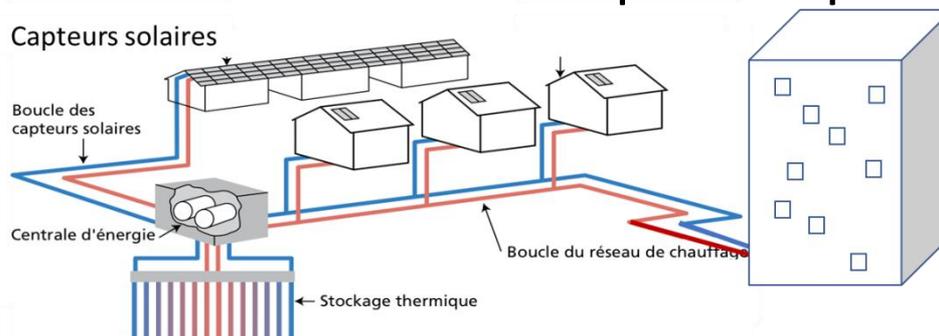
- Le solaire est par définition prioritaire :
 - Il vient « manger » sur les autres énergies par niveau de priorité
 - Fort impact du dimensionnement des autres énergies :
 - Pas de dualité avec la biomasse (le bois peut être utilisé sur un autre site)
 - Chaleur de récupération
 - Cogénération
- Foncier disponible important : les réseaux sont en milieu urbain
- Juridique :
 - mise en place d'un avenant : durée du financement difficilement compatible avec la durée résiduelle du contrat problématique
 - Valeur résiduelle



Synthèse conclusions

- Le solaire thermique sur un réseau de chaleur est une solution qui se bonifiera avec la baisse du coût des capteurs
- Cette solution reste dépendante de fortes contraintes :

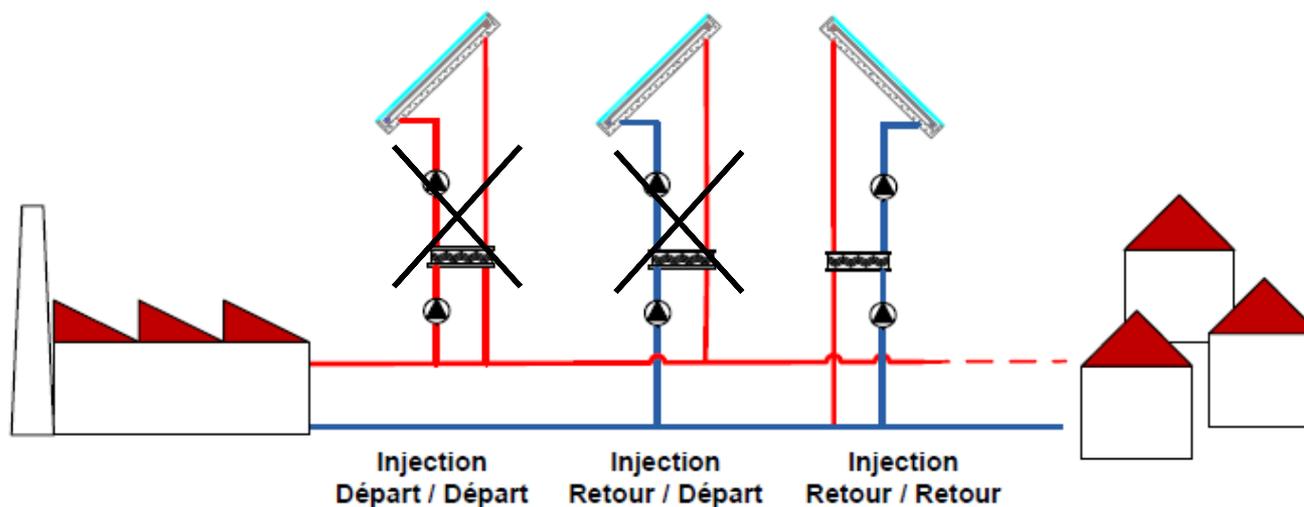
- Accès au foncier important Installation au sol :
 - 1000 m² utile → 2 500 / 3 500 m² brute
- Objectif de 15% : meilleur scénario impliquant stockage obligatoire
- Installation centralisée
- Impact sur les autres énergies :
 - Cogénération (suivant dimensionnement : électrique ou thermique)
 - ENR&R existantes (chaleur de récupération)
- investissement capitalistique





Synthèse conclusions

- Basse température :
 - retour passant de 70°C → 50°C + 20% de production
- Principe de raccordement des installations solaires





7. Montages économiques

- Délégant
- Délégataire
- Externalisation de l'opération

- Délégrant finance et le délégataire exploite : **recherche de gain maximisé pour l'utilisateur**
 - Pas de recherche de rentabilité, faible taux de financement
 - Rôle de la collectivité, immobilisation financière pour la collectivité
 - Pas de risque (loyer) : le délégataire assure l'exploitation (garantie de résultat)
 - Problématiques :
 - AO et Gestion des travaux et de leur réception (**garantie de résultat : transfert sur le délégataire**)
 - Dérive cout (travaux, exploitation)
- Délégrant finance : **Garantie du gain défini pour l'abonné**
 - Recherche de rentabilité (Impact sur les autres énergies)
 - Risque : charge du délégataire (engagement sur le prix des travaux et de l'exploitation)



7. Montages économiques

- Externalisation : Achat de chaleur solaire par le réseau
 - Délégrant
 - Délégataire
 - Externalisation de l'opération
 - Rentabilité sur fond propre uniquement, le reste investissements classique
 - Risque : dérive des couts (travaux, exploitation)
 - Rentabilité garantie par obligation d'achat (le prix de la chaleur couvre le financement et l'exploitation)
 - **Définition des conditions de livraison complexe** (puissance, température, ...) : le délégataire pilote et supporte les évolutions des autres énergies; **qui garantie le gain à l'abonné ?**



Projet Wattrelos



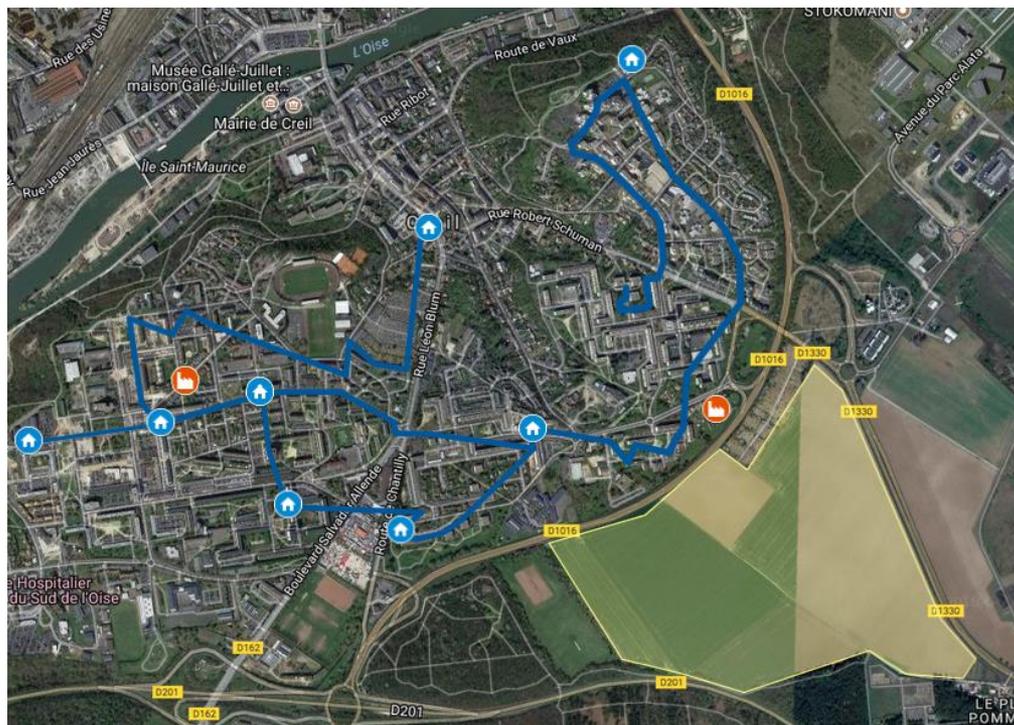
Vue aérienne du réseau de Wattrelos et place disponible

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,4	3,48	10,1
Taux de couverture solaire annuel [%]	2%	17,4%	50,6%
Productivité solaire [kWh/m ²]	443	409	436
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	43,9	28,5	30,4
Surface solaire nette [m ²]	919	8514	23 232

De nombreux terrains agricoles, ainsi que des zones à urbaniser sont à proximité de la chaufferie. Cas 3 envisageable si zone agricole disponible sinon favoriser le cas 2



Projet Creil



Vue aérienne du réseau de Creil et place disponible

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,97	11,85	34,6
Taux de couverture solaire annuel [%]	1,4%	16,9%	49,4%
Productivité solaire [kWh/m ²]	496	397	425
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	32	21,7	26
Surface solaire nette [m ²]	1 963	29 828	81 391

Le contexte urbain du réseau est dense, aucune surface n'est valorisable dans le centre ville.

Par contre, à proximité de la chaufferie Est se trouvent une zone à urbaniser conséquente. Le cas 2 semble le mieux adapté.



Projet Arras



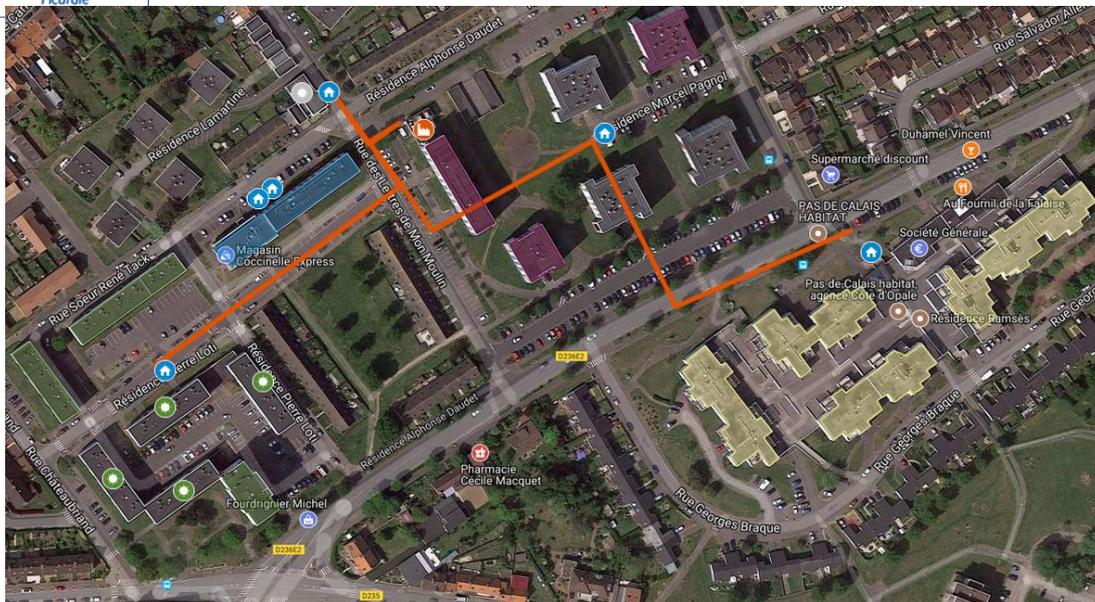
Vue aérienne du réseau d'Arras et place disponible

Le contexte urbain du réseau est relativement dense lorsqu'on se rapproche du centre ville, de ce fait, il n'y a quasiment aucun espace solarisable dans ce secteur. Néanmoins, à proximité des deux chaufferies qui se situent plus en périphérie, se trouvent de nombreux terrains agricoles, ainsi que des zones à urbaniser, ceci est favorable au cas 2.

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	1,3	13,1	39,3
Taux de couverture solaire annuel [%]	1,8%	17,7%	53,3%
Productivité solaire [kWh/m ²]	488	417	458
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	30	23,2	27,5
Surface solaire nette [m ²]	2 719	31 393	85 661



Projet Le Portel Outreau



Vue aérienne du réseau de Le Portel Outreau et place disponible

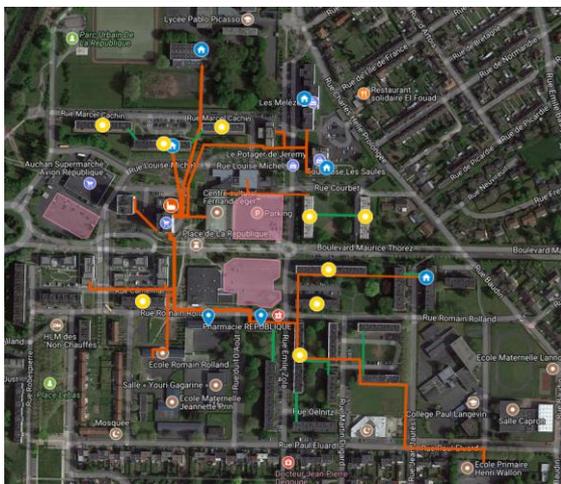
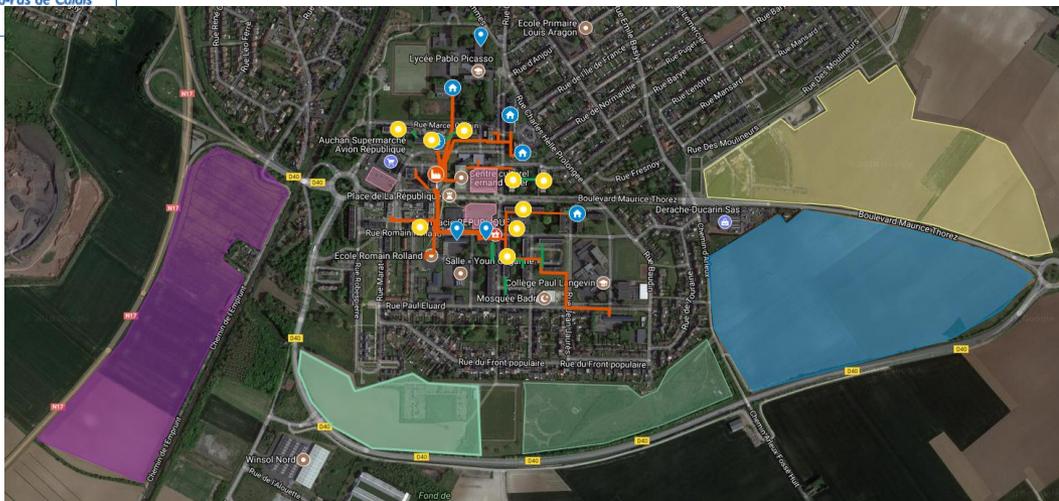
Les besoins étant faibles, pour répondre à la surface préconisée par les 3 cas, il sera possible d'utiliser les toitures à proximité de la chaufferie.

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,208	1,77	5,4
Taux de couverture solaire annuel [%]	4,0%	33,9%	103,1%
Productivité solaire [kWh/m ²]	354	284	316
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	64,6	44,7	44,1
Surface solaire nette [m ²]	172	2 223	6 066



ANNEXES

Projet Avion



Vue aérienne du réseau d'Avion et place disponible

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,091	1,9	5,8
Taux de couverture solaire annuel [%]	0,6%	13,2%	40,4%
Productivité solaire [kWh/m ²]	333	309	347
Prix de revient du produisible solaire [€/MWh]	83,2	40,9	40,1
Surface solaire nette [m ²]	272	6 158	16 803

Le contexte urbain du réseau est dense, seuls trois parkings à proximité des sous-stations seraient valorisables dans le centre ville. Par contre, Avion étant une petite ville située dans une zone rurale, beaucoup d'espaces agricoles, naturels ou à urbaniser l'entourent.



Projet Lambersart



Vue aérienne du réseau de Lambersart et place disponible

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,3	2,39	7,3
Taux de couverture solaire annuel [%]	1,8%	14,5%	44,4%
Productivité solaire [kWh/m ²]	399	340	382
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	51,7	36	35,7
Surface solaire nette [m ²]	740	7 035	19 197

Le contexte urbain du réseau est relativement dense car la ville est frontalière à celle de Lille. Seule une réserve de superstructure au nord de la chaufferie et une réserve d'infrastructure à l'ouest sont valorisables. Le cas 3 ne semble donc pas être réaliste, on favorisera le cas 2.



Projet Outreau



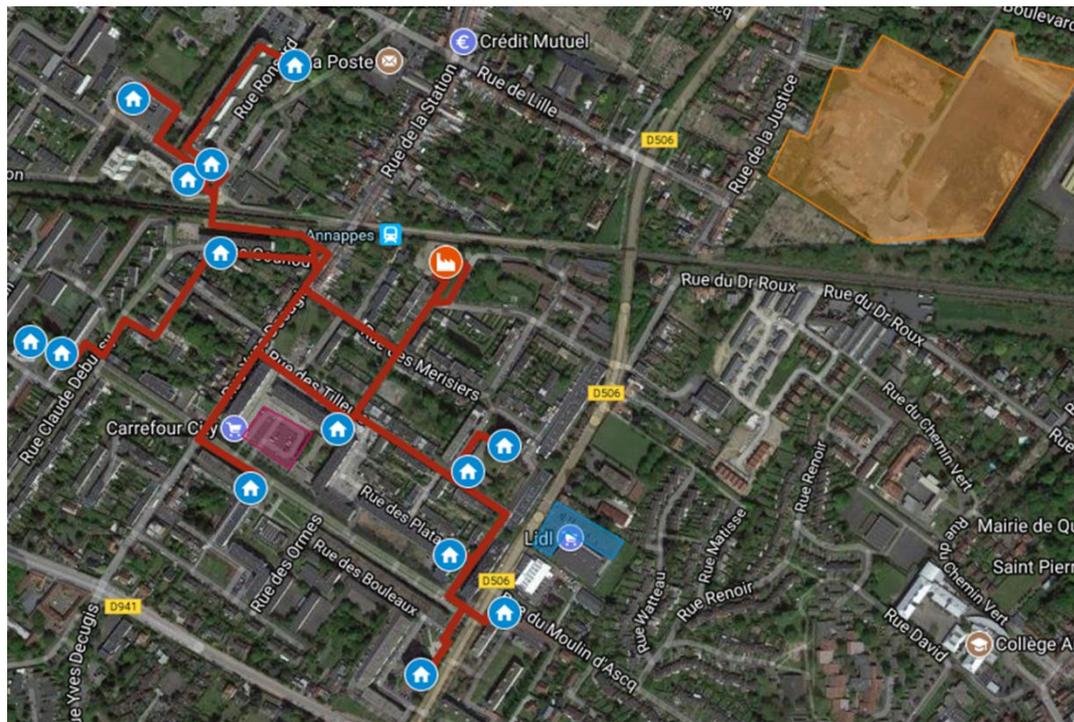
Vue aérienne du réseau d'Outreau et place disponible

Le contexte urbain du réseau est relativement dense, mais le réseau se situe en limite de la commune : à proximité de la chaufferie se trouvent de nombreux terrains agricoles et zones de pâturage. Si ces terrains peuvent être exploités le cas 3 serait envisageable.

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,1	1,14	3,3
Taux de couverture solaire annuel [%]	1,5%	17,8%	51%
Productivité solaire [kWh/m ²]	395	417	439
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	72,2	37	39,4
Surface solaire nette [m ²]	247	2 725	7 435



Projet Villeneuve d'Ascq (Résidence)



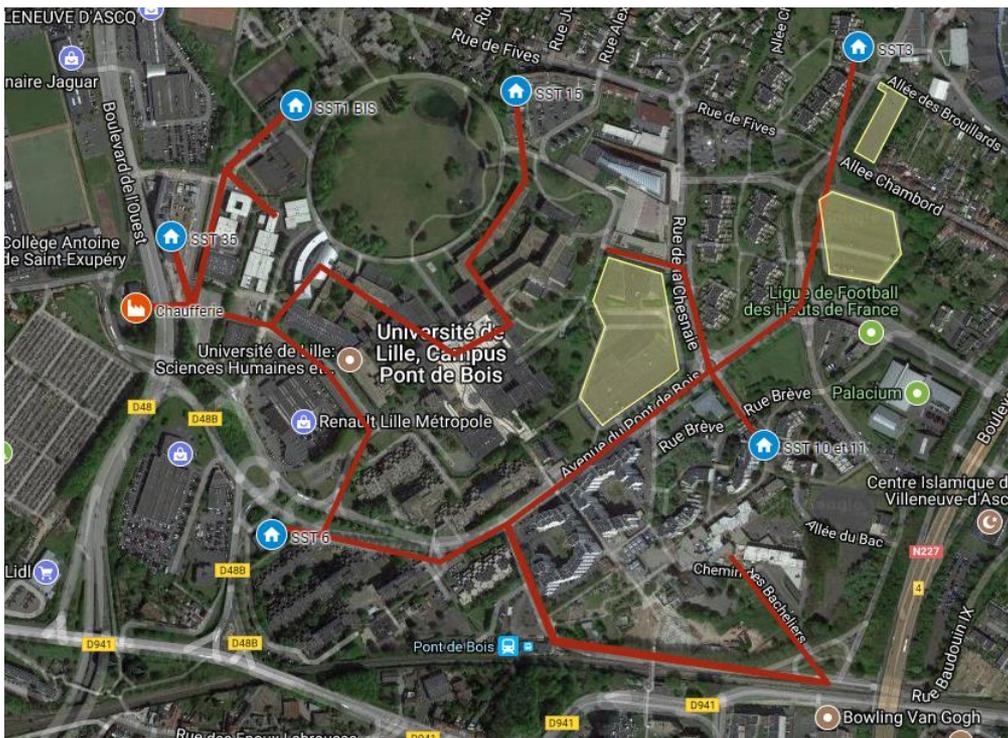
Vue aérienne du réseau de Villeneuve d'Ascq et place disponible

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,4	3,2	9,7
Taux de couverture solaire annuel [%]	2,1%	16,1%	48,6%
Productivité solaire [kWh/m ²]	438	378	418
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	44,1	39,6	39,5
Surface solaire nette [m ²]	938	8 524	23 259

Le contexte urbain du réseau est très dense, il y a peu de parkings et ils n'ont pas une grande superficie. La seule zone exploitable est une friche située au Nord du réseau (400 m) mais une voie ferrée la sépare de celui-ci donc le cas 3 ne semble pas réalisable, on favorisera le cas 2.



Projet Villeneuve d'Ascq (Université)



Vue aérienne du réseau de Villeneuve d'Ascq et place disponible

Le contexte urbain du réseau est très dense, seuls trois parkings à proximité des sous-stations seraient valorisables dans le centre ville. Qui plus est, il n'y pas de friches ou terrains agricoles à proximité du réseau. Seul le cas 1 semble réalisable du fait du manque de place disponible.

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,7	6,2	18,2
Taux de couverture solaire annuel [%]	2%	16%	48%
Productivité solaire [kWh/m ²]	397	378	409
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	41	26,4	29,3
Surface solaire nette [m ²]	1 784	16 267	44 387



Projet Saint Laurent



Vue aérienne du réseau de Saint Laurent et place disponible

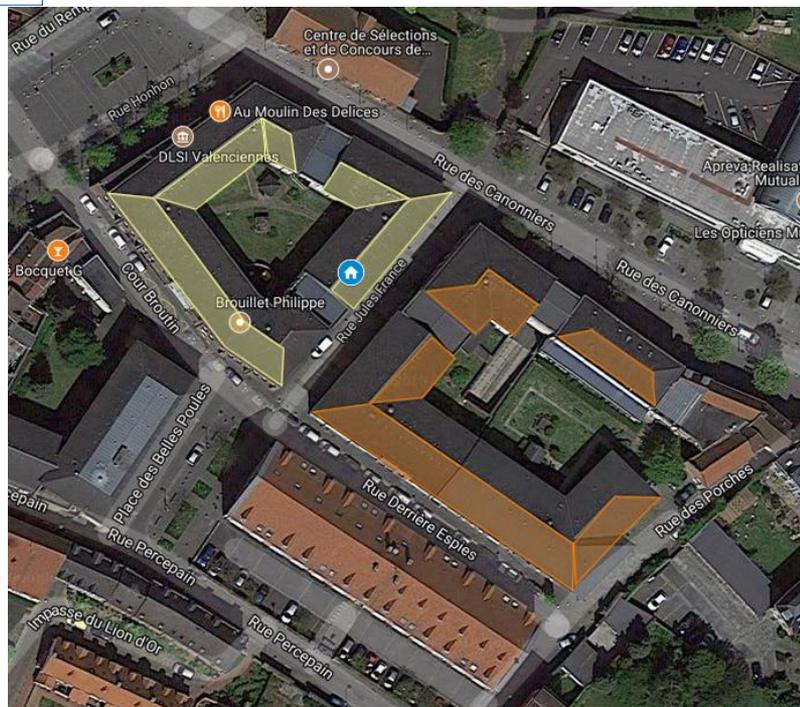
	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,14	1,61	4,6
Taux de couverture solaire annuel [%]	1,2%	14%	40%
Productivité solaire [kWh/m ²]	363	329	344
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	68,9	50,6	51,6
Surface solaire nette [m ²]	379	4 905	13 383

Le contexte urbain du réseau est relativement dense car la ville est limitrophe à celle d'Arras, seuls quelques toits et parkings à proximité de la chaufferie seraient valorisables dans le centre ville.

Par contre, en périphérie de la ville se trouvent de nombreux terrains agricoles, ainsi que des zones à urbaniser. Néanmoins une autoroute gêne l'accès à ces zones.



Projet Valenciennes



Vue aérienne du réseau de Valenciennes et place disponible

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,28	0,37	0,44
Taux de couverture solaire annuel [%]	19,3%	25,1%	29,8%
Productivité solaire [kWh/m ²]	230	306	363
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	111,2	148,6	141,8
Surface solaire nette [m ²]	1 227	1 203	1 203

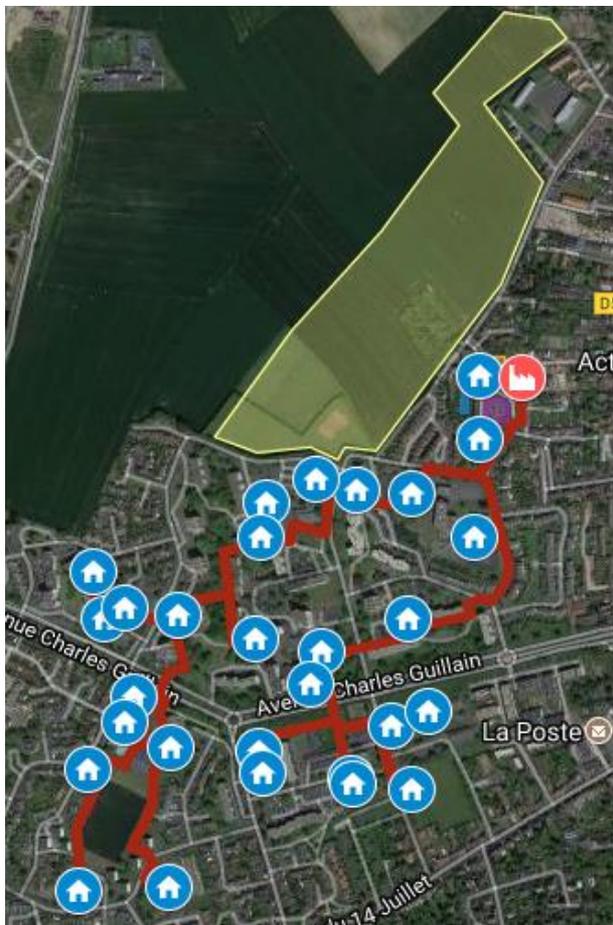
Nous préconisons le cas 3 pour ce réseau, soit la valorisation de l'ensemble des surfaces bien orientées avec des capteurs sous-vides et un stockage de type BTES (Borehole Thermal Energy Storage) dans l'une des cours intérieures.

En considérant un volume équivalent de stockage de 3,5 m³ pour obtenir le potentiel de stockage d'1 m³ d'eau, le BTES représente 16 426 m³, soit une emprise au sol de 300 m² (profondeur des puits estimée à 55m).



ANNEXES

Projet Wattignies



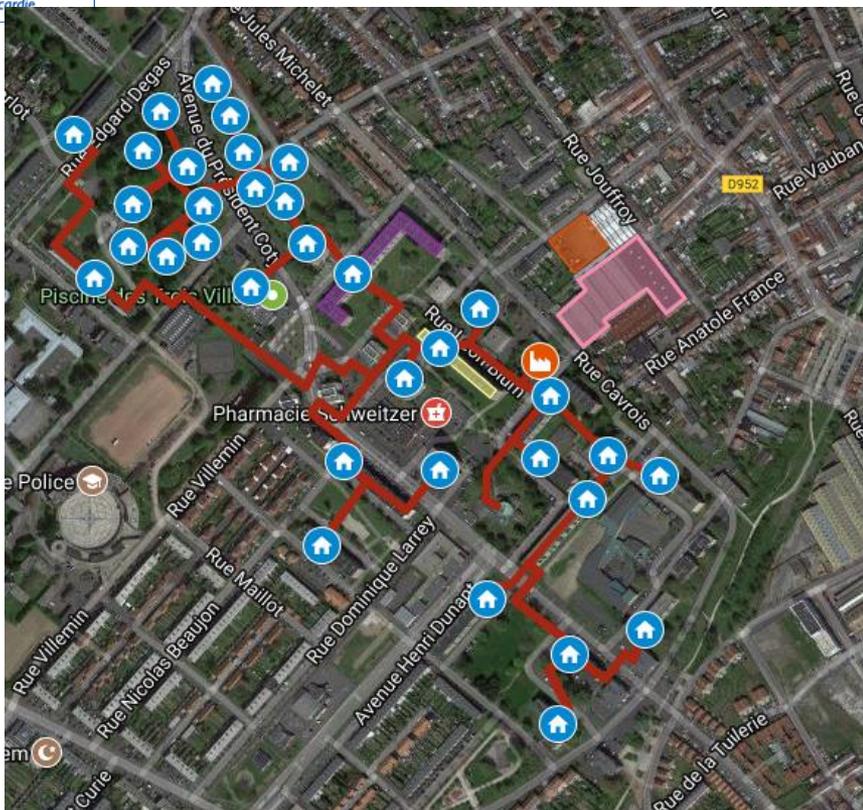
Vue aérienne du réseau de Wattignies et place disponible

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,3	3,6	10,4
Taux de couverture solaire annuel [%]	1,2	14,5	42,1
Productivité solaire [kWh/m ²]	413	340	362
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	50,5	32,6	35,3
Surface solaire nette [m ²]	711	10 561	28 818

Le contexte urbain du réseau est relativement dense, néanmoins à proximité de la chaufferie se trouvent également une large zone à urbaniser d'après le PLU (Plan Local D'urbanisme).
Pour les 3 cas il faudra alors valoriser la zone à urbaniser.



Projet Longchamp



Vue aérienne du réseau de Longchamp et place disponible

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,14	2,15	6,3
Taux de couverture solaire annuel [%]	1,2%	17,2%	50,1%
Productivité solaire [kWh/m ²]	465	403	431
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	57,2	50,6	38,3
Surface solaire nette [m ²]	311	5 345	14 584

Le contexte urbain du réseau est relativement dense, seuls 3 toitures et un parking à proximité de la chaufferie seraient valorisables dans le centre ville. Pour la réalisation du cas 3 il faudra valoriser les trois toitures et le parking.



Projet Abbeville



Vue aérienne du réseau d'Abbeville et place disponible

Le contexte urbain du réseau est relativement dense, seuls quatre parkings à proximité des sous-stations seraient valorisables dans le centre ville.

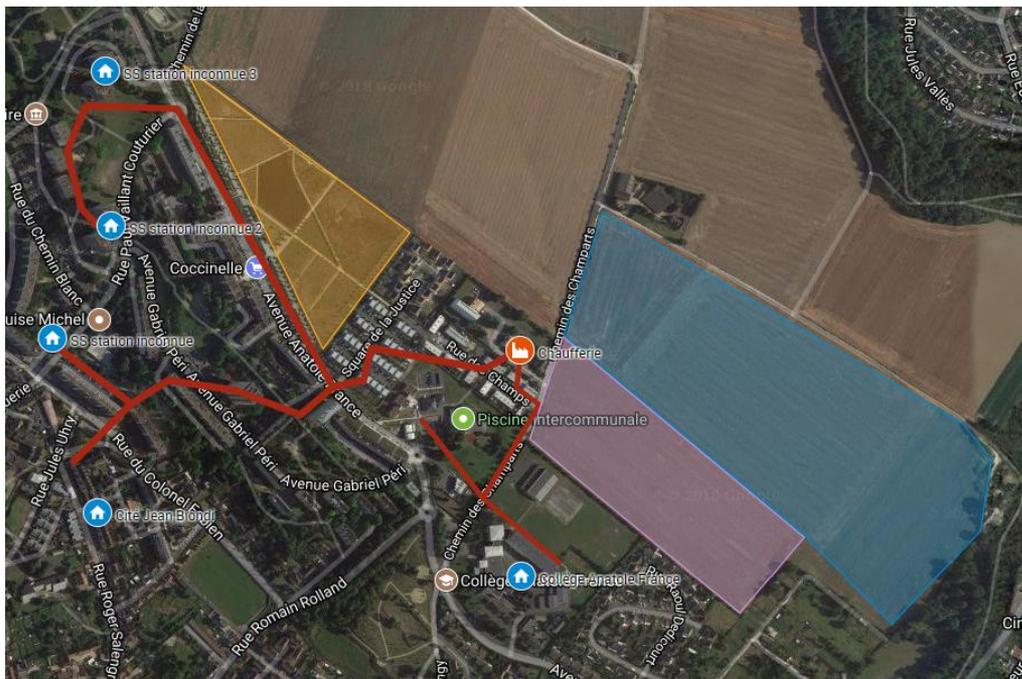
Par contre, à proximité de la chaufferie se trouvent de nombreux terrains agricoles, ainsi que des zones à urbaniser. Avec la valorisation des zones agricoles à proximité, le cas 3 serait envisageable.

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,3	4,2	11,2
Taux de couverture solaire annuel [%]	1%	16%	43%
Productivité solaire [kWh/m ²]	408	380	399
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	46,4	30,8	32
Surface solaire nette [m ²]	804	10 999	28 137



Projet Montataire

ANNEXES



Vue aérienne du réseau de Montataire et place disponible

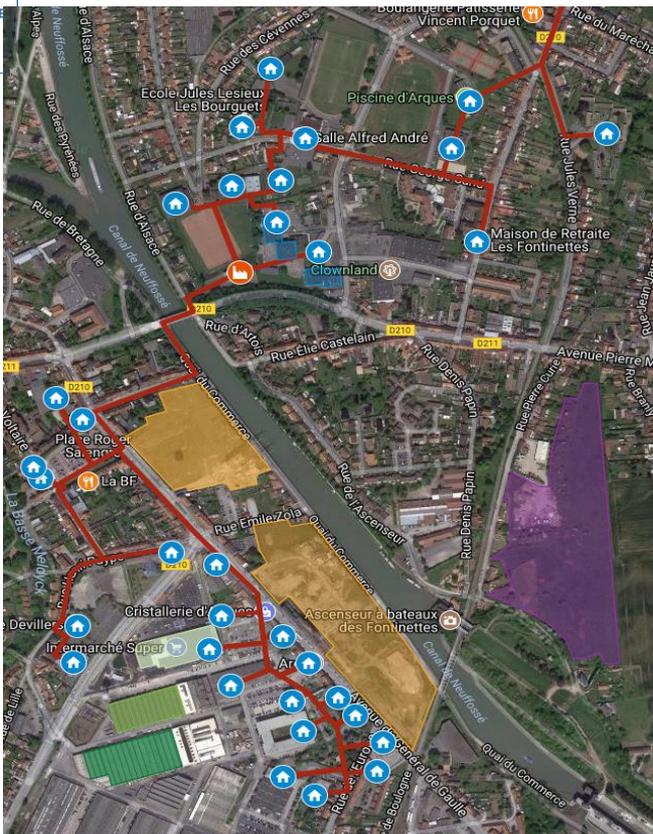
	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,23	2,43	7,4
Taux de couverture solaire annuel [%]	1,2%	13,2%	39,9%
Productivité solaire [kWh/m ²]	391	310	343
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	56,4	62,8	36,3
Surface solaire nette [m ²]	588	7 849	21 419

Le contexte urbain du réseau est favorable : la chaufferie est située en lisière de la ville, à proximité de nombreuses surfaces agricoles, à urbaniser ou naturelle à vocation de loisir. La valorisation de ces terres agricoles permettra la réalisation du cas 2 ou du cas 3



Projet Arques

ANNEXES



Vue aérienne du réseau d'Arques et place disponible

	Cas 1	Cas 2	Cas 3
Energie solaire [GWh/an]	0,4	5,0	13,8
Taux de couverture solaire annuel [%]	1%	17%	46%
Productivité solaire [kWh/m ²]	426	396	426
Prix de revient du productible solaire [€/MWh]	57,7	28,3	30,7
Surface solaire nette [m ²]	927	12 646	32 350

Le contexte urbain du réseau est assez favorable : la chaufferie est située en zone urbaine avec des infrastructures sportives et habitations autour d'elle, néanmoins, il existe des zones de friche, des zones à urbaniser ainsi que des toitures de centres commerciaux à proximité du réseau. On retrouve à proximité un collège et une zone en développement. Valoriser toutes les surfaces représentées pour le cas 3, la réalisation du cas 2 sera alors plus envisageable.