

Etat des lieux de la filière biogaz

Rapport final

Paris, le 19 juin 2015



Rappel des objectifs de l'étude :

1. **Dresser un état des lieux des sites en fonctionnement** : identifier et hiérarchiser les difficultés rencontrées par les sites en fonction de leur impact sur la rentabilité des projets et de leur nature transitoire ou plus structurelle

2. **Analyser les projets en développement** :
 - Identifier les difficultés rencontrées par les porteurs de projets et en particulier les verrous qui peuvent conduire au blocage des projets ; identifier les opportunités sur lesquelles capitaliser pour soutenir le développement de la filière
 - Evaluer la dynamique de développement (flux de projets ayant une chance d'aboutir dans les prochaines années)

Avertissement légal

- *Cette étude ("l'Etude") a été réalisée par E-CUBE Strategy Consultants SAS (© 2015 Copyright of E-CUBE Strategy Consultants SAS)*
- *L'Etude ne peut être communiquée à quiconque en dehors de ses commanditaires ni utilisée par un tiers pour quelque raison et de quelque manière que ce soit, sans l'accord formel de E-CUBE Strategy Consultants (« E-CUBE »)*
- *Les éléments chiffrés de cette présentation reposent en totalité sur des informations déclaratives, publiques, diffusées par la(es) société(s) concernée(s) ou par des tiers. Ces informations n'ont pas été vérifiées ni auditées de manière indépendante par E-CUBE*
- *Les éléments financiers et prévisions présentés dans ce document intègrent les conditions économiques, monétaires, de marché ou autres prévalant en juin 2015 et ne préjugent pas des ajustements nécessaires si ces conditions venaient à se modifier.*

L'état des lieux de la filière biogaz s'appuie sur une enquête réalisée auprès de 54 installations, et 46 entretiens avec les acteurs de la filière, les pouvoirs publics et les porteurs de projet



1) Ensemble des sites mis en service au 15/12/2013, source DGEC

2) En raison du calendrier des travaux agricoles et des contraintes des agriculteurs, le nombre de visites sur site a été restreint

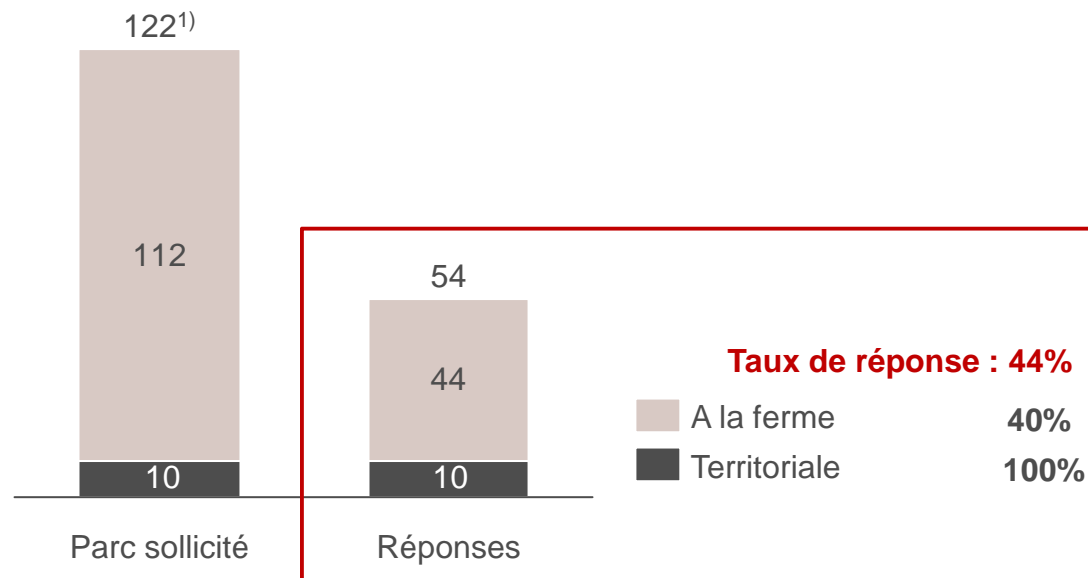
46 entretiens ont été réalisés avec les différents acteurs de la filière, les porteurs de projets et les pouvoirs publics

| Typologie d'acteur | Nombre d'entretiens réalisés |
|--|--|
| Ministères (DGEC - bureaux gaz et électricité, MAAF : DGPAAT / DDPP) | 4 |
| ADEME | 2 |
| Fédérations professionnelles filière biogaz (Club Biogaz ATEE, SER) | 3 |
| Fédérations agricoles (AAMF, APCA, FNSEA) | 5 |
| Fournisseurs d'énergie (EDF, Engie) | 2 |
| Gestionnaires de réseaux gaz (GRTgaz, GrDF) | 2 |
| Banque | 1 |
| Bureaux d'études | 3 |
| Conseil financement / AMO | 2 |
| Constructeurs | 5 |
| Développeurs / investisseurs / exploitants ¹⁾ | 8 |
| Porteurs de projets (cogénération et injection) | 9 (1 collectif agricole, 4 territoriaux avec agriculteurs au capital, 4 individuels de 65 à 250 kWe) |

1) Projets en développement portés par ces acteurs évoqués lors de l'entretien sur la vision filière (essentiellement des projets collectifs agricoles et territoriaux)

Le panel de sites sur lesquels portent les constats de l'état de lieux se compose de 44 sites « à la ferme » et 10 sites « territoriaux » soit 44% du parc en fonctionnement depuis plus d'un an

INSTALLATIONS EN FONCTIONNEMENT À FIN DÉCEMBRE 2013 [parc, panel de l'enquête]



Définitions a priori :

- Installation « à la ferme » : installation portée par un ou plusieurs agriculteurs
- Installation « territoriale » : valorisation des déchets externes / à l'échelle du territoire

1) Sites raccordés à mi décembre 2013, qualifiés à partir du fichier transmis par la DGEC et du recoupement avec les bases ADEME, ATEE, AAMF et Coop de France

Ordre du jour

1 | Etat des lieux des sites en fonctionnement

2 | Dynamique projet

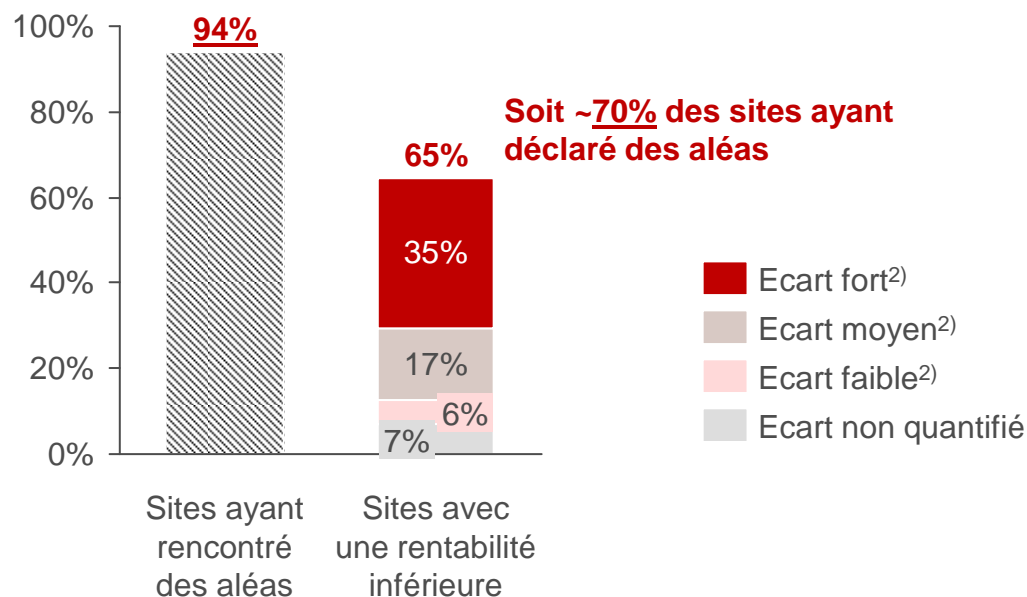
3 | Annexe : enquête – résultats détaillés

La quasi-totalité des sites en fonctionnement de notre panel (94%) a rencontré des aléas par rapport au business plan prévisionnel, ce qui se traduit pour 60% d'entre eux par une rentabilité fortement inférieure

32 types d'aléas mesurés :

- **Surcoûts d'investissements** : stockage, autre génie civil, processus de méthanisation (y.c. pré-traitement), valorisation de la chaleur, traitement du digestat (post-traitement), homologation, autre coûts de mise en conformité réglementaire ; remplacements d'équipements intervenant plus tôt que prévus
- **Surcoûts d'OPEX** : temps passé / ETP, coût des intrants, frais de maintenance cogénération et méthanisation, frais de contrats divers, coûts de traitement du digestat (épandage, séchage, etc.), fiscalité
- **Revenus inférieurs** : recettes électricité (fonctionnement inférieur au prévisionnel, V inférieur), revenus issus des redevances déchets, autres revenus issus de la vente de chaleur

Nombre de sites du panel ayant rencontré des aléas¹⁾ et déclarant une rentabilité inférieure au prévisionnel



1) Au moins un des aléas mesurés par le questionnaire ; 2) Ecarts : fort (> 5 points d'EBE ou de TRI), moyen (2 à 5 points d'EBE ou de TRI), faible (< 2 points d'EBE ou de TRI)

NB : l'écart de TRI mesuré dans le questionnaire reflète la situation du site à l'instant T de l'enquête et ne présage pas du TRI « réel » au bout des 15 ans de la vie du site ; le TRI sert d'indicateur pour mesurer l'impact des difficultés rencontrées par les sites

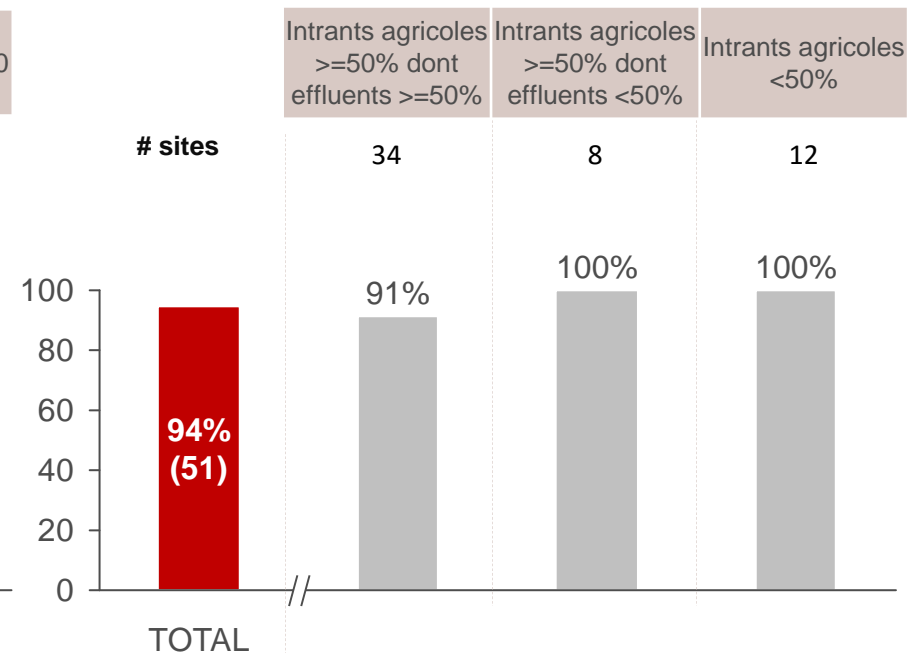
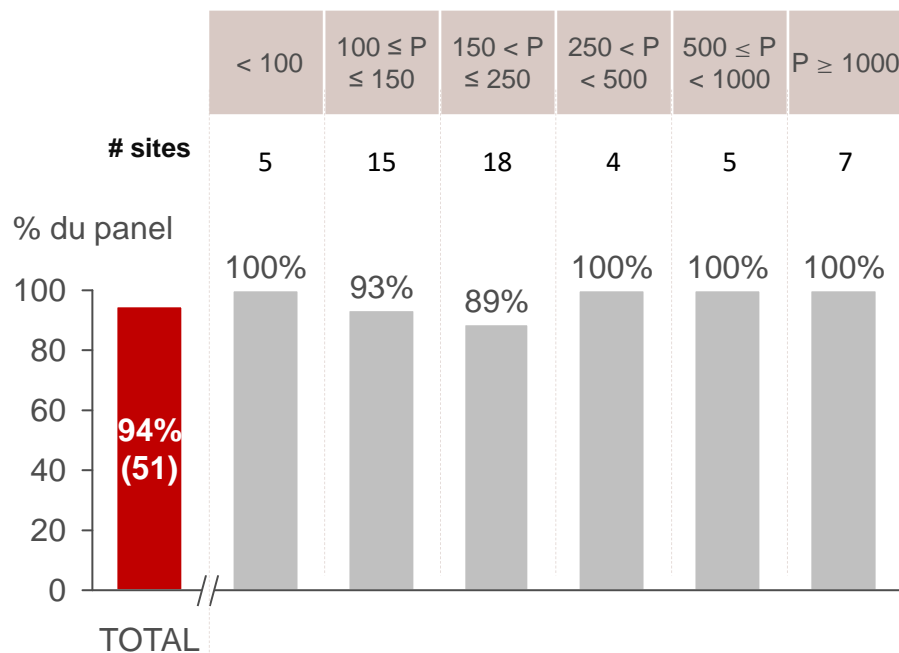
Source : enquête auprès de 122 sites en fonctionnement depuis plus d'un an, analyse E-CUBE Strategy Consultants

Les aléas affectent toutes les typologies de sites quelque soit leur taille et la nature des intrants majoritaires (effluents ou déchets)

NOMBRE DE SITES AYANT DÉCLARÉS DES ALÉAS

Tous les sites sont concernés quelque soit leur taille

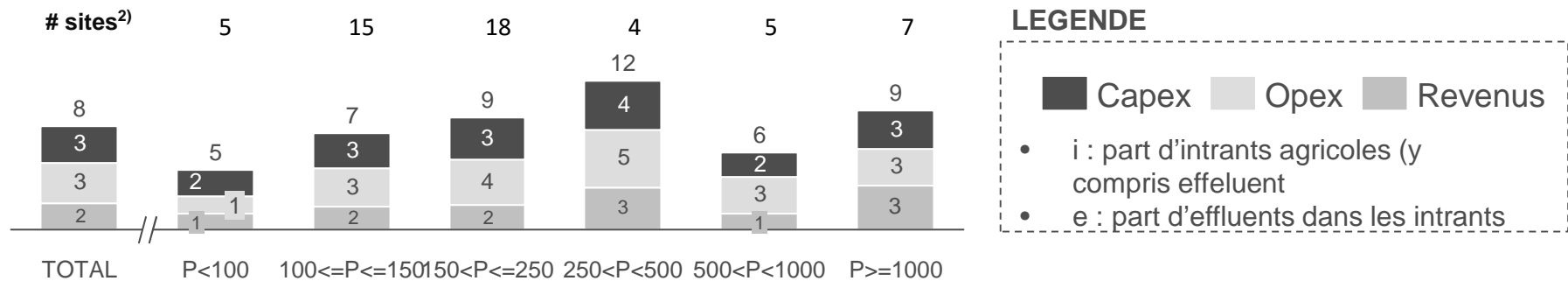
Et la nature des intrants majoritaires



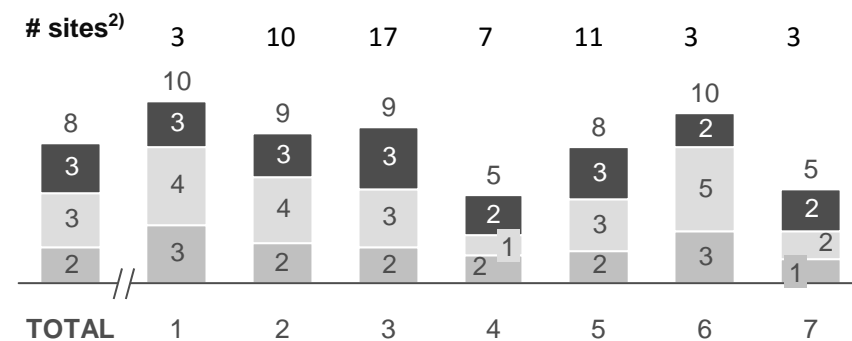
Le nombre d'aléas rencontrés a tendance à croître avec la taille des sites. Il n'est pas moins élevé pour les sites les plus récents par rapport aux sites qui ont 6 ou 7 ans de fonctionnement

NOMBRE D'ALÉAS RENCONTRÉS EN MOYENNE SUIVANT LA TYPOLOGIE D'INSTALLATION ET LE TYPE D'IMPACT (CAPEX, OPEX, REVENUS)

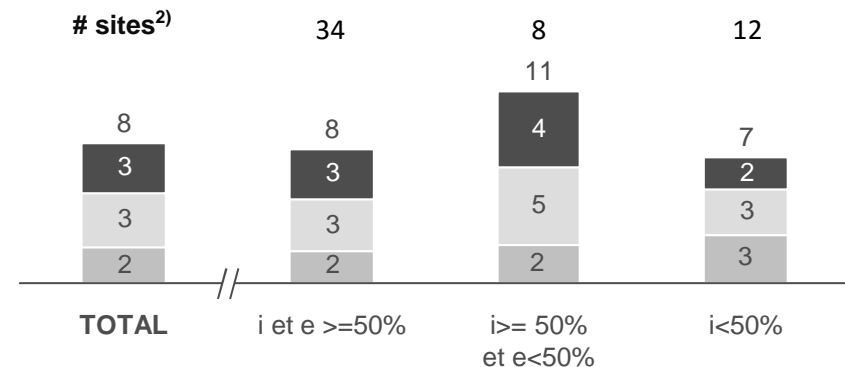
En fonction de la puissance



En fonction du nombre d'années de fonctionnement



En fonction de la nature des intrants



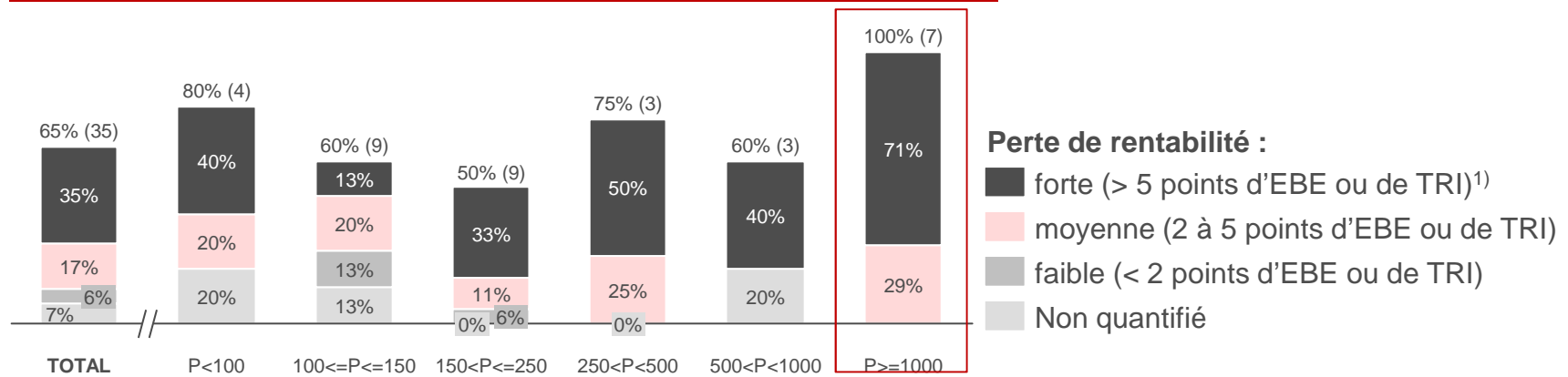
1) Nombre de problèmes rencontrés depuis la mise en fonctionnement du site (et pas nécessairement l'année en cours)

2) Nombre de sites ayant répondu à la question

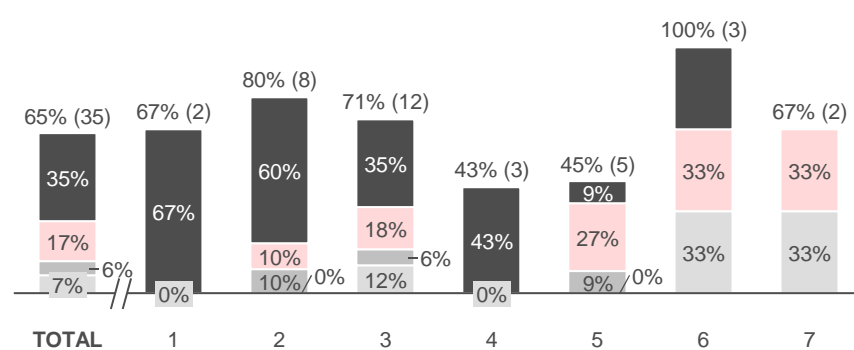
Toutes les typologies de sites sont concernées par les problèmes de rentabilité sans corrélation évidente ; ce sont les grands sites et ceux traitant majoritairement des déchets externes qui se déclarent les plus impactés

NOMBRE DE SITES AYANT DÉCLARÉ UNE RENTABILITÉ INFÉRIEURE AU PRÉVISIONNEL

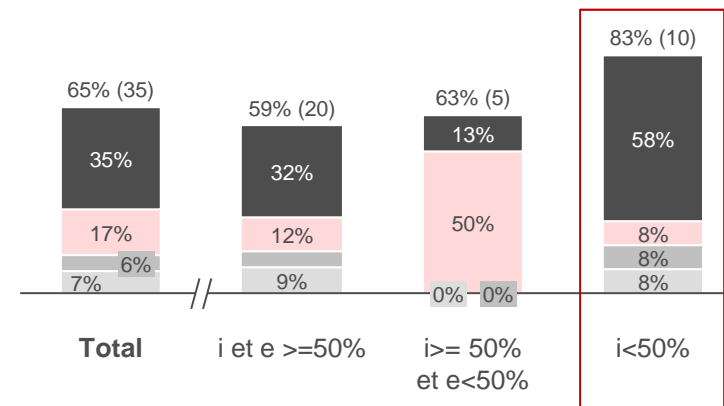
En fonction de la puissance



En fonction du nombre d'années de fonctionnement



En fonction de la nature des intrants



1) EBE = Excédent Brut d'Exploitation ; TRI = Taux de rentabilité interne
 Source : résultats enquête, analyse E-CUBE Strategy Consultants

La typologie des intrants majoritaires influence fortement les problématiques économiques et la nature des risques opérationnels et financiers

| <i>Nature des intrants majoritaires :</i> | Intrants agricoles (effluents prédominants ¹⁾) | Déchets (sites généralement ≥ 1 MWe) |
|---|--|--|
| <i>Intérêt de la méthanisation²⁾</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Une réponse à la Directive Nitrate • Meilleure valeur agronomique des digestats vs. lisiers, fumiers / économies d'engrais • Economies de chaleur | <ul style="list-style-type: none"> • Solution de traitement / valorisation des déchets sur un territoire |
| <i>Problématiques clés</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Gérer l'approvisionnement en intrants complémentaires pour améliorer le pouvoir méthanogène moindre des effluents • Fort taux d'indésirables (fumiers) • Valorisation chaleur | <ul style="list-style-type: none"> • Sécurisation de l'approvisionnement • Maîtrise de la biologie (variabilité de la qualité des intrants et de la ration) • Sécurisation de l'épandage / gestion du digestat • Valorisation chaleur • Fortes contraintes réglementaires (ICPE, agrément) |
| <i>Impacts CAPEX</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Stockages intrants et digestat (volumes importants) • Eventuellement pré-traitement des intrants (broyage) | <ul style="list-style-type: none"> • Pré-traitement : hygiénisation (sous-produits animaux), déconditionnement • Post-traitement du digestat (pour simplifier le retour au sol) • Stockages (surtout digestat) |
| <i>Impacts revenus</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Incertitude limitée aux aléas process + chaleur | <ul style="list-style-type: none"> • Incertitude process, chaleur + <u>redevance</u> |
| <i>Impacts OPEX</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Casses, usures prématurées (indésirables, taux d'H₂S) | <ul style="list-style-type: none"> • Complexité du process qui multiplie les risques de casses, pannes |

1) Seulement 2 exceptions dans notre panel ; 2) Outre l'apport de revenus complémentaires au travers de la vente d'électricité ; dans certains cas, la méthanisation favorise le développement d'autres activités (notamment au travers de la valorisation chaleur)

L'évaluation et la hiérarchisation des difficultés rencontrées s'appuie sur l'indicateur de rentabilité TRI projet (Taux de Rentabilité Interne)

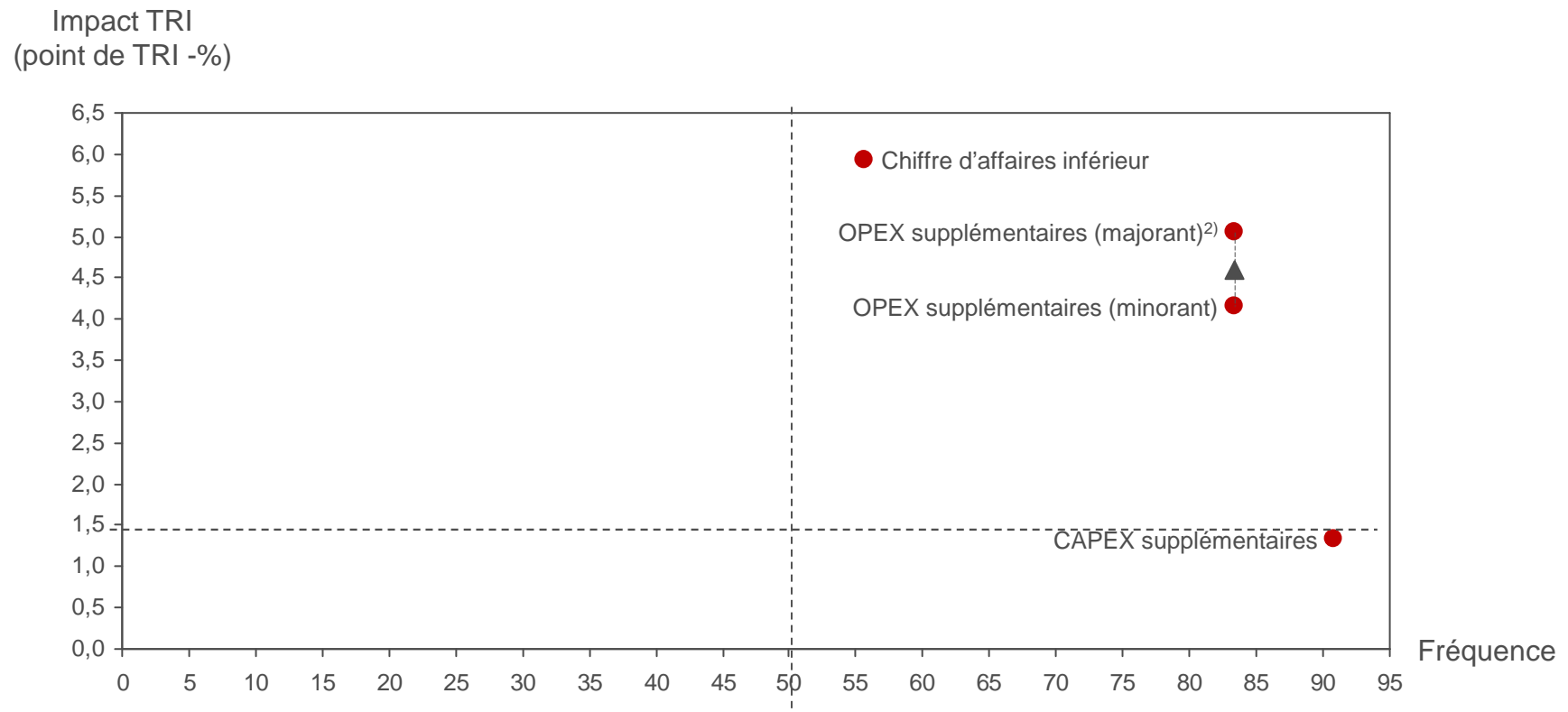
CHOIX DE L'INDICATEUR

- Nous avons retenu **le TRI projet avant impôt** comme indicateur pour mesurer l'impact des aléas rencontrés par les sites sur leur rentabilité¹⁾
- Ce TRI est indépendant des modalités de financement du projet
- Le TRI reflète la rentabilité prévisionnelle d'un projet à un instant T.
- Il intègre les paramètres suivants :
 - Chiffres d'affaires – charges d'exploitation = EBE
 - Taxes (CFE)
 - Investissements
 - + subventions
- Ce TRI est utilisé comme référence par la DGEC pour fixer les tarifs d'achat
- Le niveau retenu par l'ADEME est de 10%

1) Ce TRI est différent du TRI investisseur qui intègre les modalités de financement de projets et prend en compte l'imposition. C'est ce TRI qui fait en général référence pour les décisions d'investissement

Les surcoûts de CAPEX représentent les problèmes les plus fréquents mais leur impact sur la rentabilité est limité en comparaison des baisses de revenus (qui excèdent en moyenne 5 pts de TRI) et des surcoûts d'OPEX

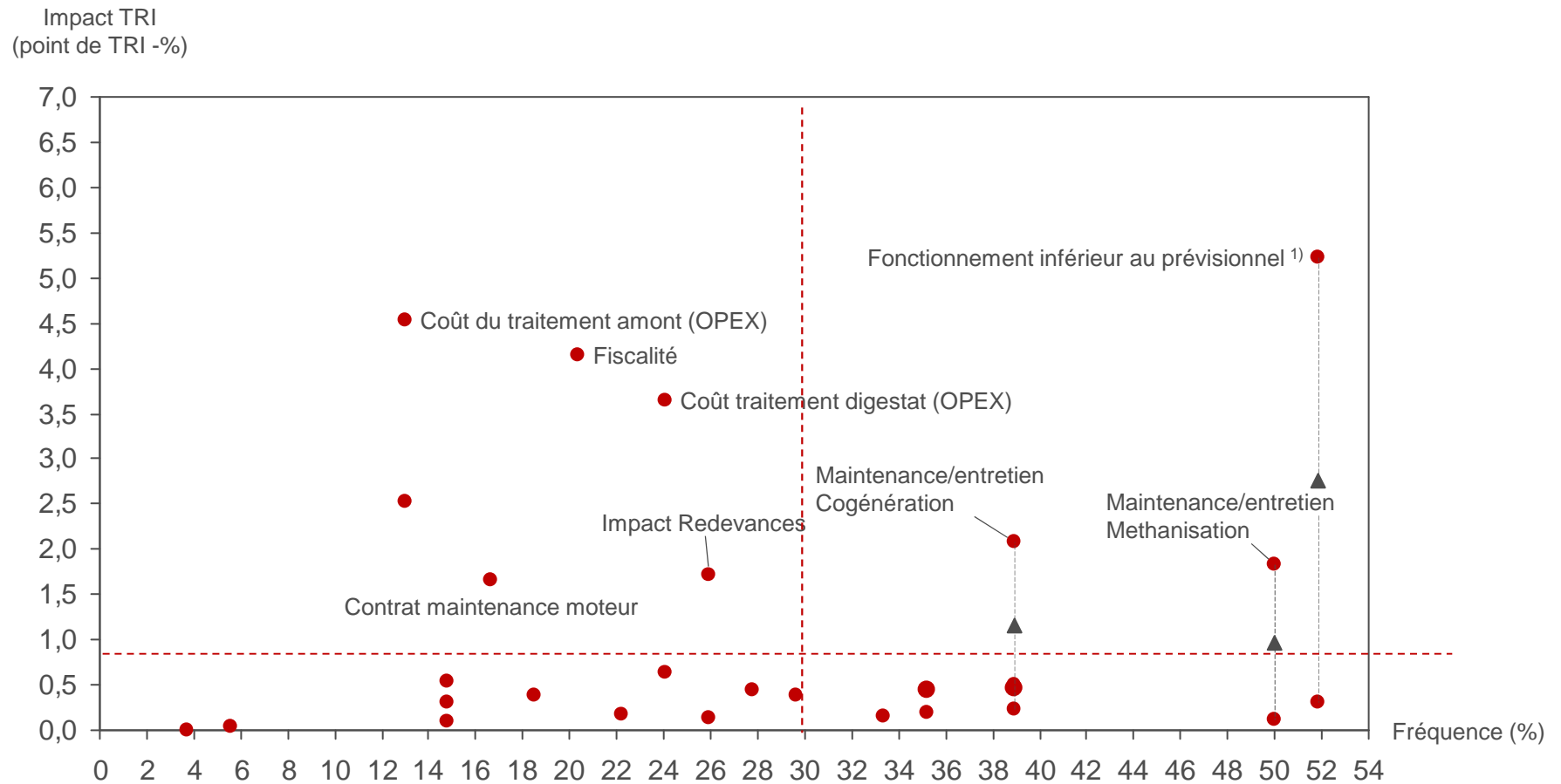
HIÉRARCHISATION DES IMPACTS EN FONCTION DE LEUR FRÉQUENCE ET LEUR IMPACT TRI MOYEN¹⁾



1) Calcul du TRI à partir de modèles de BP : analyse en points d'écart pour chaque aléa, toutes choses égales par ailleurs ; sur la base des éléments déclarés dans l'enquête ; 2) Les questionnaires ne permettant pas toujours d'évaluer le caractère récurrent ou ponctuel des surcoûts d'OPEX maintenance cogénération et méthanisation (hors frais contractuels récurrents), nous avons calculé un « Worst Case » : sous-évaluation permanente des OPEX et un « Best Case » : sous-évaluation ponctuelle par rapport au BP prévisionnel, la réalité se situant entre les deux d'après nos entretiens (surcoûts récurrents mais intervenants plutôt tous les 2 à 3 ans)

Les interruptions de fonctionnement et les surcoûts de maintenance en particulier sur la méthanisation sont les difficultés qui impactent le plus les sites en fonctionnement

HIÉRARCHISATION DES IMPACTS EN FONCTION DE LEUR FRÉQUENCE ET LEUR IMPACT TRI MOYEN¹⁾

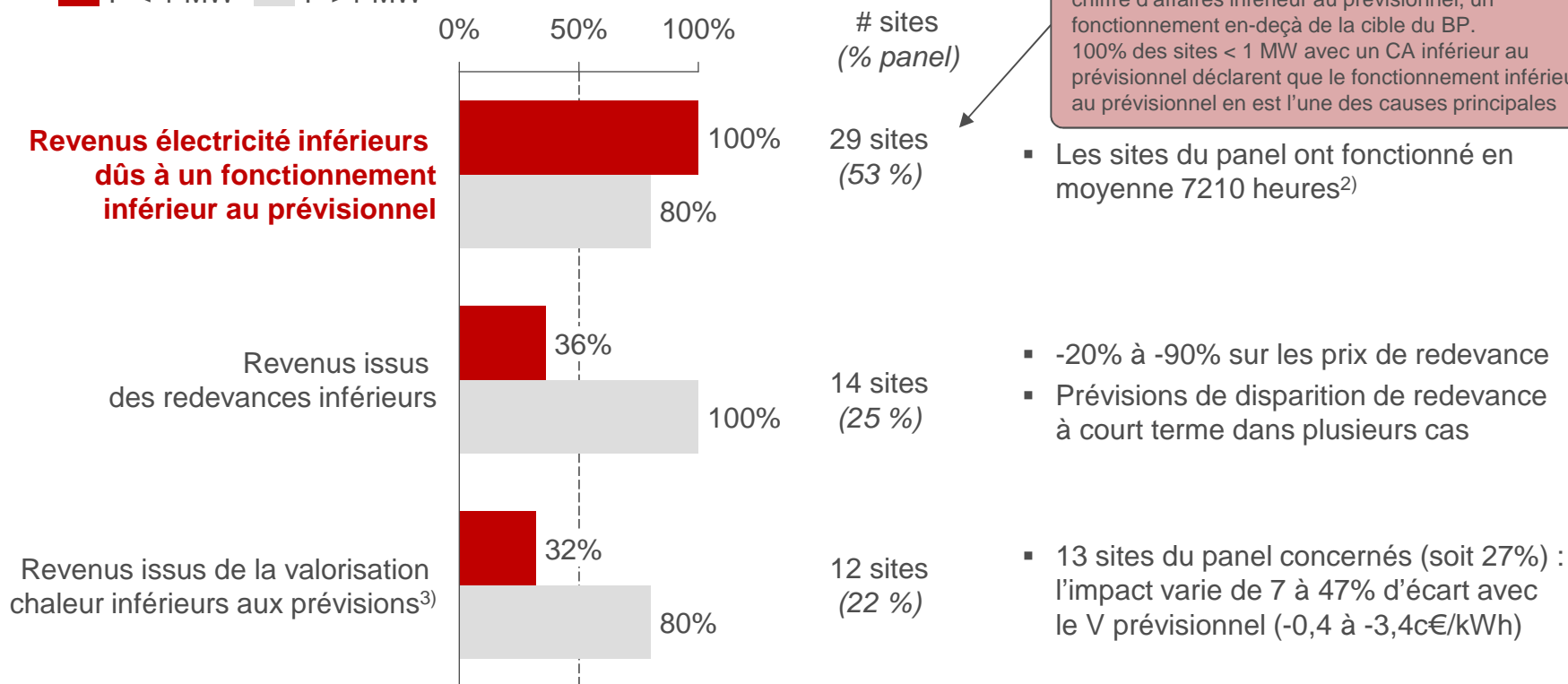


1) Hypothèse de fonctionnement de 8000 h ; la majorant représente un cas de maintien des écarts de fonctionnement dans le temps,, le minorant traite l'aléa comme ponctuel, la réalité étant généralement intermédiaire : plusieurs années de fonctionnement inférieures au prévisionnel

La perte de revenus s'explique principalement par une durée de fonctionnement inférieure au prévisionnel

PRINCIPALES RAISONS DES ÉCARTS PAR RAPPORT AU CHIFFRE D'AFFAIRES INITIAL [en % du nombre d'installations avec un CA inférieur au prévisionnel]¹⁾

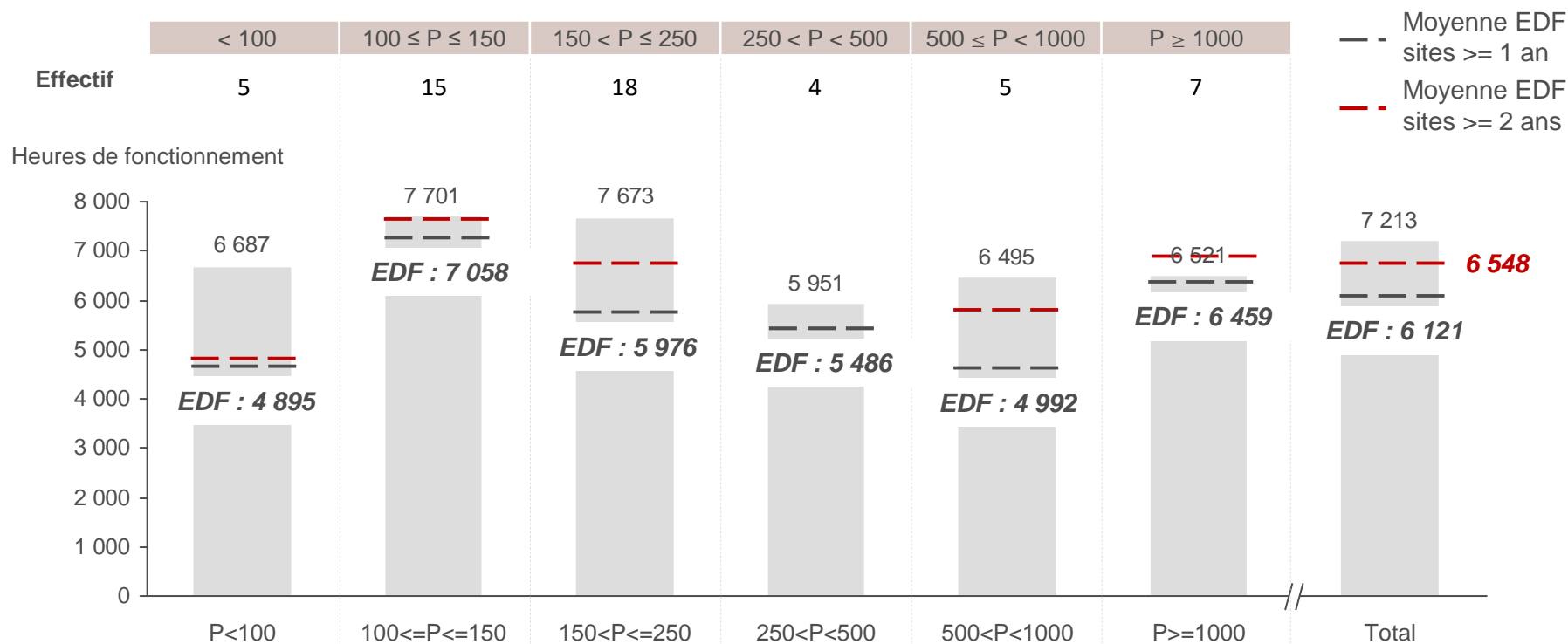
■ P < 1 MW ■ P > 1 MW



1) 15 sites cumulent plusieurs difficultés: 6 sites cumulent les difficultés A,B,C; 5 sites cumulent les difficultés A,B; 4 sites cumulent les difficultés A,C et aucun site ne cumule les difficultés B,C
 2) Calcul du nombre d'heure de fonctionnement à pleine puissance (kWh produits / kWe installés)
 3) Prime efficacité énergétique et éventuelles revenus de la commercialisation de la chaleur à des tiers

En moyenne, les installations du panel ont fonctionné 7 272 heures; ces chiffres sont supérieurs à la moyenne de l'année 2014 des données EDF pour ces mêmes installations¹⁾ qui est de 6 121heures

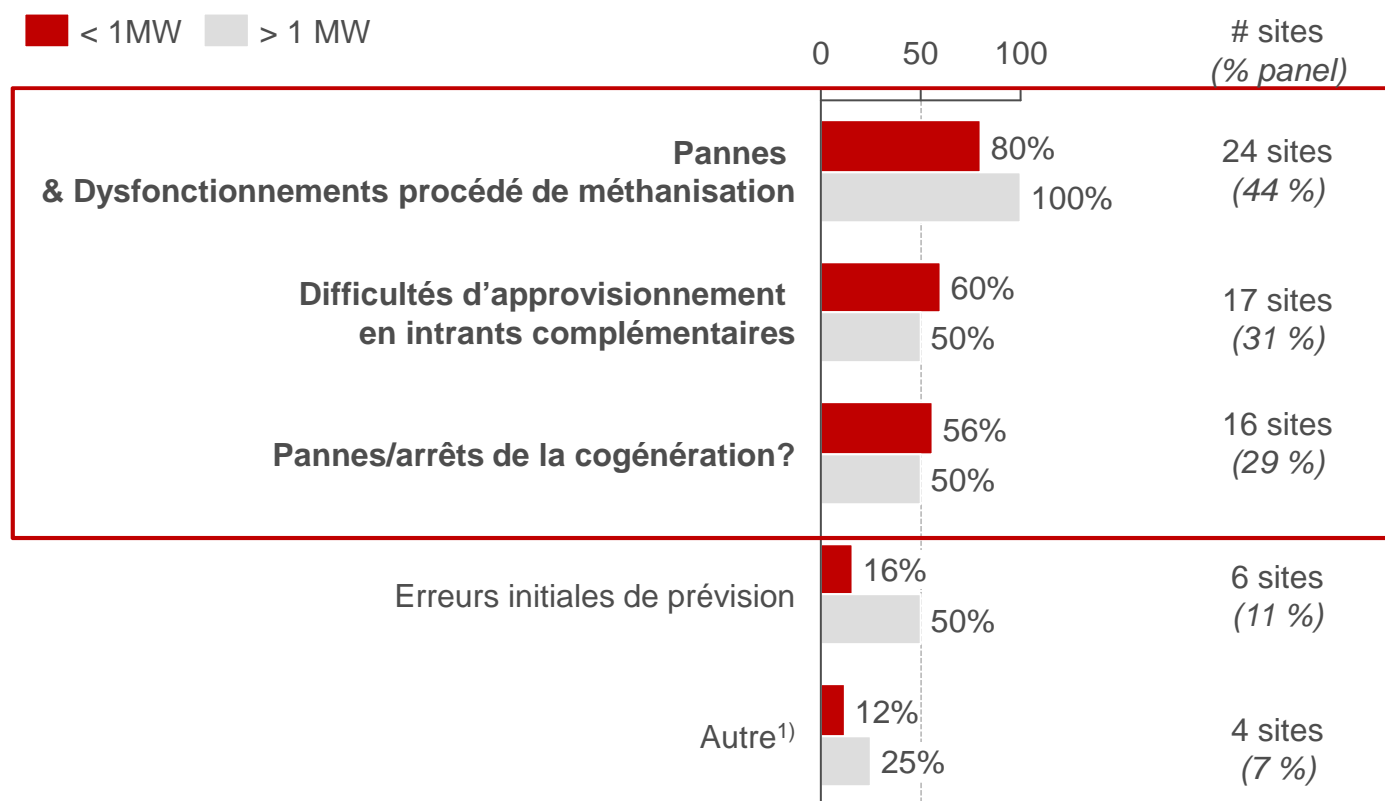
NOMBRE D'HEURES THÉORIQUES DE FONCTIONNEMENT ANNUEL [kWh produits/kWe, moyenne]



1) Fichier anonymisé transmis par la DOAT EDF avec les productibles pour les 3 dernières années (2014, 2013, 2012) ; calcul théorique à partir de l'énergie et de la puissance arrondie communiquée ; application d'un coefficient de 95% à l'énergie de facturation pour obtenir la production brute moyenne ; retraitement des données extrêmes (< 1000 heures de fonctionnement) ; calcul sur 2013 (seule année avec les puissances détaillées permettant le calcul)

Les dysfonctionnements du procédé de méthanisation, les difficultés d’approvisionnement ou les pannes ou arrêts de la cogénération sont les principales causes de ce fonctionnement inférieur au prévisionnel

PRINCIPALES RAISONS D’UN FONCTIONNEMENT INFÉRIEUR AU PRÉVISIONNEL [en % du nombre d’installations avec ce problème]



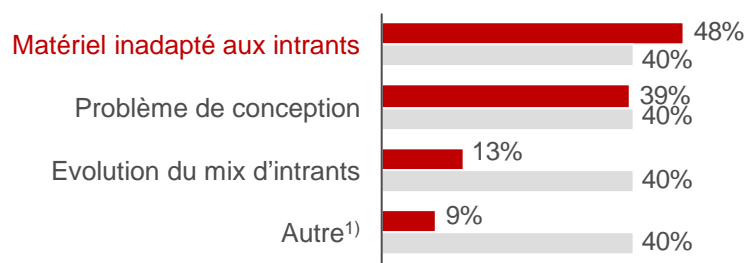
1) Difficultés d’épandage ; difficultés d’approvisionnement consécutive aux arrêts pour problèmes techniques

Les problèmes de matériel inadapté au type d'intrants et les nombreuses coupures réseaux arrivent comme causes premières des interruptions de fonctionnement liées au process

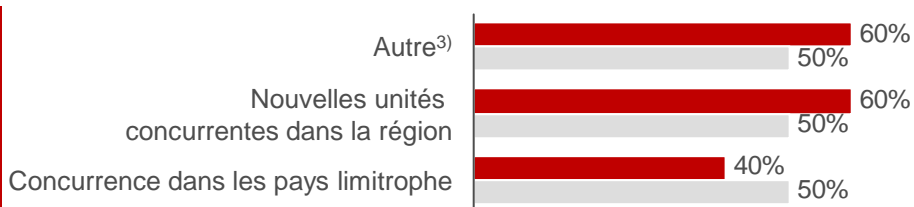
PRINCIPALES RAISONS D'UN FONCTIONNEMENT INFÉRIEUR AU PRÉVISIONNEL [en % du nombre d'installations avec ce problème]

■ < 1 MW ■ > 1 MW

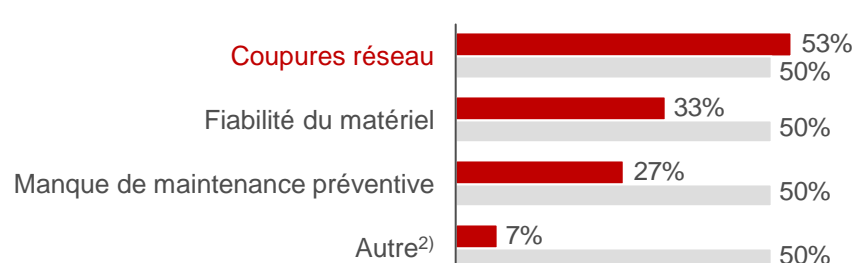
Pannes ou dysfonctionnements dans le procédé de méthanisation



Difficultés d'approvisionnement en intrants complémentaires



Pannes / arrêts de la cogénération



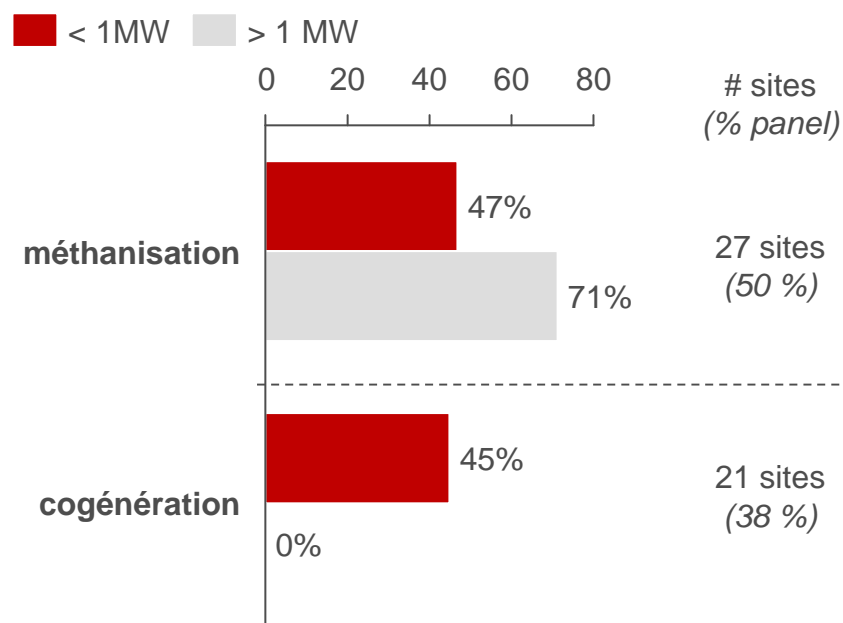
- « Fragilité » du procédé infiniment mélangé « standard » par rapport à la matière traitée (indésirables dans le fumier notamment)
- Variabilité de la ration sur les sites qui traitent des déchets externes avec risque sur la biologie

53% des sites de puissance inférieure à 1 MW qui rencontrent des pannes et arrêts de la cogénération expliquant en grande partie leur fonctionnement inférieur au prévisionnel BP, déclarent que ce problème provient essentiellement de coupures réseaux

1) Conditions météo exceptionnelles, technologie pas adaptée à l'évolution du mix d'intrants, panne de compteur ; 2) Manque de biogaz entraînant des arrêts de production et Filtre à charbon non prévus 3) Pas d'IAA à proximité, pression de sociétés concurrentes sur la matière, prix élevé des céréales, manque d'agrément sanitaire devenu nécessaire

Les dysfonctionnements et pannes du processus de méthanisation et de la cogénération affectent également les OPEX (surcoûts de frais de maintenance) et sont accentués par l'absence de SAV local structuré

NOMBRE DE SITES CONCERNÉS PAR DES SURCÔÛTS DE MAINTENANCE SUR LA MÉTHANISATION ET COGÉNÉRATION (hors frais de contrats) [en % du nombre d'installations du panel]



- En dépit d'investissements complémentaires réalisés dans certains cas pour optimiser le processus (pré-traitement de type broyeur), le nombre de casses sur la méthanisation devrait rester significatif (pas d'équipement / de process 100% adapté) : agitateurs, pompes sont les équipements les plus concernés
- Ces surcoûts n'ont généralement pas été anticipés et n'ont donc pas été provisionnés
- Compte tenu de l'absence de SAV local structuré, les délais d'interventions peuvent être longs (plusieurs semaines dans certains cas extrêmes) ⇒ tendance des sites à développer des stocks de pièce et coûteux
- Usure accélérée du moteur engendrée par les multiples coupures
- Corrosivité des intrants nécessitant des traitements H₂S

Nous avons analysé les Business Plan de 12 projets pour évaluer sur des cas concrets l'impact TRI global des aléas rencontrés. 2 sites analysés ont aujourd'hui une rentabilité supérieure à leur prévisionnel

PRÉSENTATION DU PANEL

| | < 100 | 100 ≤ P ≤ 150 | 150 < P ≤ 250 | 250 < P < 500 | 500 ≤ P < 1000 | P ≥ 1000 |
|-------|-------|---|---------------|---|--|----------|
| 11 BP | 1 | 4 dont 1 avec une rentabilité supérieure au prévisionnel | 2 | 2 dont 1 traitant majoritairement des déchets externes | 1 avec une rentabilité supérieure au prévisionnel | 2 |

Méthodologie :

- Entretiens avec les porteurs de projet pour reconstituer un compte d'exploitation sur une année réelle « standard » (base 2014 ou 2013) ainsi que le poste investissements ; extrapolation sur 15 ans
- Evaluation des écarts entre le BP initial et la réalité en s'appuyant sur les résultats de l'enquête et des compléments ; extrapolation sur 15 ans
- Mesure de l'écart TRI entre le BP initial et le BP révisé

NB : l'écart de TRI mesuré reflète la situation du site à l'instant T de l'enquête et ne présage pas du TRI « réel » au bout des 15 ans de la vie du site ; le TRI sert d'indicateur pour mesurer l'impact des difficultés rencontrées par les sites

Nous avons analysé les Business Plan de 12 projets pour évaluer sur des cas concrets l'impact TRI global des aléas rencontrés (1/7)

| Puissance | 70 kWe – 4 500t/an | ~100 kWe – 8 000t/an |
|----------------------|--|--|
| Années | 3,5 | > 4,5 |
| Mix d'intrants | <ul style="list-style-type: none"> • 95% effluents • 3% déchets verts • 2% issues de céréales 40% en externe | 100% effluents (~ 100% internes) |
| Ecart CAPEX | +15-20% (chaleur) Pas de provisions pour renouvellement d'équipements à part le moteur | +3% (génie civil sur les stockages) |
| Ecart Revenus | -30% Difficultés d'approvisionnement en intrants en période estivale (6500h de fonctionnement) Manque à gagner sur le tarif (débouché chaleur non contractualisé à temps) | -25% (~6 000h de fonctionnement) Arrêts moteurs fréquents sans réaction rapide de la maintenance Production de biogaz irrégulière (produits peu méthanogènes) |
| Ecart OPEX | - | ~+15% (entretien cogé) |

Nous avons analysé les Business Plan de 12 projets pour évaluer sur des cas concrets l'impact TRI global des aléas rencontrés (2/7)

| Puissance | 120 kWe - ~4800t/an | 150 kWe - ~5400t/an |
|----------------|--|---|
| Années | > 3 | > 4 |
| Mix d'intrants | <ul style="list-style-type: none"> 74% effluents (internes) 26% déchets verts | <ul style="list-style-type: none"> 83% effluents 2% CIVE 15% autres (épis de maïs, issues de céréales) - achetés |
| Ecarts CAPEX | +70% (dont changement digesteur) | +5% (débridage moteur de 110 à 150kWe) |
| Ecarts Revenus | -25% (mauvais fonctionnement du digesteur) => changement digesteur | Inférieurs les 2 premières années (montée en charge) |
| Ecarts OPEX | +15% essentiellement achat d'intrants non prévus initialement + main d'œuvre maintenance méthanisation sous-évaluée | +35% - surcoût d'intrants ((prévoyait initialement des matières gratuites) |

Nous avons analysé les Business Plan de 12 projets pour évaluer sur des cas concrets l'impact TRI global des aléas rencontrés (3/7)

| | |
|----------------------|--|
| Puissance | 150 kWe – 5 000t/an |
| Années | > 4,5 |
| Mix d'intrants | <ul style="list-style-type: none"> • 55% effluents (lisier et fumier) • 20% CIVE • 25% externes (IAA) |
| Ecart CAPEX | NA |
| Ecart Revenus | +5-10% - temps de fonctionnement supérieur aux prévisions (8 600 à 8 700h) Rentabilité supérieure au prévisionnel |
| Ecart OPEX | NA |

Nous avons analysé les Business Plan de 12 projets pour évaluer sur des cas concrets l'impact TRI global des aléas rencontrés (4/7)

| Puissance | 250 kWe – 6 000t/an | 250 kWe – 16 000t |
|----------------------|--|---|
| Années | 7 | > 3 |
| Mix d'intrants | <ul style="list-style-type: none"> • 50% effluents • 25% ensilage d'herbe + maïs • 25% tontes de pelouse, issues de silos, etc. | <ul style="list-style-type: none"> • 54% effluents • 8% maïs ensilé (devrait disparaître en 2015) • 14% déchets d'IAA • 18% autres (tontes de pelouses, issues de céréales) |
| Ecart CAPEX | +25% (mise en conformité réglementaire + amélioration du processus de méthanisation) | +35% (essentiellement hygiénisation pour rentrer de nouveaux déchets) |
| Ecart Revenus | -5% (fonctionnement 8000 h vs. 8500h prévues, pannes et arrêts de la méthanisation) | -10% (redevances inférieures au prévisionnel, 7700h de fonctionnement à cause de casses cogé + méthanisation + manque d'intrants) |
| Ecart OPEX | +40% (achats d'intrants, remplacement de pièces pour la cogénération) | +35% (multiples postes sous évalués dont main-d'œuvre process + frais de transports intrants) |

Nous avons analysé les Business Plan de 12 projets pour évaluer sur des cas concrets l'impact TRI global des aléas rencontrés (5/7)

| Puissance | 400kWe – >10 000t/an | ~400kWe – 8 500t/an |
|----------------|--|---|
| Années | > 3,5 | 2 |
| Mix d'intrants | <ul style="list-style-type: none"> • 38% effluents • 62% déchets externes | <ul style="list-style-type: none"> • 82% effluents • 6% maïs et ensilage • 12% autres (issues de céréales) |
| Ecart CAPEX | +5% (post-traitement, aménagement pour conformité réglementaire) | Non significatif (<1%) |
| Ecart Revenus | -50% : manque d'intrants externes (-7 000t traitées par rapport au prévisionnel), évolution radicale du mix (initialement majoritairement à redevance) ; fonctionnement inférieure au prévisionnel (5 500h) | -35% (4500h de fonctionnement à cause des pannes sur le processus de méthanisation) |
| Ecart OPEX | -5-10% (économies sur les coûts d'épandage) | +20% (sous-évaluation temps passé en conduite de l'unité, surcoûts d'intrants et pièces de rechange) |

Nous avons analysé les Business Plan de 12 projets pour évaluer sur des cas concrets l'impact TRI global des aléas rencontrés (6/7)

| Puissance | > 500kWe - > 20 000t/an | > 1MWe – 30 000t/an |
|----------------------|--|--|
| Années | > 4 | > 2,5 |
| Mix d'intrants | <ul style="list-style-type: none"> • 78% effluents • 22% issues de céréales (externes) | <ul style="list-style-type: none"> • 40% effluents • 15% CIVE • 5% maïs ensilé • 30% déchets d'IAA (redevance) • 10% tontes de pelouses |
| Ecart CAPEX | +6% (post-traitement digestat) | +6% (amélioration du processus de méthanisation, stockage pour répondre à l'évolution réglementaire) |
| Ecart Revenus | +10% (revalorisation du V) [rentabilité supérieure au prévisionnel] | +5% prix de la redevance supérieure au prévisionnel (> 8000h de fonctionnement) |
| Ecart OPEX | -5% (frais d'entretiens méthanisation inférieurs au prévisionnel – 2% des CAPEX budgetés, plutôt 1%) | +35-30% (surcoûts de maintenance cogénération et méthanisation, taxes) |

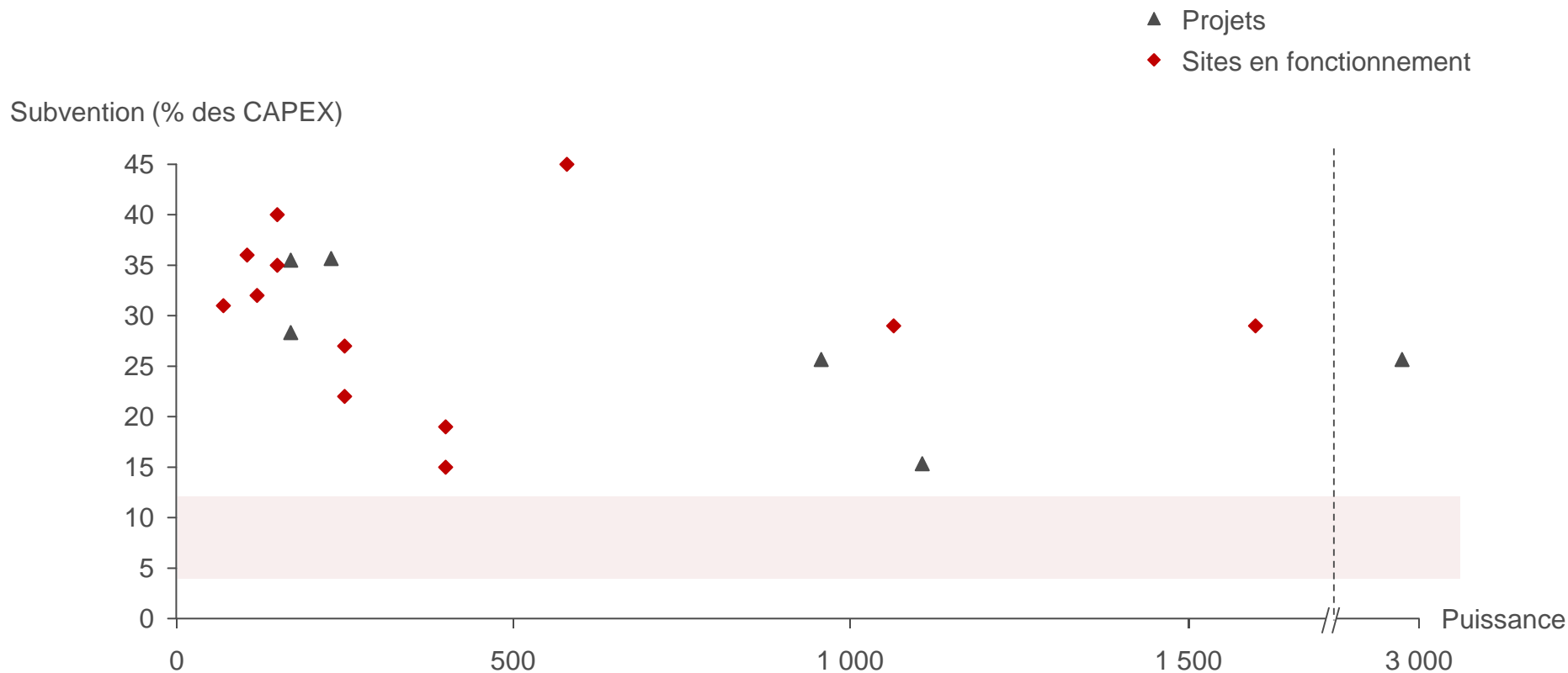
Nous avons analysé les Business Plan de 12 projets pour évaluer sur des cas concrets l'impact TRI global des aléas rencontrés (7/7)

| | |
|----------------------|---|
| Puissance | > 1,5 MWe - ~35 000t/an |
| Années | ~ 2,5 |
| Mix d'intrants | <ul style="list-style-type: none"> • 41% effluents • 59% déchets externes |
| Ecart CAPEX | +15% : évolutions techniques, recours, etc. |
| Ecart Revenus | -50% - tonnages entrants < 50%, baisse des redevances (6 000h de fonctionnement) |
| Ecart OPEX | -20% (activité inférieure au prévisionnel) |

BACKUP



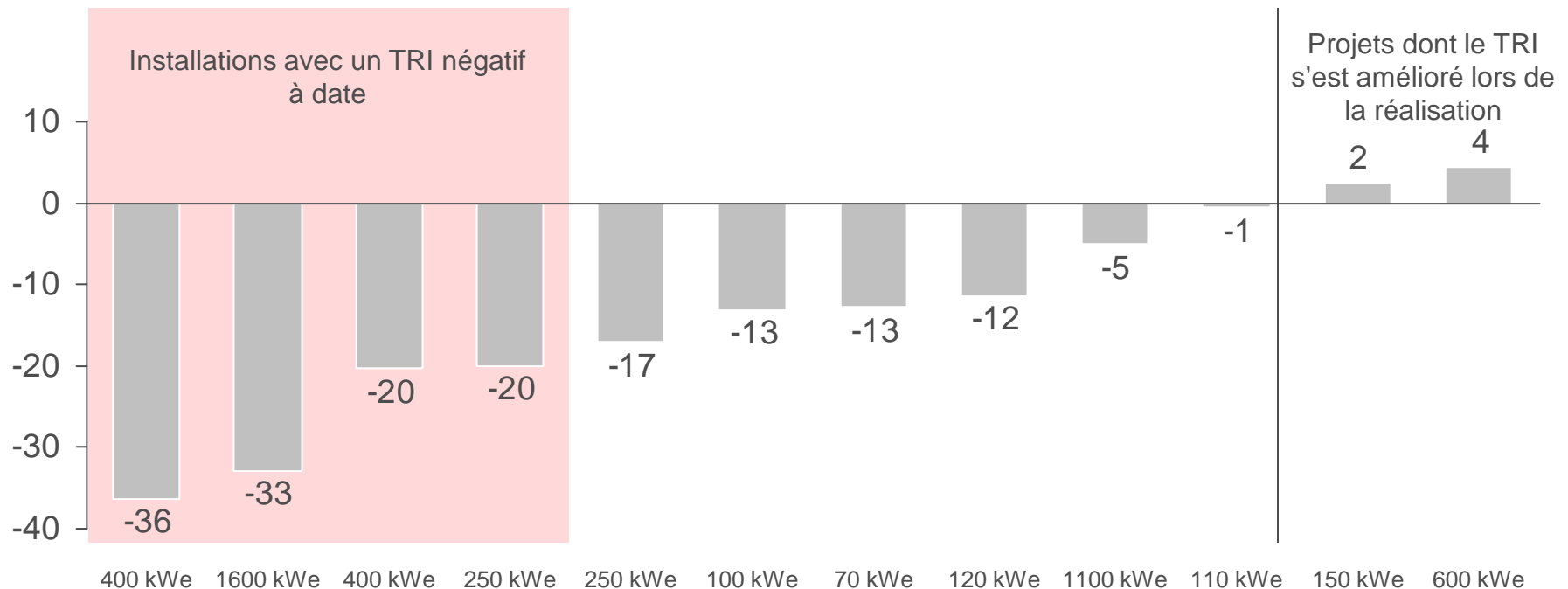
Les niveaux de subventions pour les puissances $\leq 250\text{kWe}$ restent a priori dans des niveaux assez élevés (~30-35%) mais sont plutôt inférieurs pour des projets $\geq 1\text{ MWe}$



L'écart de TRI pour les projets ayant rencontré des difficultés varie de -1 à -36 pts ; le TRI devient négatif pour 4 d'entre eux

ANALYSE DE L'IMPACT TRI (AVANT IMPOT ET FRAIS FINANCIERS) DES ALÉAS RENCONTRÉS SUR 10 SITES

Ecart de TRI (pts) entre le BP initial et le BP révisé



Hypothèses : les TRI ne prennent pas en compte les économies éventuelles liée à l'utilisation de la chaleur non vendue ou de l'utilisation non commerciale du digestat

Source: Entretiens, Analyse E-CUBE Strategy Consultants

La majorité des difficultés qui affectent les sites en fonctionnement continuent de perdurer, symptômes d'une filière encore non mature et fragilisée par un parc installé restreint (1/3)

CAPEX

Une meilleure évaluation des CAPEX dans les BP prévisionnels

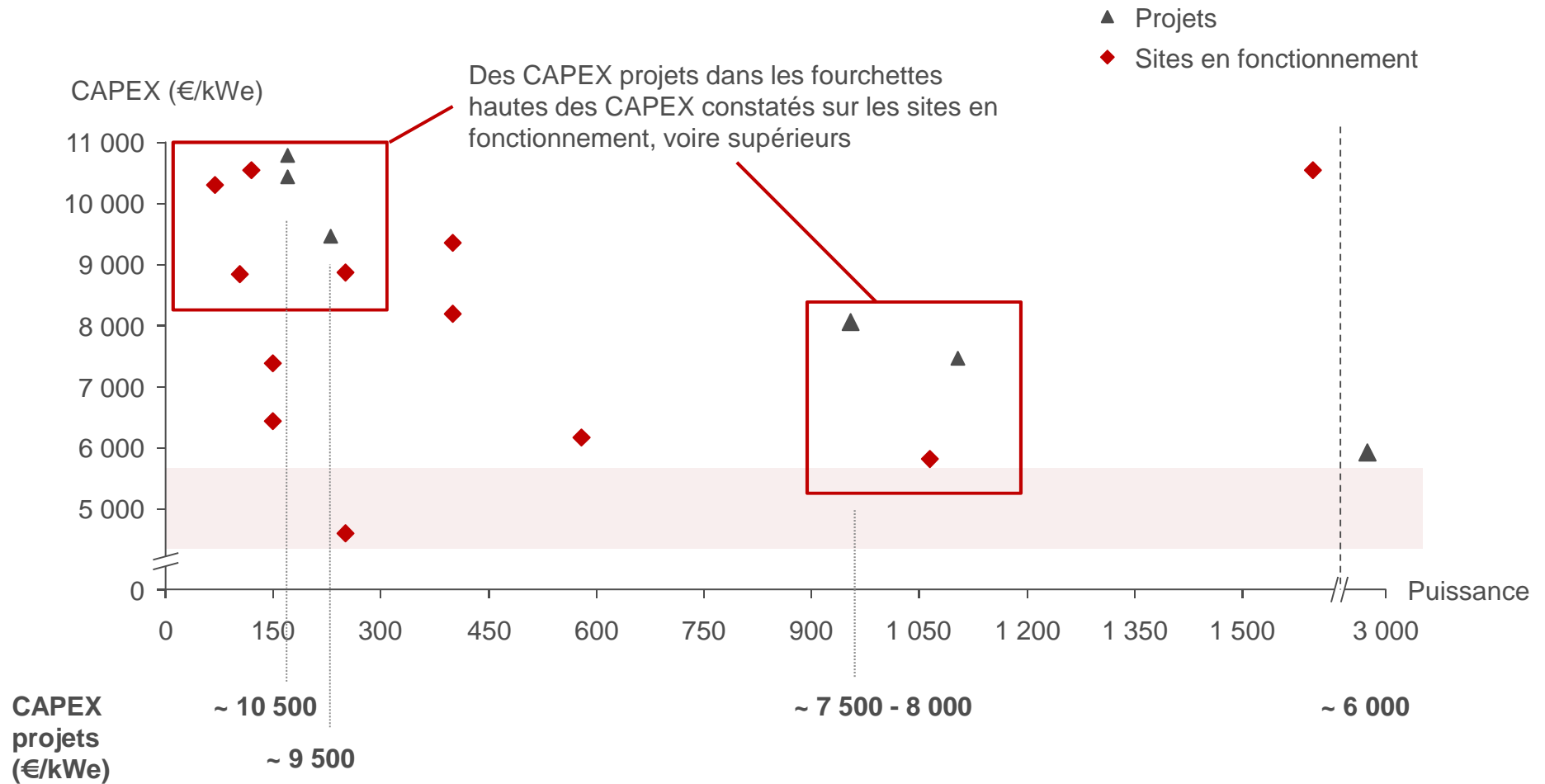
- Par effet d'expérience, **une meilleure intégration et évaluation** :
 - **des contraintes réglementaires** : ICPE surtout. Les contraintes liées à l'agrément sanitaire ne sont pas toujours bien appréhendées en amont¹⁾.
 - **des contraintes d'épandage (dimensionnement des stockages)**

... mais pas d'effet à la baisse

- **Des sites plus équipés** (que leurs homologues allemands) **pour répondre à des natures d'intrants hétérogènes voir variables dans le temps** : broyeurs, trémis, éventuellement post-traitement du digestat pour répondre à la problématique de gestion des indésirables (dans les effluents agricoles de type fumier) et faciliter le retour au sol pour les sites territoriaux
- **Pas d'effet volume suffisant sur le nombre de projets annuels pour permettre des baisses de coûts d'équipements** ; des process au stade d'innovation sont introduits sur des sites pour répondre aux problématiques du pré et post-traitement
- **Pas d'AO systématique sur les projets** notamment agricoles
- **Une tendance des constructeurs et des banques à pousser pour les clés-en-mains plus onéreux**

1) Pour les sites traitant des sous-produits animaux hors dérogation. L'agrément se base sur une demande, une visite avant démarrage et en fonctionnement. NB : le mode de calcul du V en tarif 2011 n'incite pas à investir dans l'hygiénisation ; certains sites qui ont demandé la dérogation sont alors contraints de réinvestir ultérieurement et de modifier leur process pour pouvoir traiter des sous-produits animaux (ex. graisses d'abattoirs)

Les CAPEX des nouveaux projets analysés se situent dans les fourchettes hautes des CAPEX constatés sur les sites en fonctionnement, voire au-dessus



La majorité des difficultés qui affectent les sites en fonctionnement continuent de perdurer, symptômes d'une filière encore non mature et fragilisée par un parc installé restreint (2/3)

OPEX

Des OPEX qui ne vont pas diminuer...

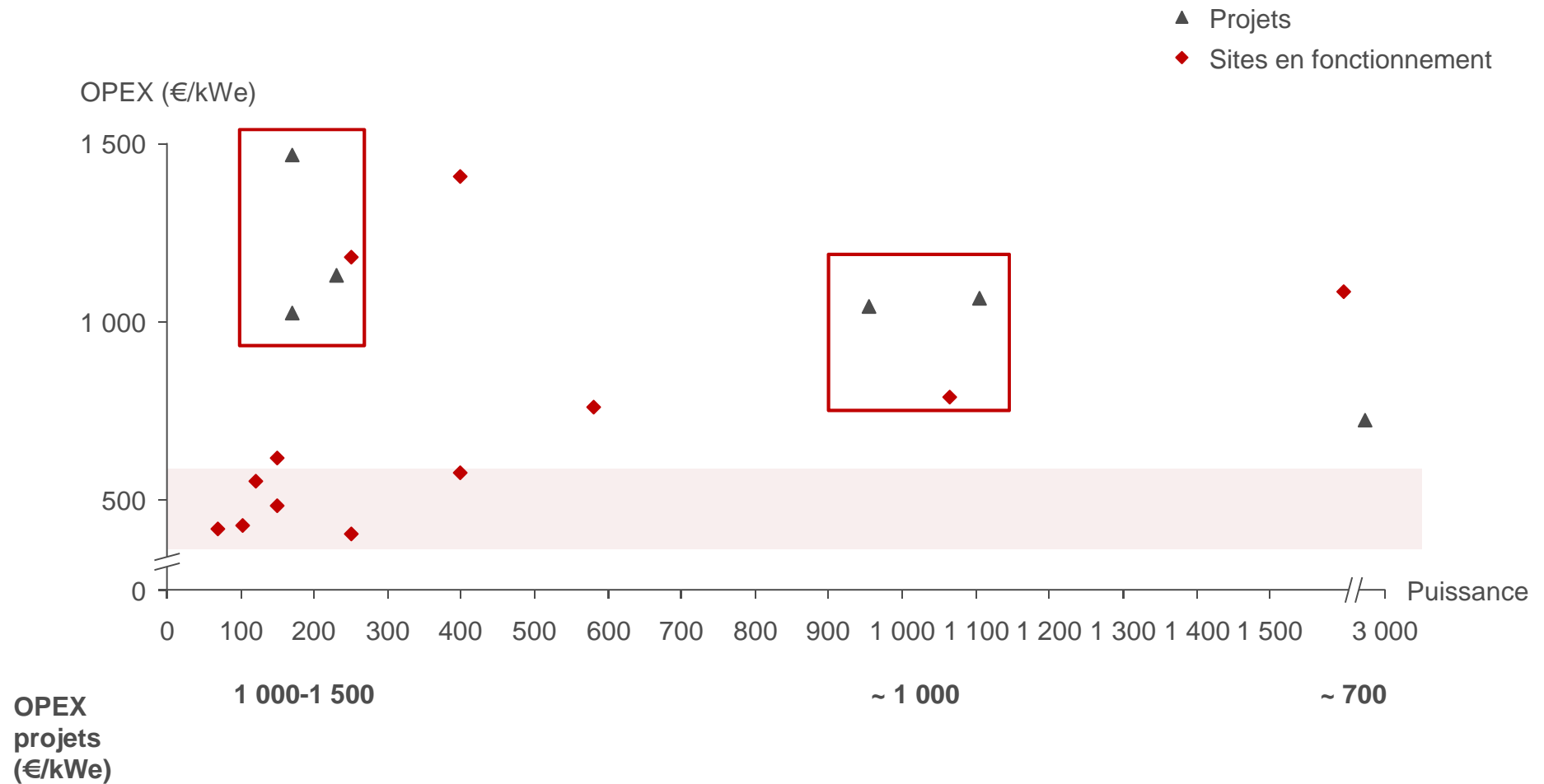
- **Les évolutions de conceptions** (pré-traitements des intrants, matériels plus robustes, pompes mieux adaptées, etc.) **ne suppriment pas intégralement les risques de casses matérielles (indésirables) ou d'interruptions (instabilité des rations** pouvant générer des moussages ou autres problèmes biologiques) et nécessitent en revanche davantage de contrôles et de temps pour préparer la matière en amont
- **Les analyses et contrôles biologiques devraient être systématisés** sur les sites pour optimiser et sécuriser leur fonctionnement dans le temps
- **Le temps passé en conduite de site et pour gérer les obligations administratives (ICPE) n'est pas compressible¹⁾**
- **Le parc n'a pas atteint une taille critique suffisante** (~100/200 sites répartis sur le territoire par constructeur) **pour permettre le développement d'un SAV local structuré** avec des stocks de pièces en France ⇒ maintien de coûts d'interventions élevés avec des délais pouvant atteindre plusieurs jours²⁾

... mais dont la sous-estimation persiste sur le marché

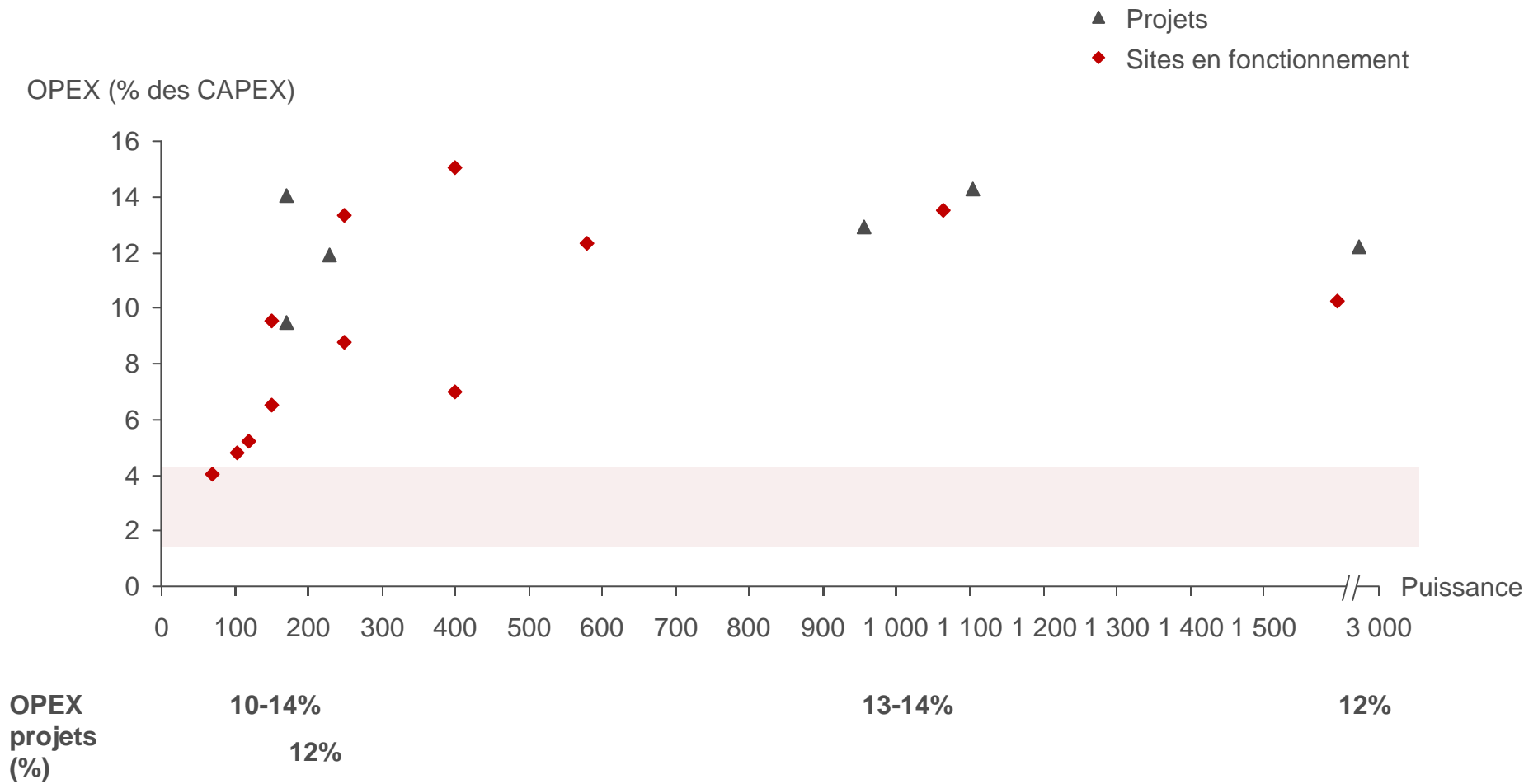
- **Dans un contexte d'offre excédentaire à la demande et pour favoriser le développement des projets, constructeurs et BE ont tendance à minimiser les coûts d'OPEX** (en particulier la maintenance et les GER – notamment le curage des cuves qui n'est jamais budgeté)
- **En dehors de quelques grands sites gérés par des exploitants professionnels, les porteurs de projet ne disposent d'aucune vision précise sur les coûts de renouvellement pour les équipements de méthanisation.** Seul le remplacement du moteur est anticipé dans tous les cas

1) Sur les sites à la ferme l'équivalent des astreintes n'est généralement pas comptabilisé car géré directement par les agriculteurs, y compris lorsqu'il y a un salarié dédié sur site ; 2) Technicien allemand qui vient en avion avec la pièce

Les OPEX des nouveaux projets analysés se situent dans les fourchettes hautes des OPEX constatés sur les sites en fonctionnement, voire au-dessus



Les OPEX des nouveaux projets analysés se situent dans les fourchettes hautes des OPEX constatés sur les sites en fonctionnement, voire au-dessus



La majorité des difficultés qui affectent les sites en fonctionnement continuent de perdurer, symptômes d'une filière encore non mature et fragilisée par un parc installé restreint (3/3)

REVENUS

Des revenus électricité qui vont restés impactés par les aléas process ...

- La persistance anticipée des aléas process (méthanisation et coupures réseaux) et l'absence de filière locale structurée de maintenance / SAV continueront de générer des **interruptions ponctuelles de fonctionnement sur les sites**
- **Les risques sur la perte des débouchés chaleur sont intrinsèques à la filière et nécessitent de la flexibilité pour pouvoir s'ajuster** (évolution des débouchés chaleur au fur et à mesure de la vie du site et de la durée du contrat d'OA)

... et des recettes pour traitement de déchets qui ont tendance à disparaître

- **La redevance qui constitue un véritable enjeu économique pour les sites traitant des déchets¹⁾ a tendance à disparaître dans un contexte de concurrence accrue sur ces matières** (entre sites d'un même territoire²⁾ et avec des installations biogaz de pays limitrophes notamment la Belgique).

1) Disparition non compensée par l'équivalent d'une prime effluent et qui pèse sur la rentabilité des sites

2) Les sites d'acteurs appartenant à la filière déchets utilisent parfois le traitement des autres déchets comme levier de négociation pour capter de la matière au détriment des plus petits sites ; ou proposent de traiter la matière pour zéro dans les méthaniseurs et tirent les prix du marché vers le bas

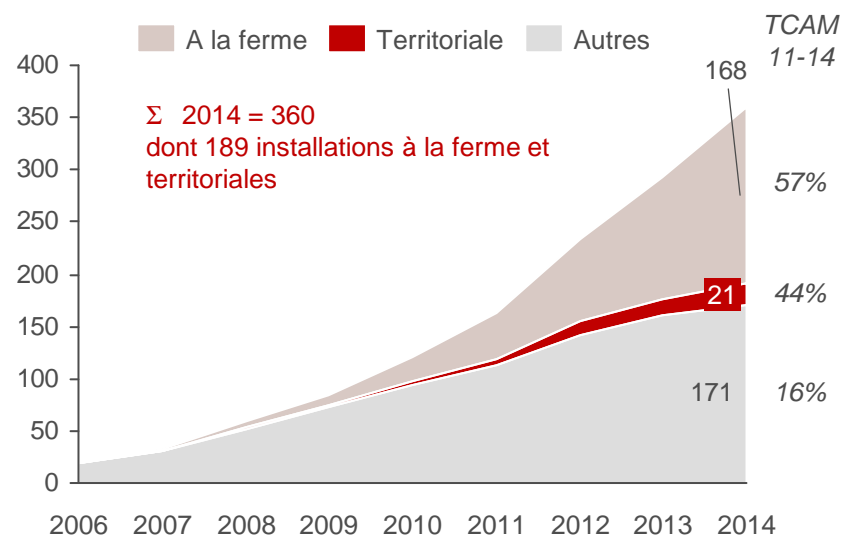
1 | Etat des lieux des sites en fonctionnement

2 | Dynamique projet

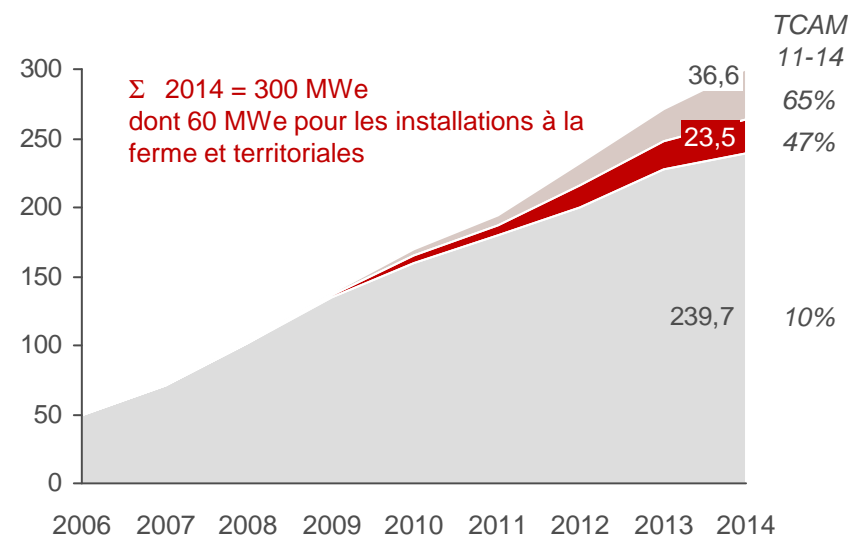
3 | Annexe : enquête – résultats détaillés

Les segments à la ferme et territoriaux ont été plus dynamiques que le reste de la filière ces dernières années sans toutefois que le nombre d’installations annuelles décolle réellement (~ 50 / an)

Evolution du nombre d’installations à la ferme, territoriales et autres (y.c. injections)



Evolution de la puissance installée sur les installations à la ferme, territoriales et autres [en MWe raccordés]

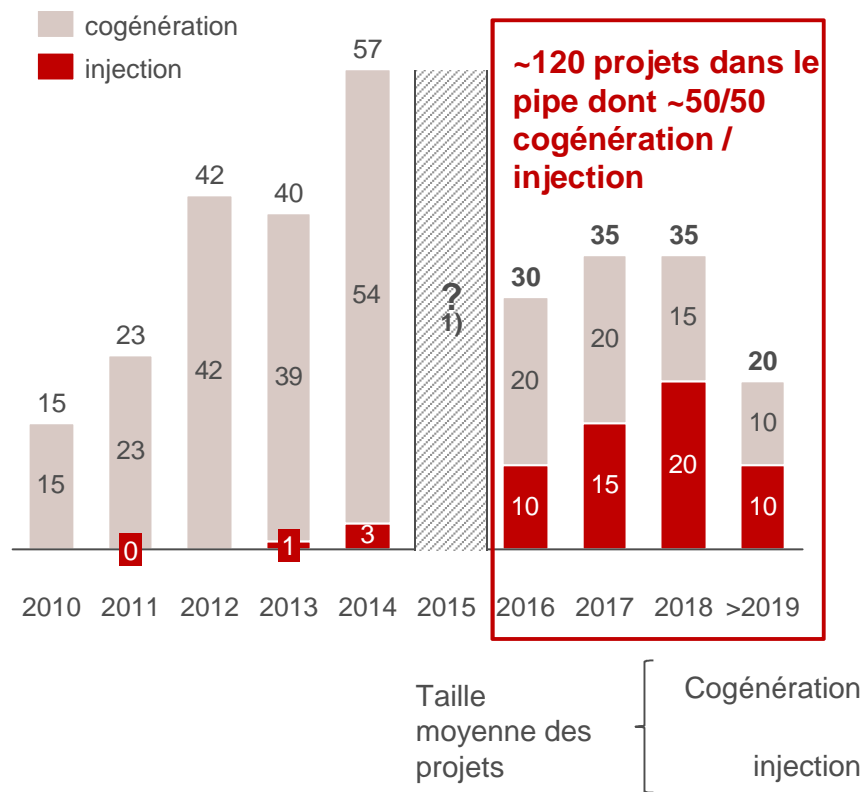


Puissance moyenne des sites installés par an (en kWe)

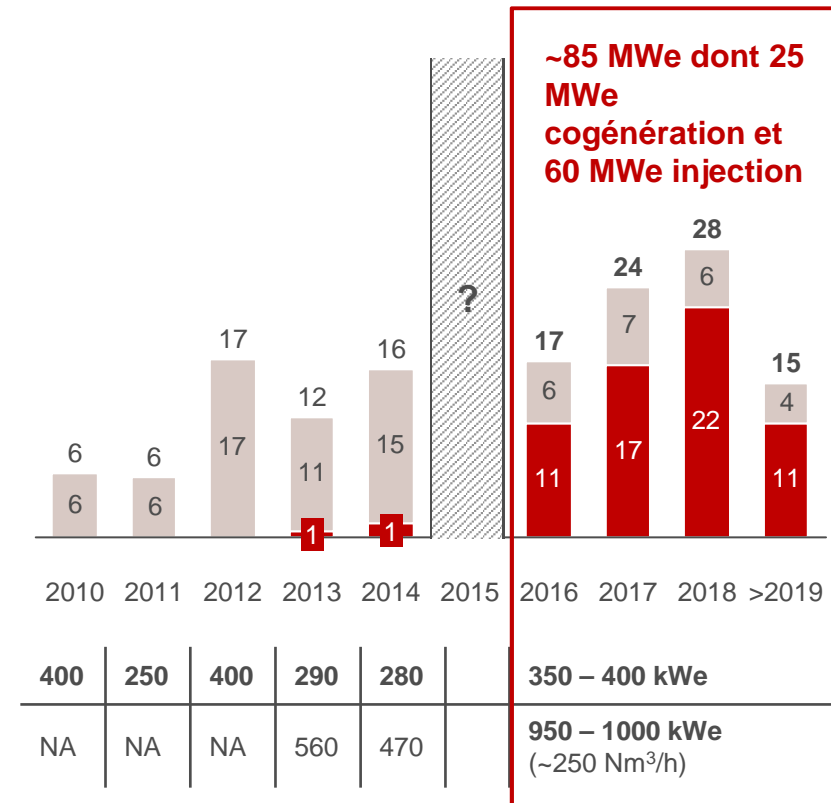
| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------|---|---|---|----|----|----|----|----|-------------|-----|-----|-----|-------|-----|-------|-------|-----|
| A la ferme / an | 2 | 4 | 4 | 13 | 20 | 35 | 37 | 53 | A la ferme | 188 | 204 | 181 | 199 | 169 | 229 | 211 | 247 |
| Territorial / an | | 1 | 1 | 2 | 3 | 7 | 3 | 4 | Territorial | | 616 | 716 | 1 751 | 870 | 1 302 | 1 264 | 779 |

L'évaluation du *pipe* de projets des acteurs de la filière fait apparaître une baisse du nombre de projets annuels (~ divisé par 2) pour une relative stabilité du nombre de MWe équiv. Installés (~20 MWe / an)

Estimation du nombre de projets par an [nombre d'installations]



Estimation des MWe ou équiv. annuels [en MWe]



1) Projets en cours de réalisation (déjà commercialisés) – hors champ de l'étude

Les projets en développement sont en majorité des projets collectifs agricoles (≥ 250 kWe) ou territoriaux, plus long à développer et plus incertains quand à leur aboutissement

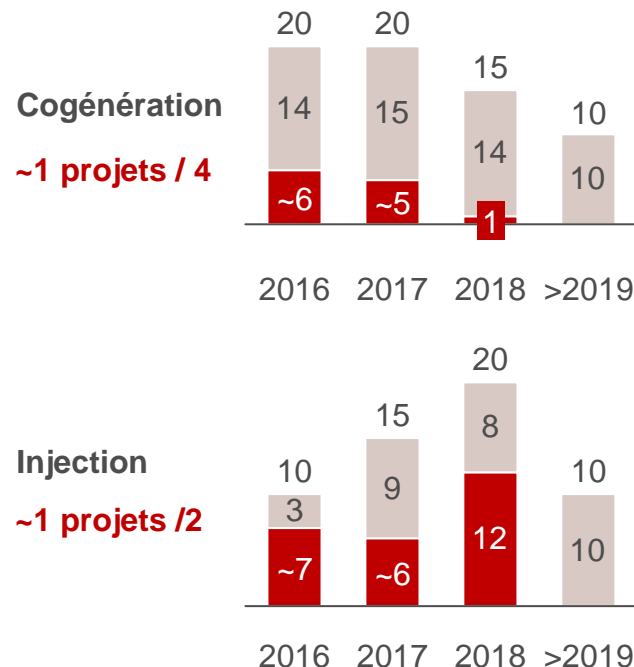
EVOLUTION DE LA TYPOLOGIE DES PROJETS

- **Pour des raisons de taille critique (volumes d'intrants suffisants) et de rentabilité, les projets portés par les agriculteurs sont dans leur grande majorité des projets collectifs** (qui peuvent regrouper dans certains cas plus d'une dizaine d'agriculteurs). Il s'agit de généralement de projets >250 kWe ou equiv. Ces projets sont plus long à développer (fédération d'agriculteurs autour d'un projet commun, plan d'approvisionnement, définition de la gouvernance) et plus incertains (complexité accrue qui renforce les exigences bancaires, difficulté de financement). Ces projets passent généralement par une procédure d'appels d'offre qui met plusieurs constructeurs en concurrence.
- Le potentiel de projets de 200kWe ou plus portés par des agriculteurs seuls a globalement été atteint
- En individuel agricole, quelques projets < 100 kWe (<5) ont été identifiés basés sur une autonomie complète de l'approvisionnement et réalisés en synergie avec des travaux de réaménagement / mise aux normes de l'exploitation agricole pour atteindre la rentabilité
- Des projets territoriaux (a capital minoritairement agricole) continuent d'être supportés par les collectivités et/ou développés par des acteurs de la filière majoritairement en collaboration avec des acteurs du monde agricole (agriculteurs, coopératives) mais pas uniquement. Ces projets sont généralement supérieurs à 1 MWe.
- **Dans tous les cas où elle est possible, l'injection est privilégiée par les porteurs de projet** qui y trouvent une meilleure rentabilité et une réduction des contraintes sur la valorisation chaleur.
- **Un nombre croissant de projets se montent avec un procédé voie sèche**, plus robuste pour le traitement des intrants de type fumier.

Sur ce *pipe* plus d'un projet sur 3 est bloqué, principalement pour des problèmes de rentabilité, de financement ou d'acceptabilité sociale (recours)

EVALUATION DU STATUT DES PROJETS

■ Projets bloqués



Les projets bloqués sont principalement des projets collectifs ou territoriaux

PRINCIPAUX OBSTACLES AU DÉVELOPPEMENT

- La RENTABILITÉ** (insuffisante pour les actionnaires³), notamment pour les projets collectifs / territoriaux). Ces projets sont dans l'attente des nouveaux tarifs et pourraient ne pas voir le jour. Certains porteurs de projets se désengagent d'ores et déjà.
- Le FINANCEMENT :**
 - Des **critères durcis par les banques**²) dont des contraintes qui viennent peser sur la rentabilité des projets :
 - Sécurisation de la quasi-totalité des intrants sur 15 ans qui conduit à un sous-optimum économique (coûts plus élevés que le marché ou prix très bas)
 - Demande d'audits complémentaires coûteux qui viennent renchérir les coûts¹)
 - Demande de clé-en-mains plus onéreuse et sans possibilité de challenger les postes de coûts ni d'optimiser la conception
 - DSCR de 130%, 6 mois de remboursement de la dette bloqué en compte de réserve
 - Niveau de **subvention** insuffisant pour les grands projets (~15%)
 - Difficulté à engager des fonds pour les investisseurs qui perdent de l'argent sur des gros sites en fonctionnement**
- La troisième est L'ACCEPTABILITÉ SOCIALE** qui se manifeste par des recours qui bloquent provisoirement les sites

1) Peuvent atteindre plusieurs dizaines de milliers d'euros sur des sites > 500 kWe ; 2) Cristallisation des difficultés rencontrées sur quelques sites notamment territoriaux ; 3) TRI projet cible : 8 à 9% après impôt pour les développeurs-investisseurs

Source: entretiens, analyse E-CUBE Strategy Consultants

Les projets rencontrent d'autres difficultés qui ne constituent pas des verrous mais freinent le développement voir renchérissent les coûts (1/2)

FREINS AU DÉVELOPPEMENT DES PROJETS

- **Difficulté à trouver des partenaires fiables pour développer le projet dans la durée** (Bureau d'études, constructeurs) : exemples
 - Incompétence : ex. étude de faisabilité non recevable pour un dossier ICPE
 - Incapacité du bureau d'études à co-construire une solution conforme aux attentes du porteur de projets (typologie d'intrants)
 - Changement d'interlocuteur chez le constructeur en cours de projet, perte de l'historique et du relationnel
- En dépit des efforts de simplification entrepris (autorisation unique pour le permis de construire et l'autorisation d'exploiter²⁾), **les démarches administratives restent longues et complexes** :
 - Une amélioration dans le temps de traitement des dossiers ICPE¹⁾, mais un temps de montage des dossiers long pour les sites collectifs, territoriaux (~6 mois ou plus).
 - Le temps de développement des projets rend souvent caduque les pré-études et les schémas d'approvisionnement initiaux qui sont à revoir en fin de projet, ce qui engendre des surcoûts³⁾

1) ~3 mois pour les Déclarations, 9 mois pour l'Enregistrement, 12 à 14 mois pour les Autorisations ;

2) Pas de retour d'expérience suffisant capter dans le cadre de l'enquête (dossiers généralement en cours d'instruction) ; certains acteurs déplorent une opacité accrue pour autant de « paperasse »

3) Fait travaillé un constructeur sur un dossier précis pour maximiser les chances d'accord ICPE ; la filière pourrait s'inspirer des méthodes en place sur le traitement de l'eau qui consistent à faire un dossier ICPE en indiquant quel procédé préalablement approuvé sera utilisé (la solution précise est ensuite définie conjointement avec le constructeur retenu sur AO). Nécessite au préalable d'avoir testé et validé un nombre restreint de procédés

Les projets rencontrent d'autres difficultés qui ne constituent pas des verrous mais freinent le développement voire renchérissent les coûts (2/2)

FREINS AU DÉVELOPPEMENT DES PROJETS

- **L'agrément sanitaire**, demandé séparément pour des raisons réglementaires, **est souvent mal maîtrisé par les porteurs de projets ou les acteurs qui les accompagnent** (bureaux d'études « énergie », constructeurs). Il n'existe pas de cadre réglementaire défini qui permet à l'administration de délivrer en amont un avis favorable sur dossier¹⁾.
- **Une impossibilité d'anticiper le niveau global d'aide auquel un site peu prétendre en fonction de la nature du projet** : l'attribution des subventions est jugée complexe, peu lisible et discrétionnaire (en particulier par l'ADEME)²⁾. Le montage des dossiers est long et vient renchérir la dimension administrative en phase de développement.
- **Une maîtrise des problématiques de la filière inégale suivant les banques et les antennes locales** avec des dossiers d'instruction des financements qui peuvent être relativement longs (pas d'engagement de délai de traitement de dossier).

1) Certificat de projet en cours d'expérimentation qui ne permet pas de donner un avis au titre du code rural ; 2) L'ADEME utilise une grille d'analyse fondée sur la maîtrise de l'approvisionnement, la capacité à écouler les digestats (de préférence sous forme d'épandage), le rayon d'approvisionnement auxquels s'ajoutent d'autres critères qui sont souvent définis conjointement avec les partenaires (conseils régionaux par exemple dans le cadre des Appels d'Offres). Le niveau de subvention n'est pas un % des CAPEX mais résulte d'une analyse du TRI projet avant impôt avec subvention (cible de 8 à 10% qui peut descendre en dessous pour permettre de financer plus de projets)

Un certain nombre de risques continuent de peser sur les projets qui se montent, qui tiennent à la fois à des pratiques spécifiques, à un manque de professionnalisme au niveau de la filière et à des effets liés à la faible dynamique marché

RISQUE SUR LA RENTABILITÉ PÉRENNE DES NOUVEAUX SITES

Des pratiques des maîtres d'œuvre (notamment agricoles) qui fragilisent les projets

- Pas de volonté de se faire accompagner par des BE ou un AMO : risque de réalisation, risque de contrat (déséquilibré en faveur du constructeur)
- Pas d'appétence pour les contrats de maintenance ni les provisions pour GER (« attendre que la pièce casse, faire soi-même »)

Mais un partage de retour d'expérience qui se structure au travers de l'AAMF, des Chambres d'Agricultures, de Coop de France mais aussi de réseaux de prescripteurs comme l'AILE et RAAE (partage de bonnes pratiques, meilleure évaluation des OPEX)

Un manque de professionnalisme des acteurs de la filière

- Constructeurs qui verrouillent les relations avec les équipementiers (exclusivité) et qui ne respectent pas toujours les obligations ICPE
- Contrats de garantie inapplicables compte tenu de la variabilité des rations (notamment sur les sites qui traitent du déchet externe)
- SAV globalement de faible qualité, en particulier pour les constructeurs étrangers (délais d'intervention qui peuvent aller jusqu'à plusieurs semaines...)

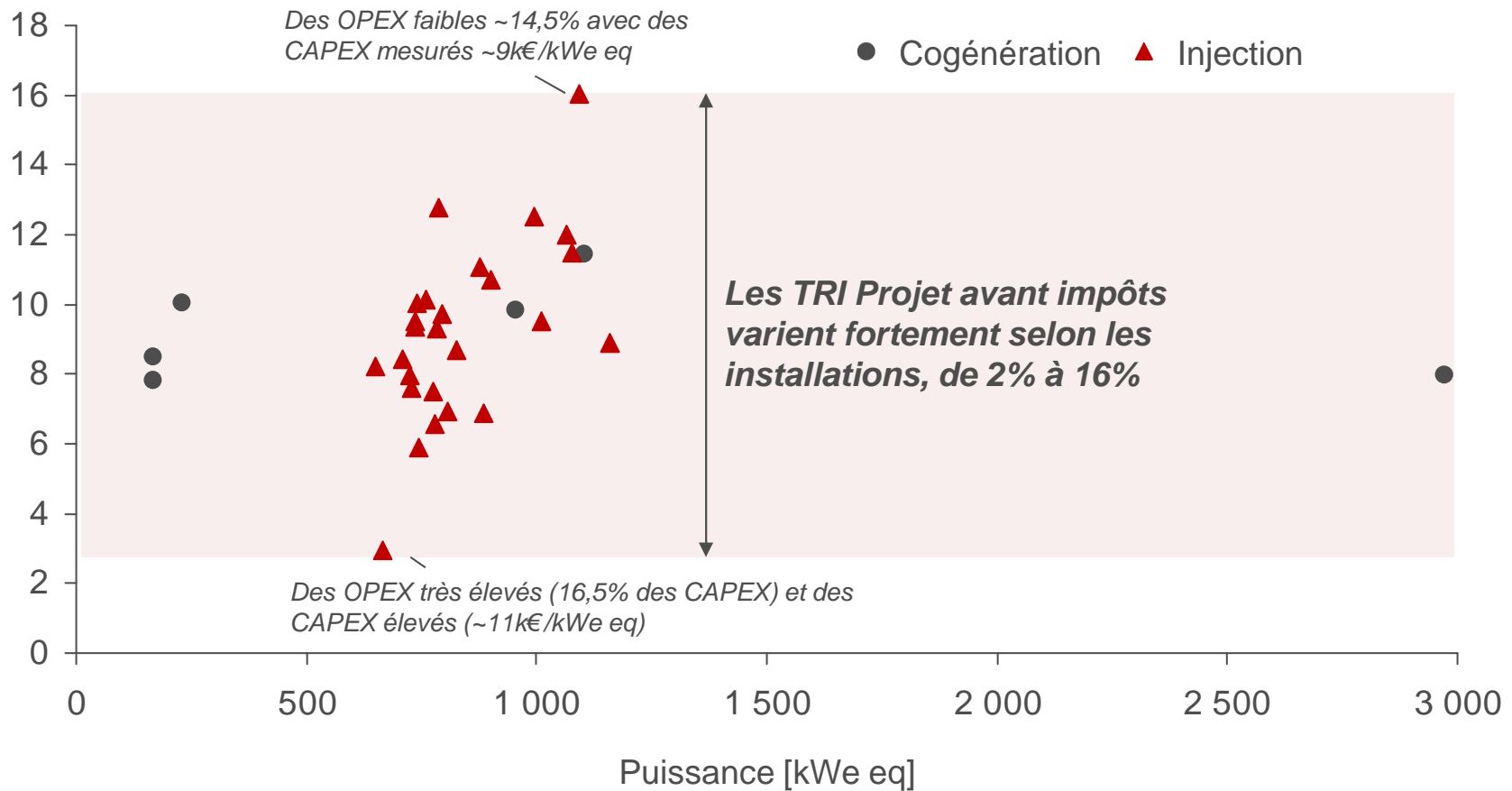
Un risque de disparition des prestataires et de leur savoir-faire

- La faible dynamique de la filière pourrait conduire à l'arrêt d'activité d'un certain nombre d'acteurs avec une disparition corollaire des savoir-faire (baisse d'effectifs déjà en cours chez plusieurs développeurs / constructeurs / BE) et des interlocuteurs des porteurs de projet (SAV, pièces)¹⁾

1) Déjà vécu par des sites en fonctionnement avec la faillite de constructeurs allemands

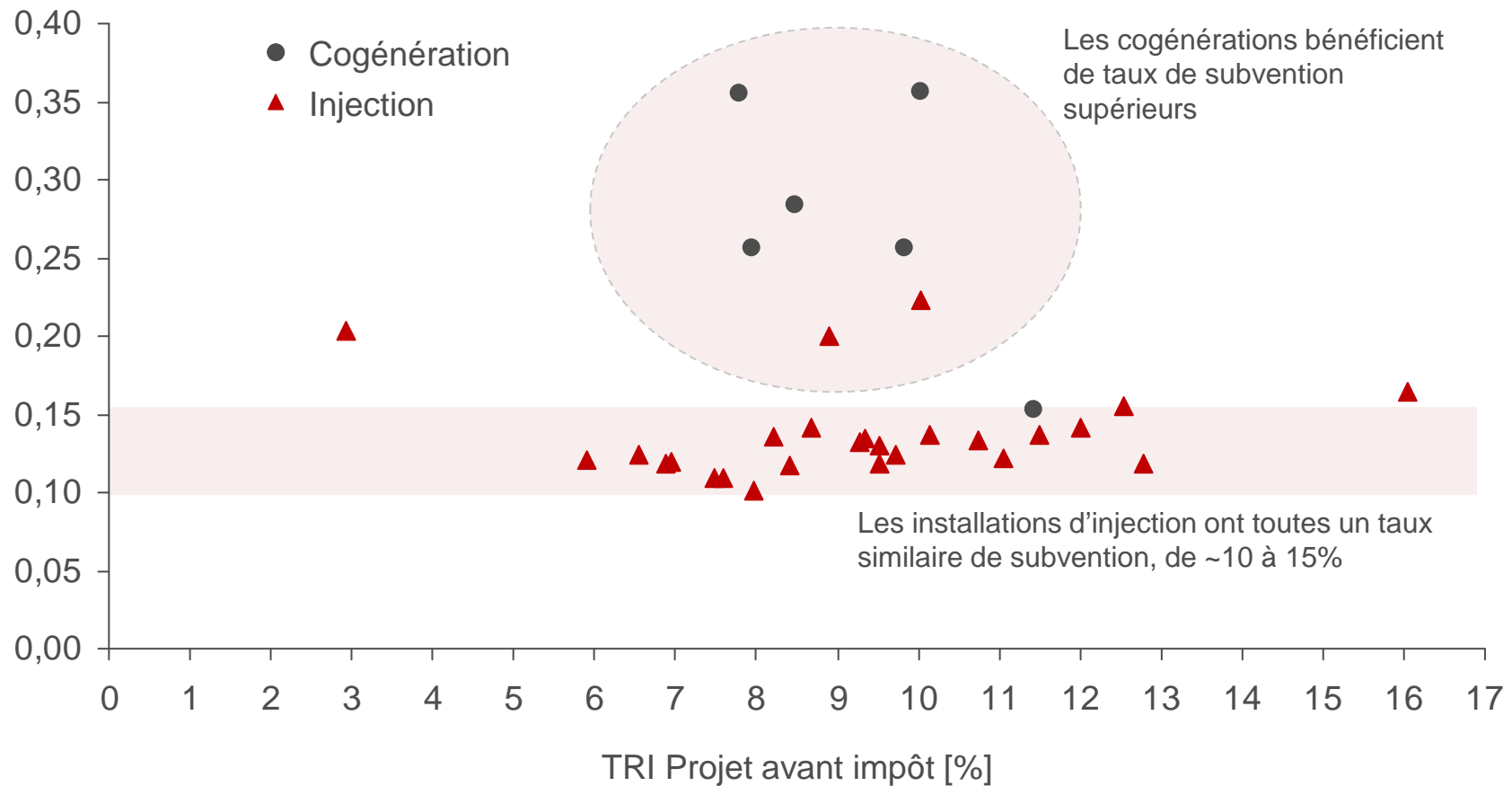
Les TRI Projets sont très variables selon les sites. Le TRI des installations d'injection a tendance à croître avec la taille

TRI Projet avant impôt [%]



Les cogénérations bénéficient a priori de taux de subvention plus élevés que les installations d'injection. Le TRI n'est pas corrélé au taux de subvention

Subvention [% CAPEX]



1 | Etat des lieux des sites en fonctionnement

2 | Dynamique projet

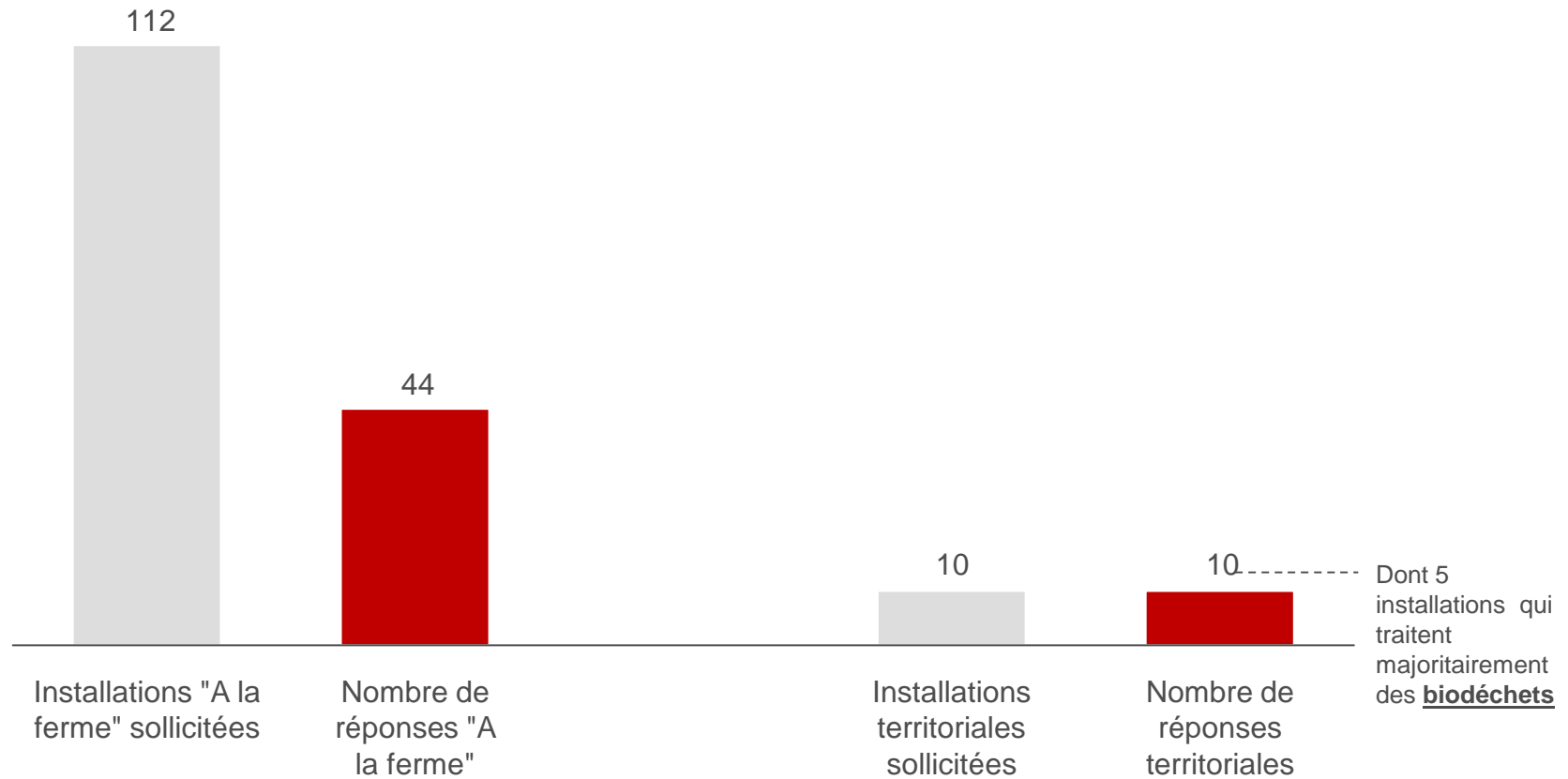
3 | **Annexe : enquête – résultats détaillés**

ANALYSE DES RETOURS DE L'ENQUÊTE – SOMMAIRE

| | |
|---|--------|
| 1. Analyse du panel et caractéristiques des installations | p. 49 |
| 2. Evaluation de la rentabilité globale du projet | p. 73 |
| 3. Analyse des écarts avec le business plan initial : | p. 92 |
| – Coûts | |
| – Revenus | |
| 4. Modalités d'accompagnement et difficultés rencontrées pendant la phase de développement et lors de la construction | p. 97 |
| 5. Maintenance et contrats d'assurance | p. 102 |
| 6. Gestion de l'approvisionnement des intrants, traitements de la matière, gestion du digestat | p. 106 |

Le questionnaire a été adressé à 122 installations (à la ferme ou territoriales), 54 installations ont répondu soit un taux de retour de 44%

INSTALLATIONS AYANT RÉPONDU À L'ENQUÊTE



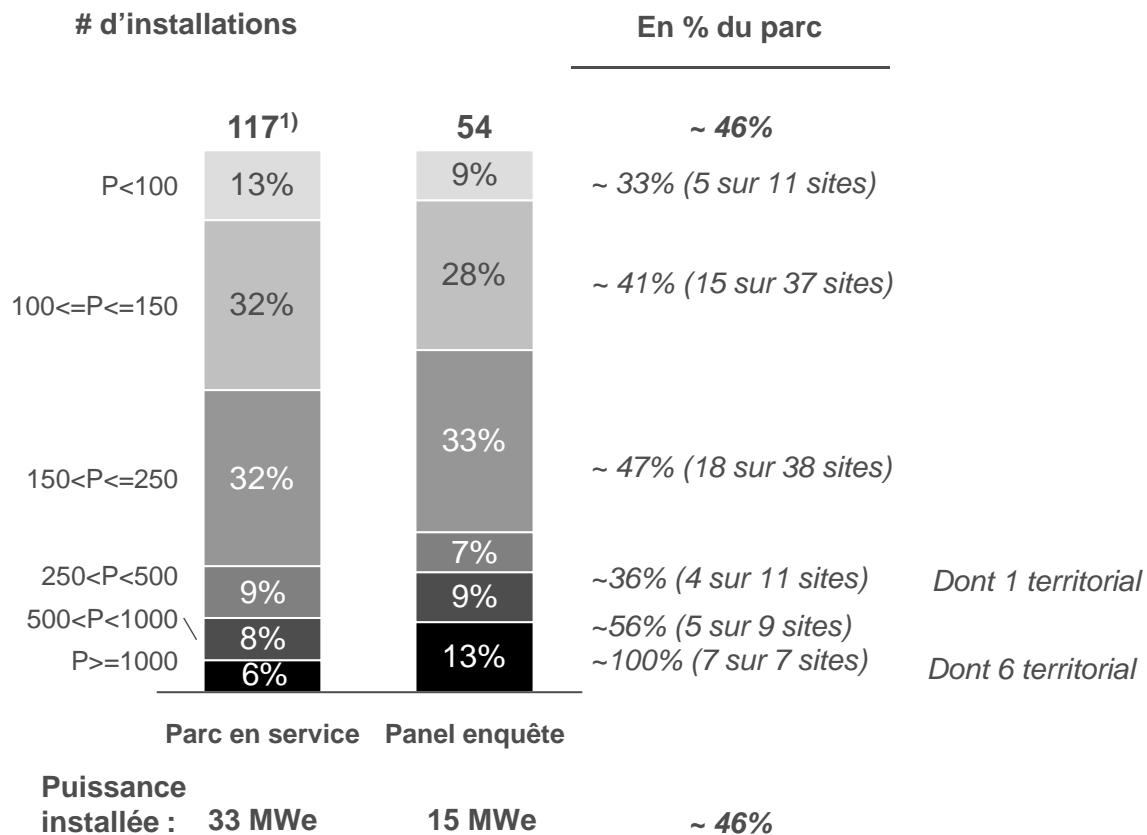
Taux de réponse:
Total : 44%

40%

100%

Le panel est globalement représentatif du parc, les installations >1MWe sont sur-représentées

TYPOGRAPHIE DES INSTALLATIONS AYANT RÉPONDU À L'ENQUÊTE [PUISSANCE INSTALLÉE]



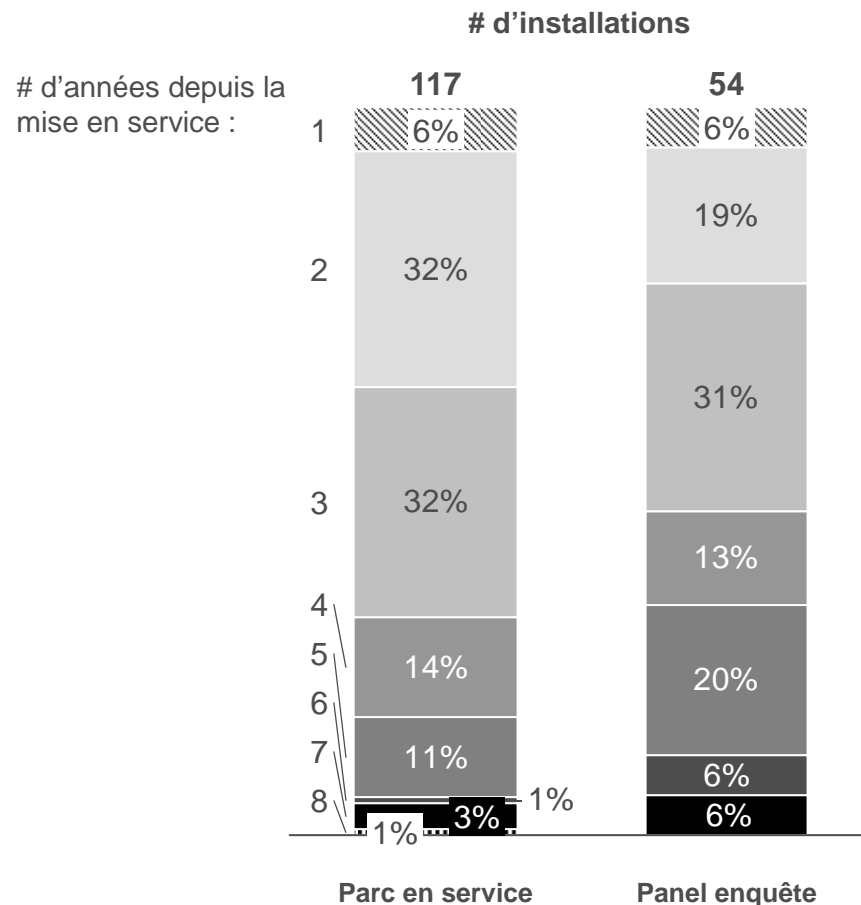
Un panel globalement représentatif avec :

- Des catégories de puissance >100 KWe sous-représentées par rapport au parc en service
- Des catégories de puissance comprises entre 150 et 250 kW électriques qui sont surreprésentées par rapport au parc en service

1) Les installations traitant majoritairement des biodéchets n'ont pas été incluses

L'âge moyen des installations du panel est de 3,6 années. Le panel est globalement représentatif du parc ; les sites qui ont 5 ans de fonctionnement sont sur-représentés

TYPOGRAPHIE DES INSTALLATIONS AYANT RÉPONDU À L'ENQUÊTE [MISE EN SERVICE]

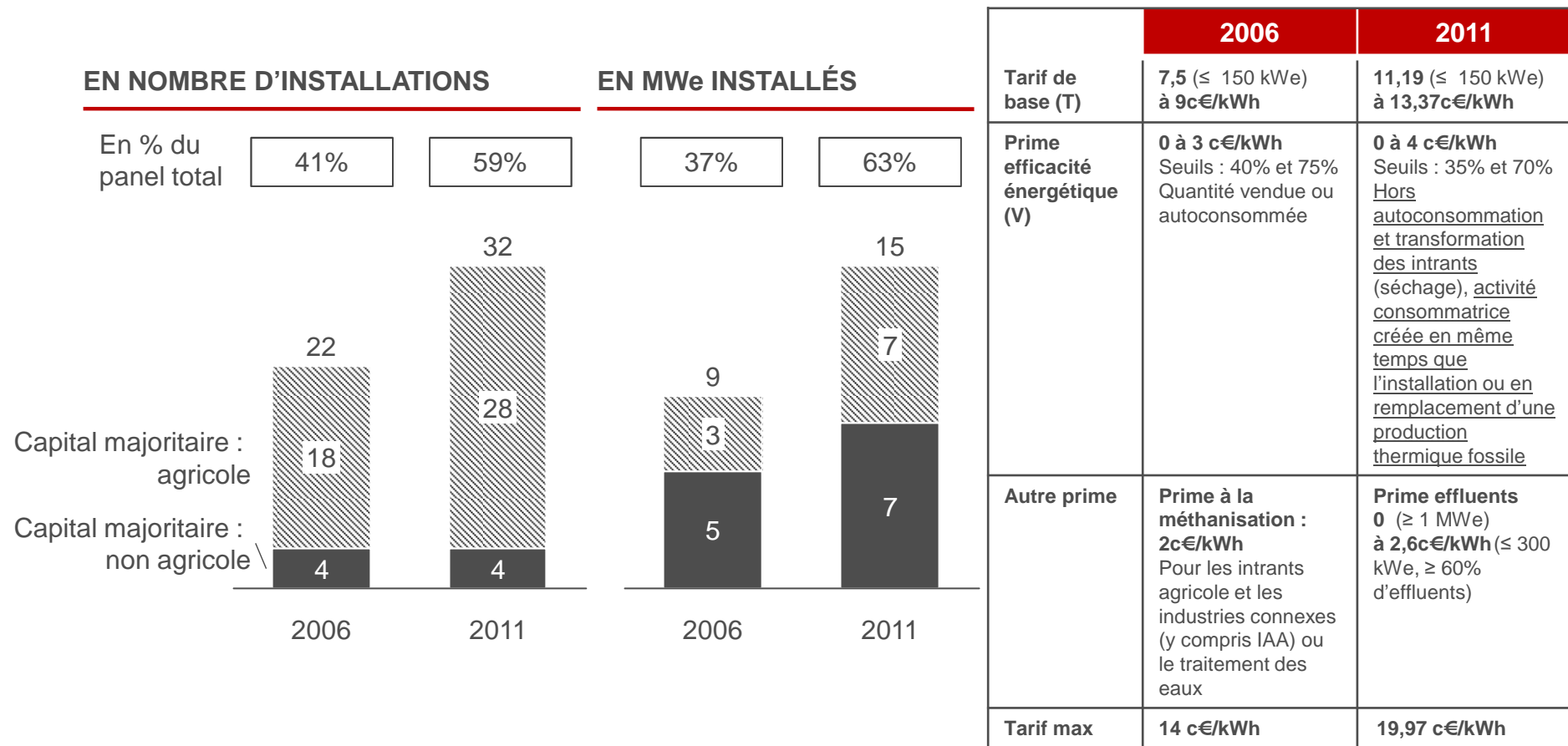


Un panel globalement représentatif avec :

- Une sous-représentation des installations qui ont deux années de fonctionnement
- Une surreprésentation des installations qui ont 5 années de durée de fonctionnement

41% des installations du panel sont en tarif 2006 et 59% en tarif 2011¹⁾

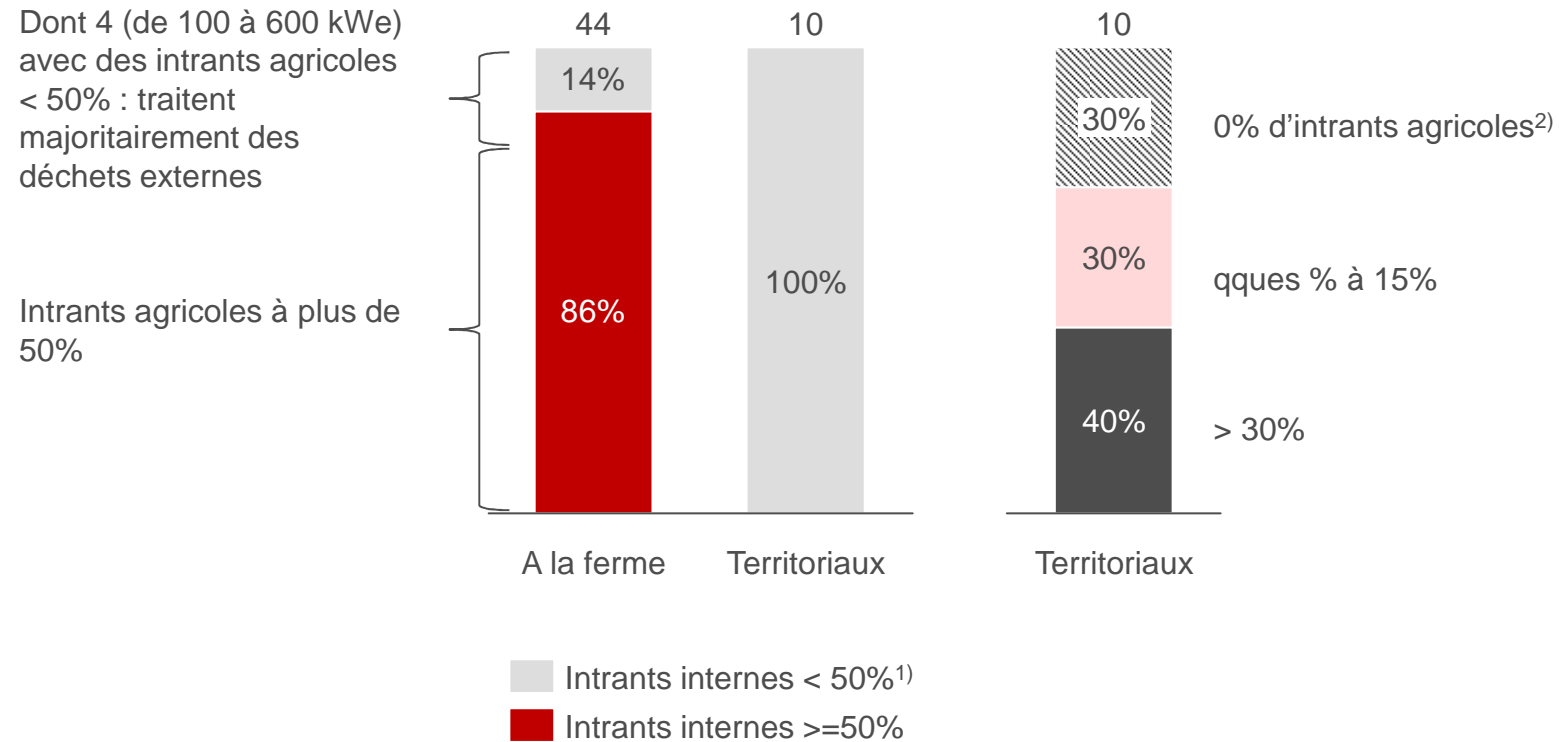
RÉPARTITION DU PANEL SUIVANT LA CATÉGORIE TARIFAIRE [2006 ou 2011]



1) Le fichier communiqué à date par la DGEC ne permet pas de comparer avec le parc (information sur les tarifs non fournis)

A l'inverse des sites territoriaux, les sites à la ferme sécurisent dans la grande majorité plus de 50% de leurs intrants ; seuls 1/3 des sites territoriaux utilisent des intrants agricoles en quantité significative

PART DES INTRANTS INTERNES DANS LES SITES DU PANEL [en % du nombre sites]



1) Fournis directement par les actionnaires du site ; 2) Effluents, CIVE, cultures dédiées

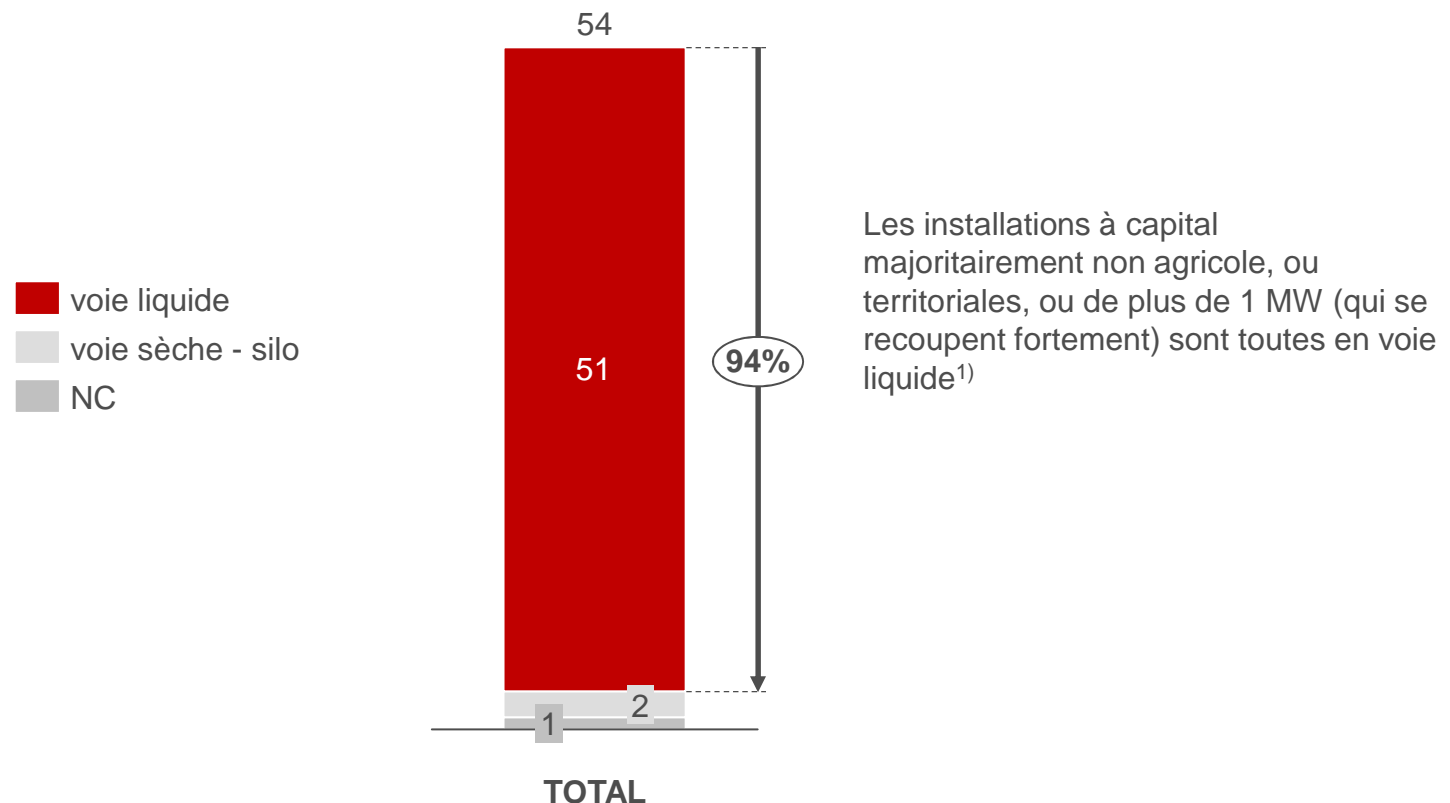
La typologie des intrants majoritaires influence fortement les problématiques économiques et la nature des risques opérationnels et financiers

| <i>Nature des intrants majoritaires :</i> | Intrants agricoles (effluents prédominants ¹⁾) | Déchets (sites généralement \geq 1MWe) |
|---|--|---|
| <i>Intérêt de la méthanisation²⁾</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Une réponse à la Directive Nitrate • Meilleure valeur agronomique des digestats vs. lisiers, fumiers / économies d'engrais • Economies de chaleur | <ul style="list-style-type: none"> • Solution de traitement / valorisation des déchets sur un territoire |
| <i>Problématiques clés</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Gérer l'approvisionnement en intrants complémentaires pour améliorer le pouvoir méthanogène moindre des effluents • Fort taux d'indésirables (fumiers) • Valorisation chaleur | <ul style="list-style-type: none"> • Sécurisation de l'approvisionnement • Maîtrise de la biologie (variabilité de la qualité des intrants et de la ration) • Sécurisation de l'épandage • Valorisation chaleur • Fortes contraintes réglementaires (ICPE, agrément) |
| <i>Impacts CAPEX</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Stockages (volumes importants) • Eventuellement pré-traitement des intrants (broyage) | <ul style="list-style-type: none"> • Pré-traitement : hygiénisation (sous-produits animaux), déconditionnement • Post-traitement du digestat (pour simplifier le retour au sol) • Stockages |
| <i>Impacts revenus</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Incertitude limitée aux aléas process + chaleur | <ul style="list-style-type: none"> • Incertitude process, chaleur + <u>redevance</u> |
| <i>Impacts OPEX</i> | <ul style="list-style-type: none"> • Casses, usures prématurées (indésirables, taux d'H₂S) | <ul style="list-style-type: none"> • Complexité du process qui démultiplie les risques de casses, pannes |

1) Seulement 2 exceptions dans notre panel ; 2) Outre les revenus électricité ; dans certains cas, la méthanisation favorise le développement d'autres activités (notamment au travers de la valorisation chaleur)

La technologie de méthanisation en voie liquide est la plus répandue : 94% des installations du panel ; seules 2 installations à la ferme (≤ 150 kWe) utilisent la technologie voie sèche en silo

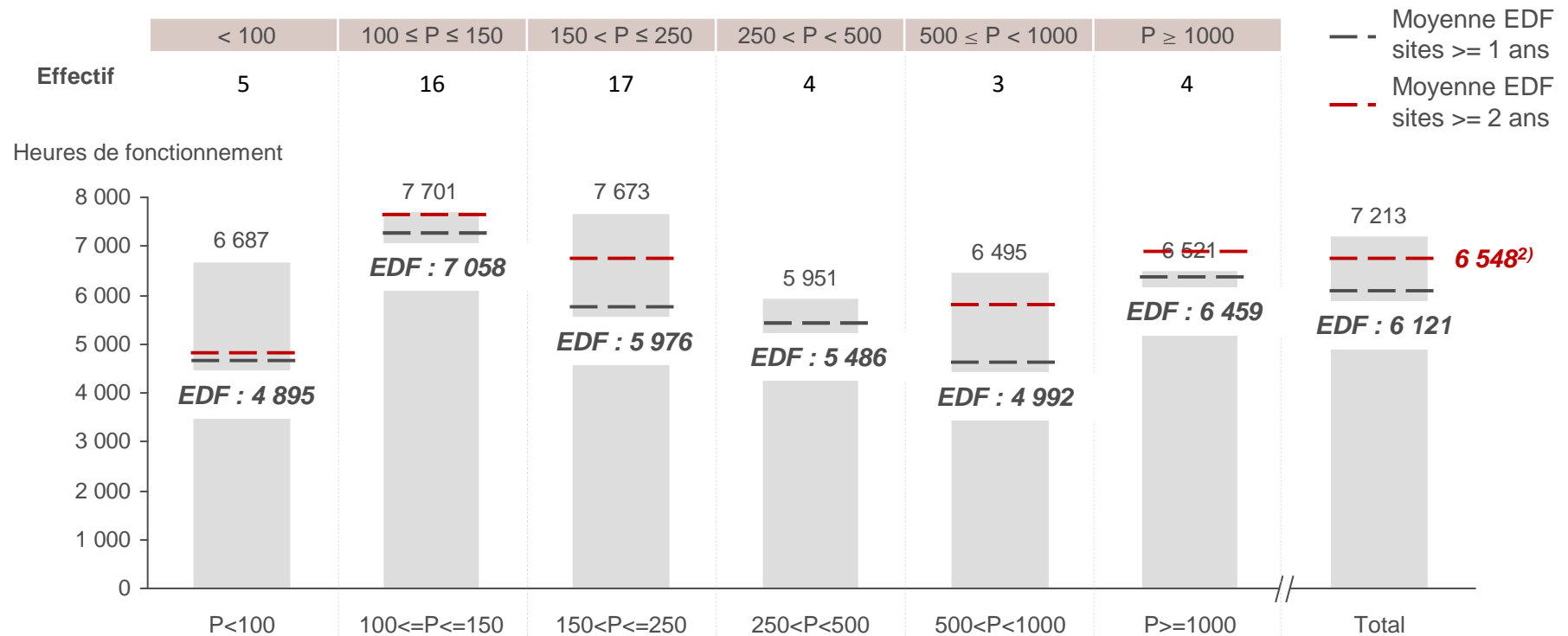
RÉPARTITION DES INSTALLATIONS SUIVANT LE TYPE DE TECHNOLOGIE DE MÉTHANISATION UTILISÉE [en nombre d'installations]



1) 3 installations à capital majoritairement non agricole; 4 installations de plus de 1 MW dont les 3 précédentes. 4 installations territoriales, dont 3 de plus de 1 MW
 Source : résultats enquête, analyse E-CUBE Strategy Consultants

En moyenne, les installations du panel ont fonctionné 7 272 heures; ces chiffres théoriques sont supérieurs à la moyenne de l'année 2014 des données EDF pour ces mêmes installations¹⁾ qui est de 6 121heures

NOMBRE D'HEURES THÉORIQUES DE FONCTIONNEMENT ANNUEL [kWh produits/kWe, moyenne]

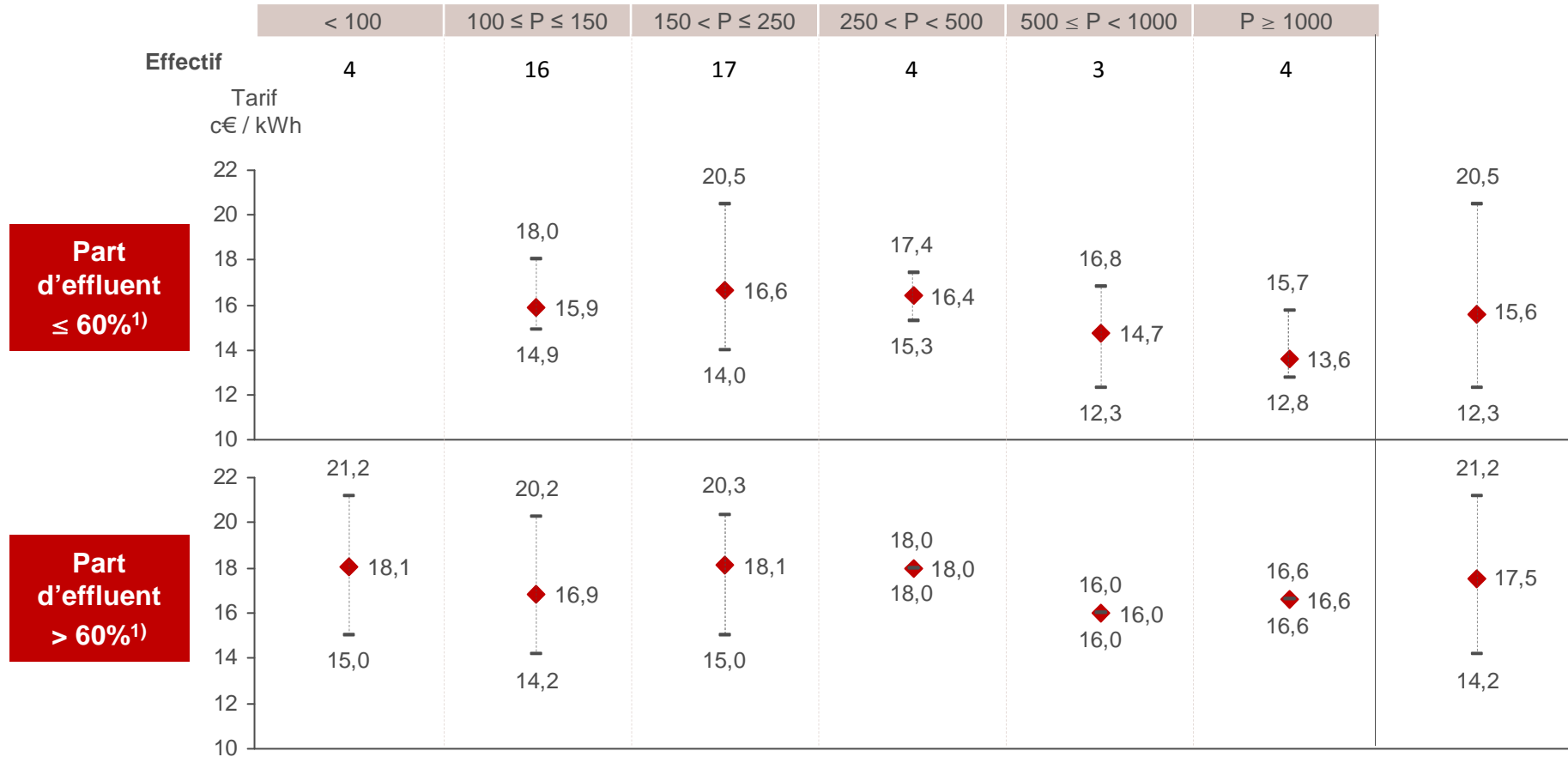


1) Fichier anonymisé transmis par la DOAT EDF avec les productibles pour les 3 dernières années (2014, 2013, 2012) ; calcul théorique à partir de l'énergie et de la puissance arrondie communiquée ; application d'un coefficient de 95% à l'énergie de facturation pour obtenir la production brute moyenne ; retraitement des données extrêmes (< 1000 heures de fonctionnement) ; calcul sur 2013 (seule année avec les puissances détaillées permettant le calcul)

2) Mediane des sites ≥3 ans = 5 785h

Les installations traitant une part $\leq 60\%$ d'effluents ont un tarif moyen de 15,9 c€/kWh contre un tarif moyen de 17,5 c€/kWh pour les installations traitant plus de 60 % d'effluents

TARIF MOYEN PAR CATÉGORIE DE PUISSANCE

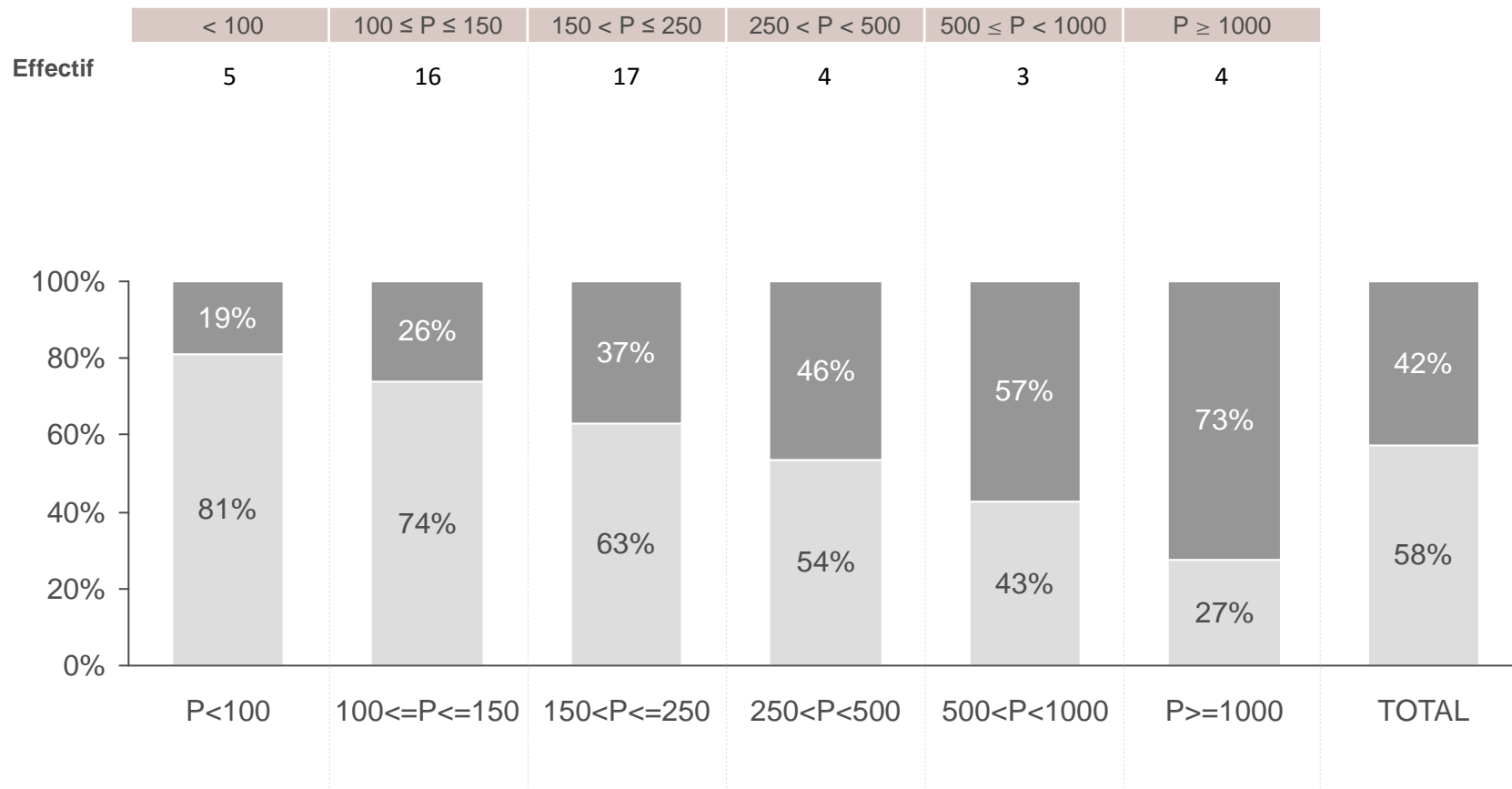


1) Le seuil de 60 % représente la limite de la prime effluent dans le tarif 2011. Ce seuil de 60 % partage aussi le panel en deux groupes égaux (24/25)

Les installations de petite puissance sécurisent une part plus importante de leur gisement en interne en moyenne que les installations de forte puissance (80% pour les < 100 kW vs. 30% pour les ≥ 1000 kW)

PART INTERNE/EXTERNE DES TONNAGES ANNUELS TRAITÉS

■ % de tonnages externes
 ■ % de tonnages internes



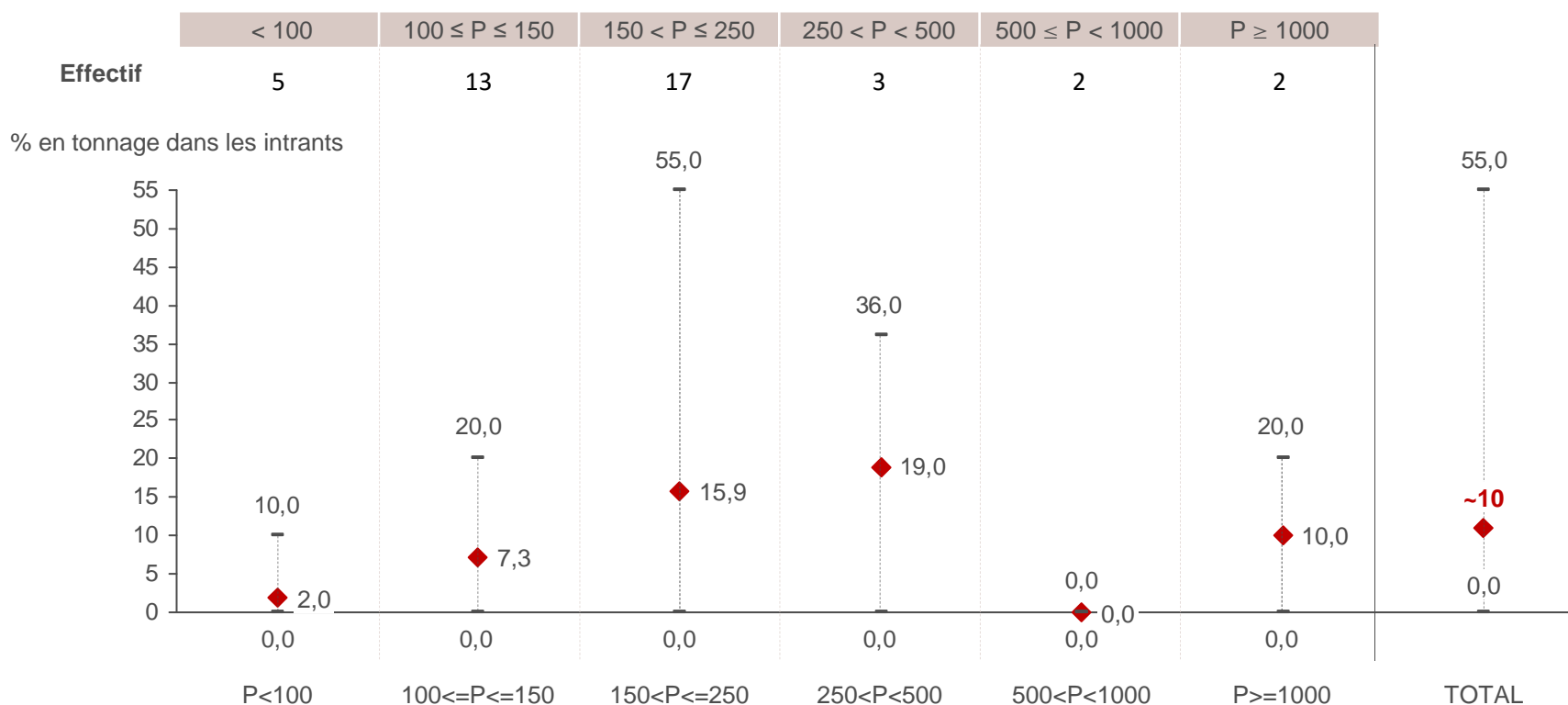
BACKUP



La part de CIVE et de culture dédiées dans le mix d'intrants est relativement faible, de l'ordre de 10% en moyenne, mais avec des écarts importants entre les installations

PROPORTIONS DES CIVE ET DES CULTURES DÉDIÉES SELON LA CATÉGORIE DE PUISSANCE

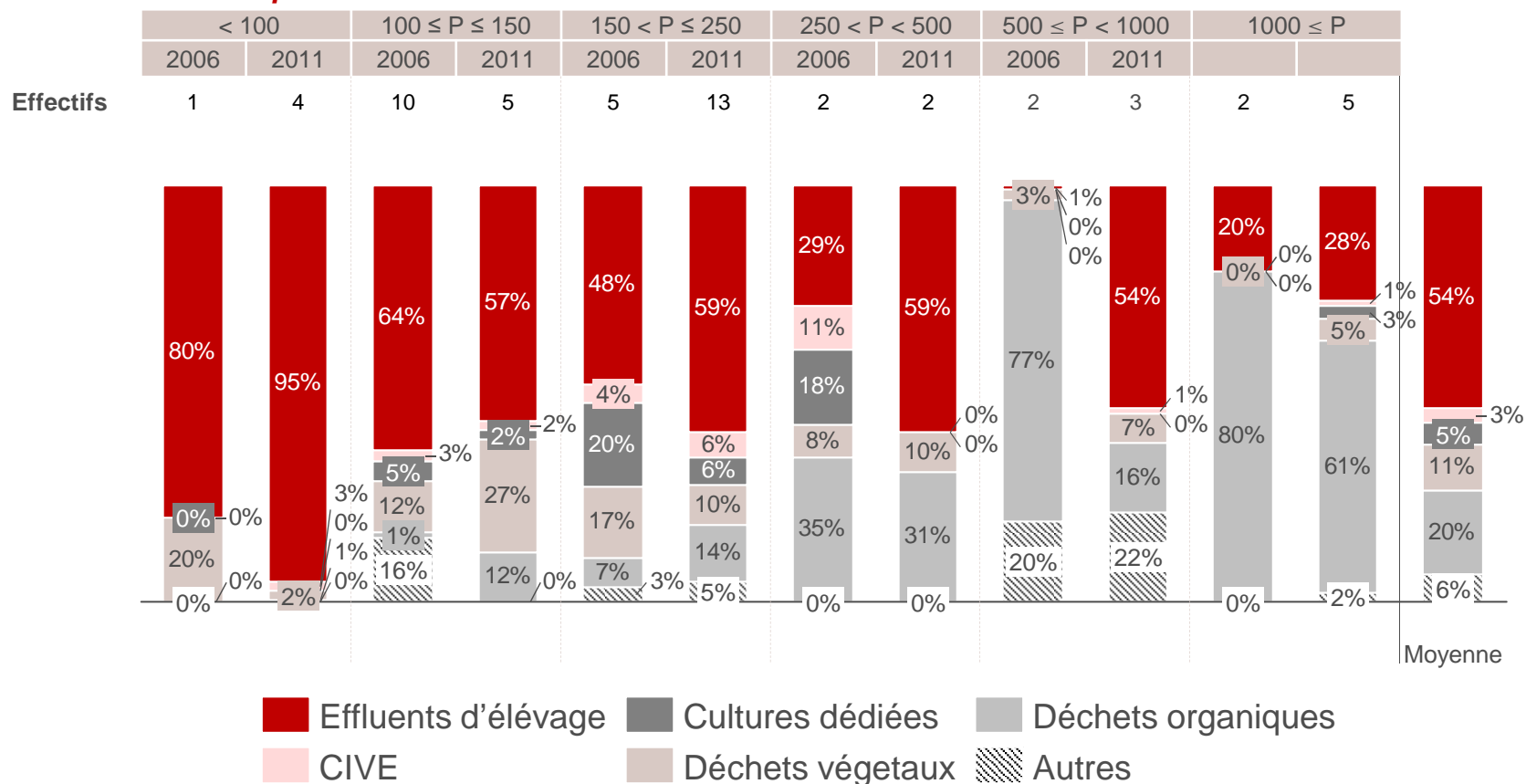
Installations avec >= 50% d'intrants agricoles



Les petites installations utilisent une proportion plus importante d'effluents d'élevage, alors que les grandes installations s'appuient davantage sur des déchets organiques

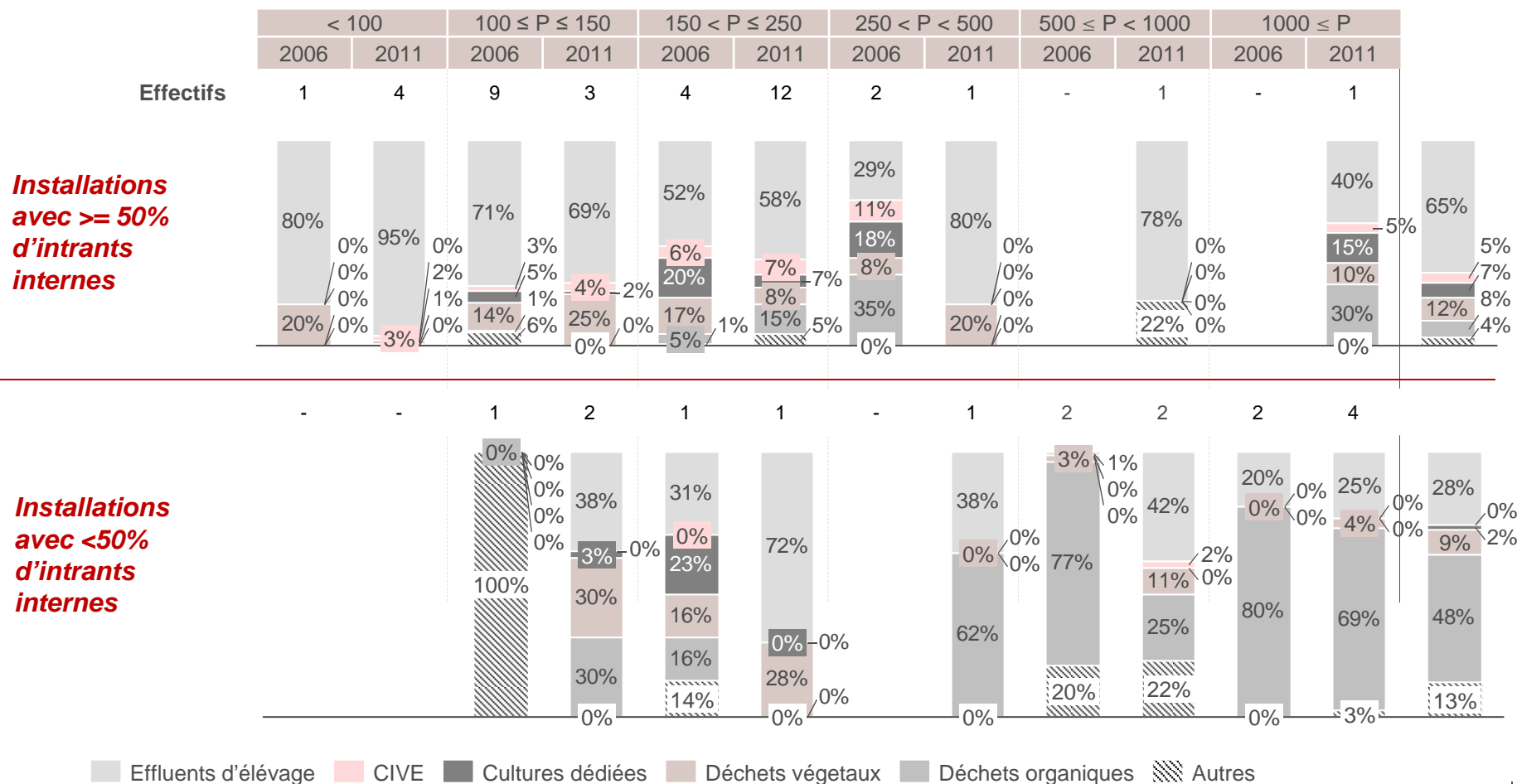
MENU TYPE (MOYENNE PONDEREE DES TONNAGES DE MATIERE BRUTE ENTRANTE)

Toute installation du panel



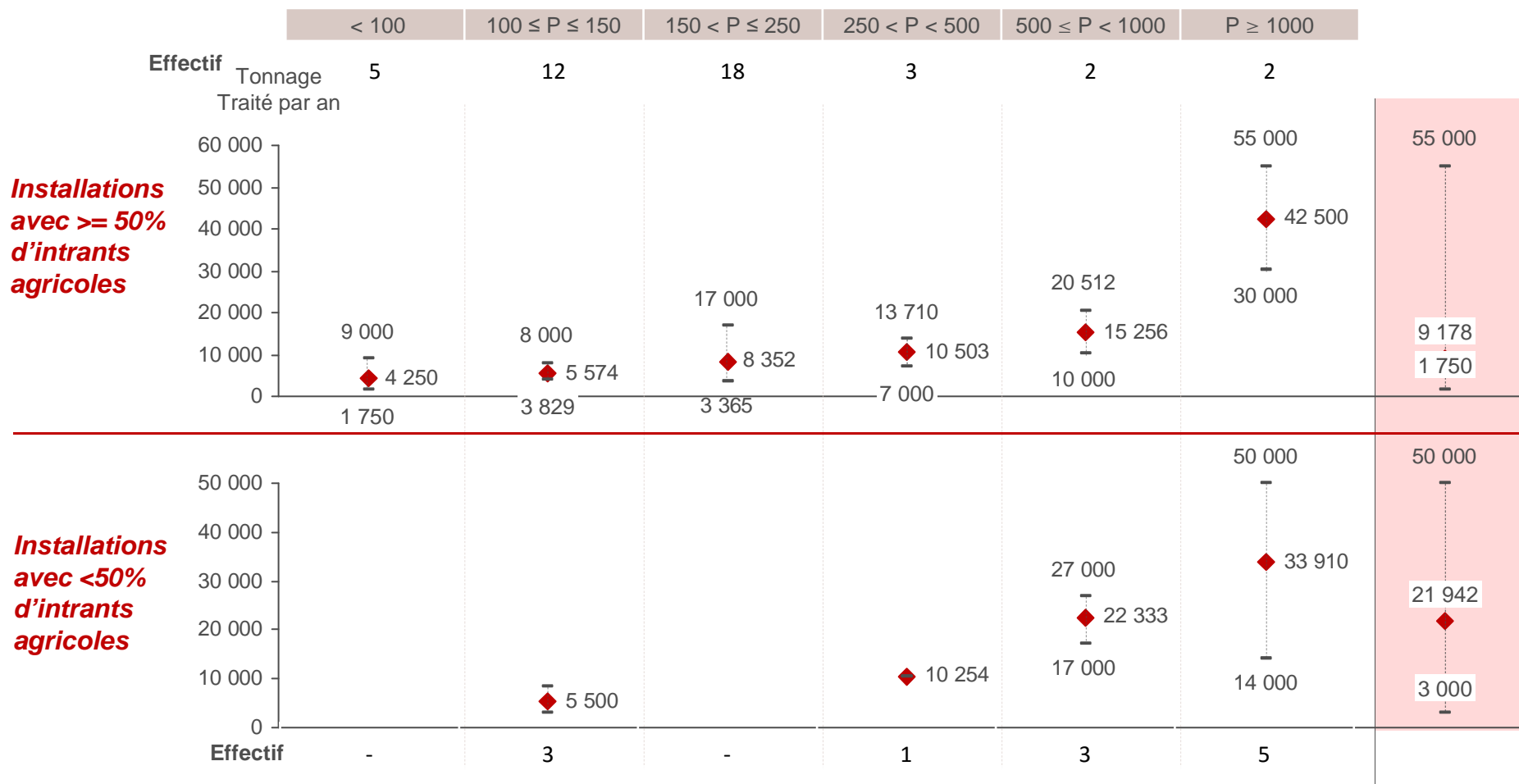
Les installations qui utilisent plus de 50% d'intrants externes utilisent majoritairement des déchets organiques, tandis que ceux qui utilisent moins de 50% d'intrants externes utilisent principalement les effluents

MENU TYPE (MOYENNE PONDEREE DES TONNAGES DE MATIERE BRUTE ENTRANTE)



Les tonnages traités varient fortement d'un site à l'autre (surtout en fonction de la taille), en moyenne 12 015 tonnes de matière brute sont traitées par les installations du panel

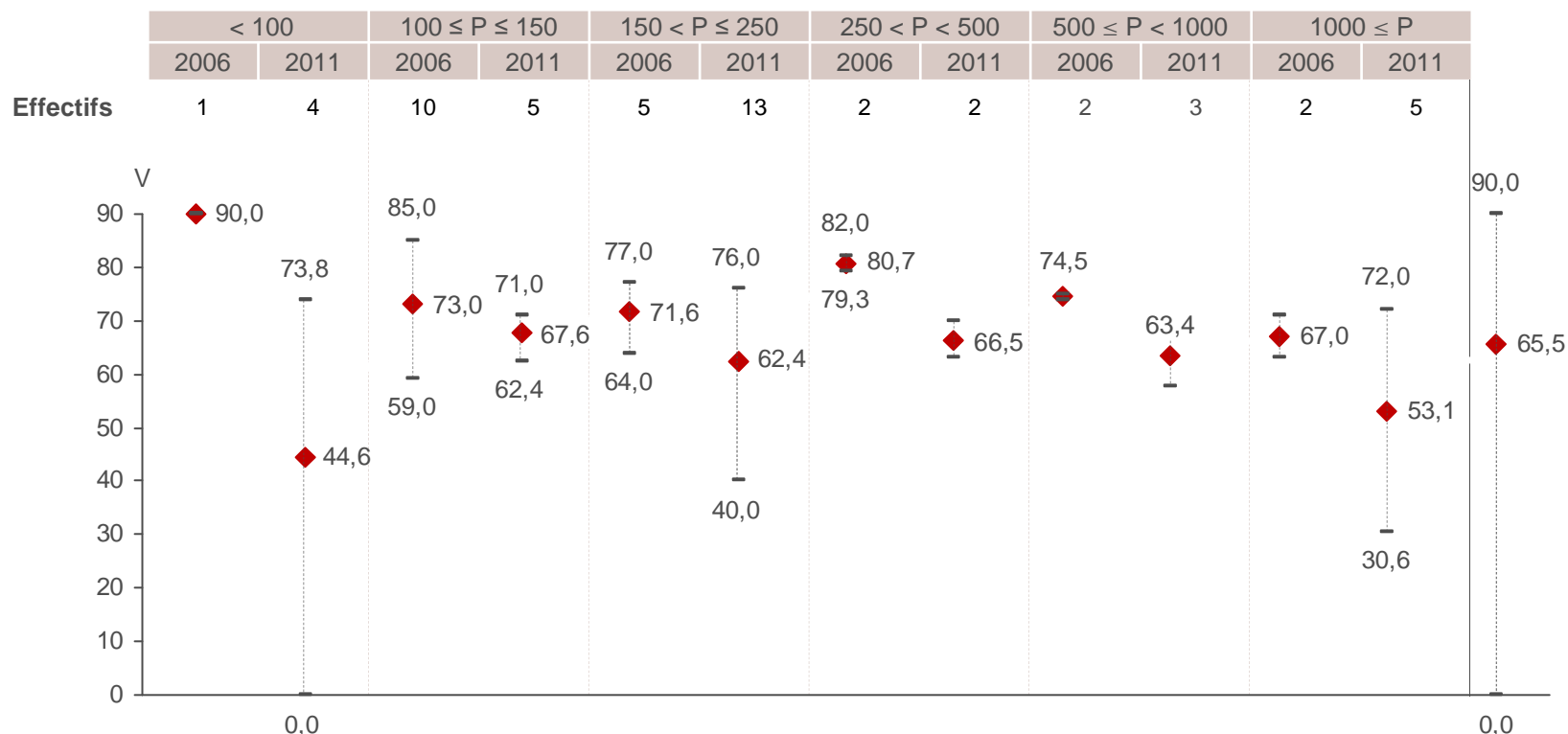
TONNAGES TRAITÉS PAR AN EN FONCTION DE LA CATÉGORIE DE PUISSANCE



1) Les tonnages issus des installations traitant peu d'effluents ont un tonnage moyen élevé car on retrouve les grosses installations dans cette catégorie

Le V moyen est relativement indépendant de la catégorie de puissance considérée (pas de corrélation marquée), cependant les V très élevés se retrouvent chez les petites puissance alors que les ≥ 1 MW ont des V plus faibles

TAUX DE VALORISATION ÉNERGÉTIQUE (V) SELON LA CATÉGORIE DE PUISSANCE

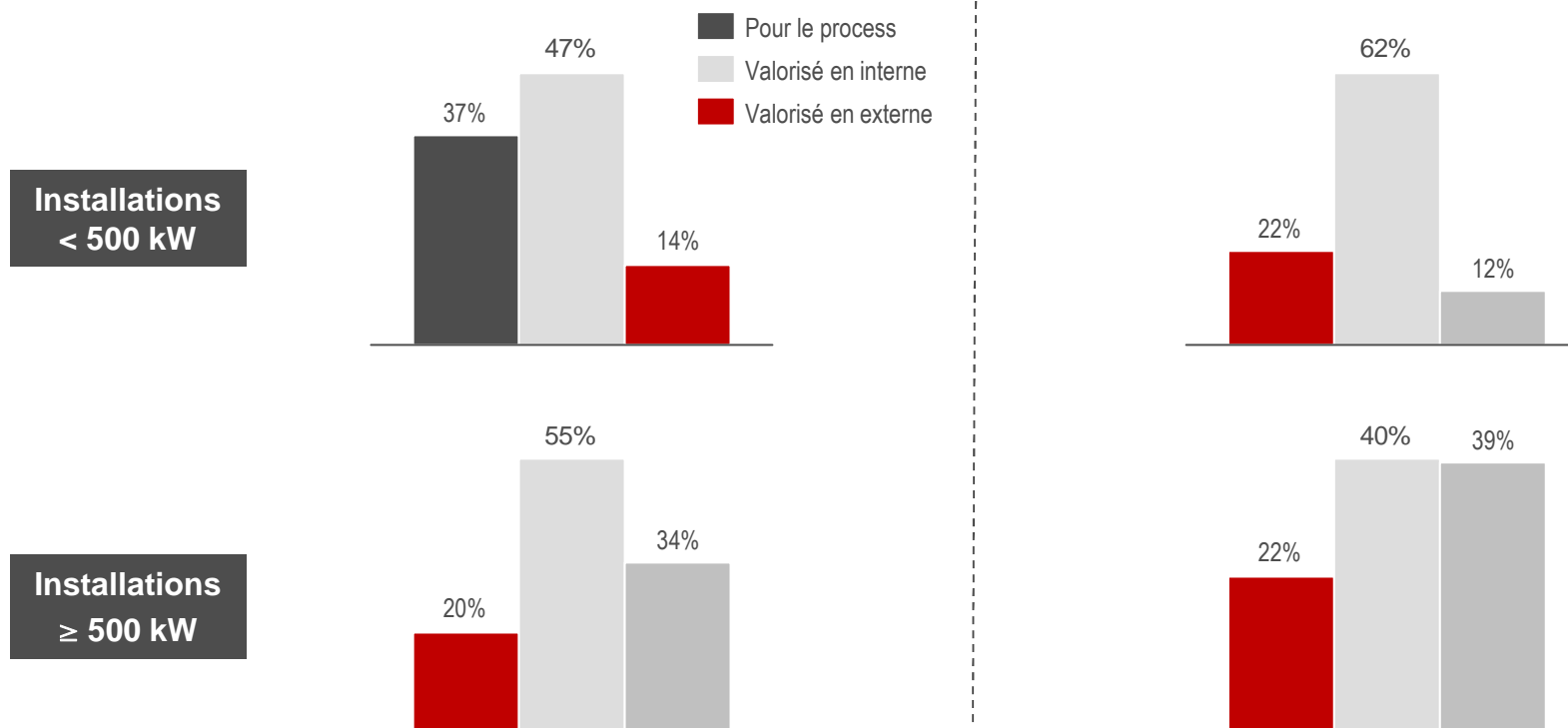


Les installations de grande taille valorisent une part plus importante de leur chaleur en externe

USAGE DE LA CHALEUR POUR LES DIFFÉRENTES INSTALLATIONS

Tarif type 2006

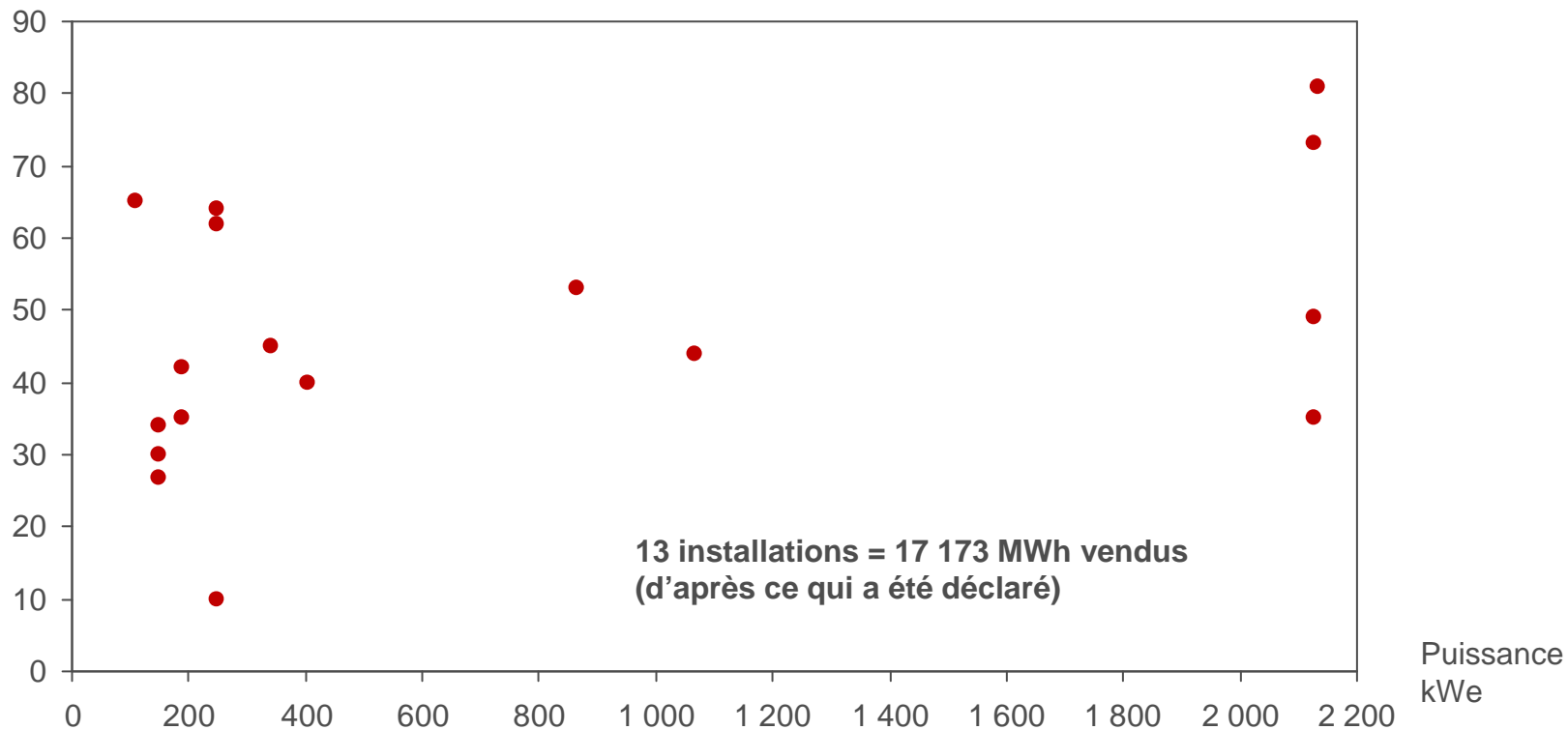
Tarif type 2011



17 installations valorisent la chaleur en externe, soit 30 % des installations considérées, ainsi que 70 % des installations de plus de 1 MW

QUOTE-PART DE LA CHALEUR VALORISÉE EN EXTERNE EN FONCTION DE LA PUISSANCE

% de la chaleur
Valorisée en externe



Le V max est atteint par 45% des sites en tarif 2006 et 34% des sites en tarif 2011

NOMBRE D'INSTALLATIONS AVEC UN V SUPÉRIEUR OU ÉGAL AU SEUIL SUPÉRIEUR DU TARIF (75% en 2006 et 70% en 2011) [en nombre d'installations du panel]



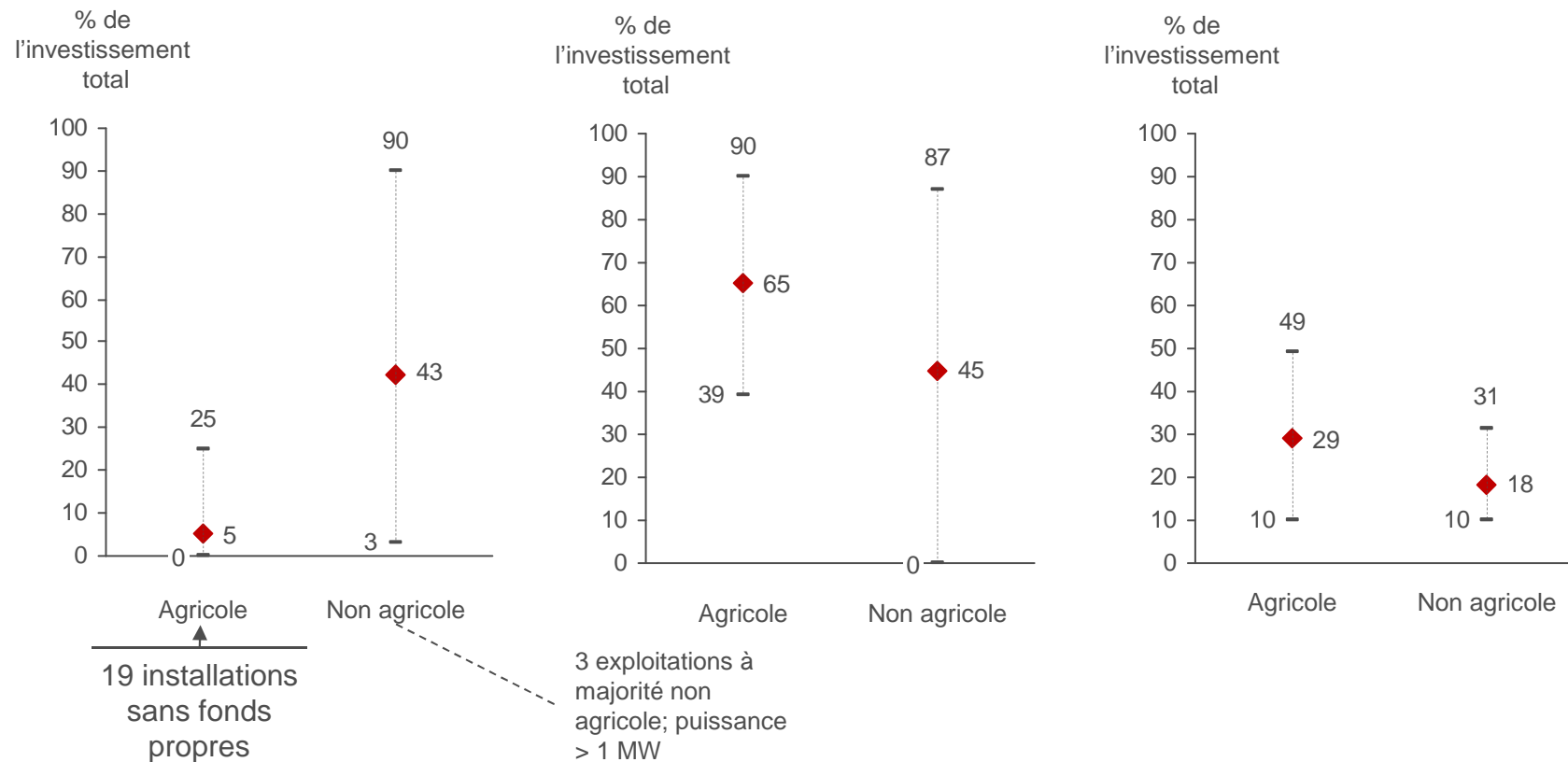
Les installations à capital majoritairement non agricole se sont en moyenne appuyées sur plus de fonds propres et moins de subventions que les installations à la ferme; la part moyenne de l'emprunt est élevée (>60%)

RÉPARTITION DES SOURCES DE FINANCEMENT [Min, Max et Moyenne]

FONDS PROPRES

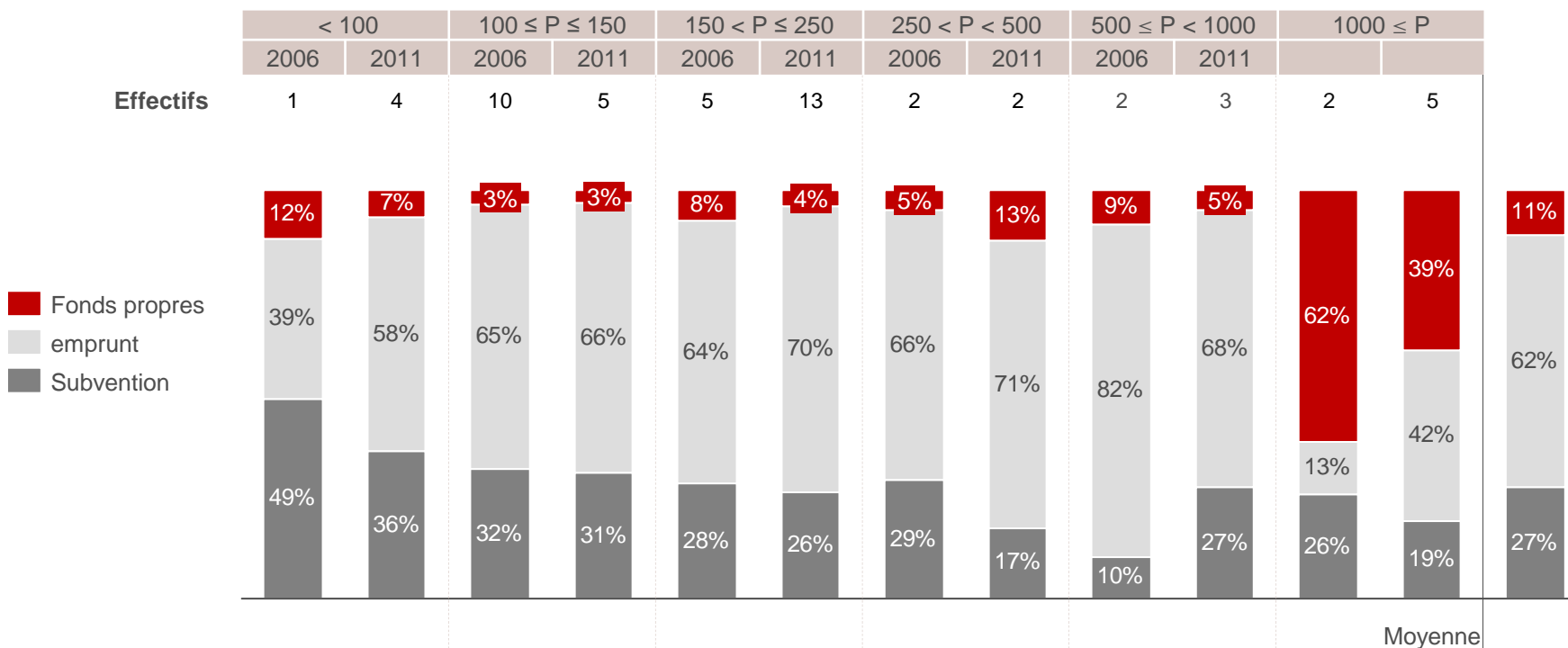
EMPRUNT

SUBVENTION



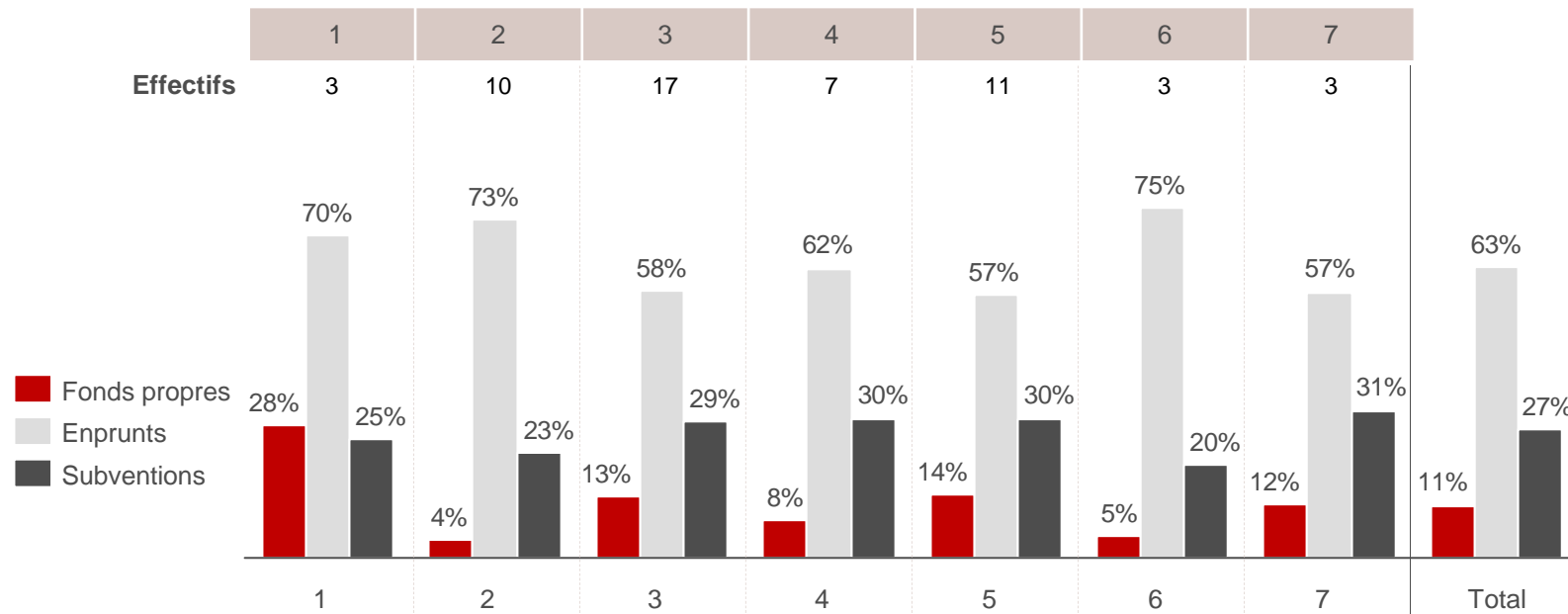
Les installations de forte puissance se sont en moyenne appuyées sur plus de fonds propres et moins de subventions que les installations de puissance inférieure; la part des subventions décroît avec la taille des installations

RÉPARTITION DES SOURCES DE FINANCEMENT SELON LA PUISSANCE



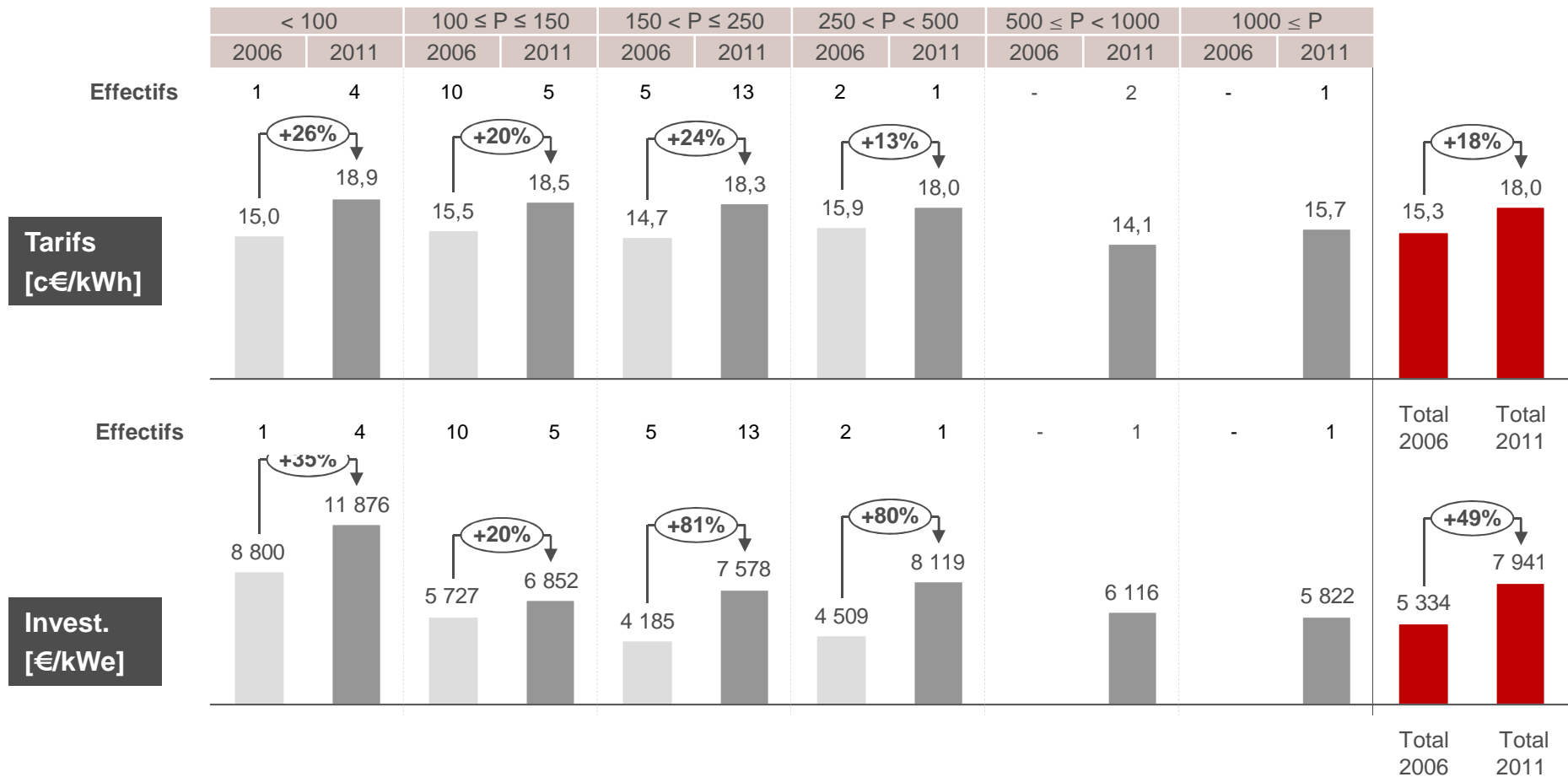
La répartition des sources de financement n'a pas évolué au cours du temps pour les installations du panel

RÉPARTITION DES SOURCES DE FINANCEMENT SELON LE NOMBRE D'ANNÉE DE MISE EN SERVICE



La hausse globale des tarifs entre 2006 et 2011 pour les installations à la ferme s'est accompagnée d'une hausse plus forte du niveau moyen d'investissement

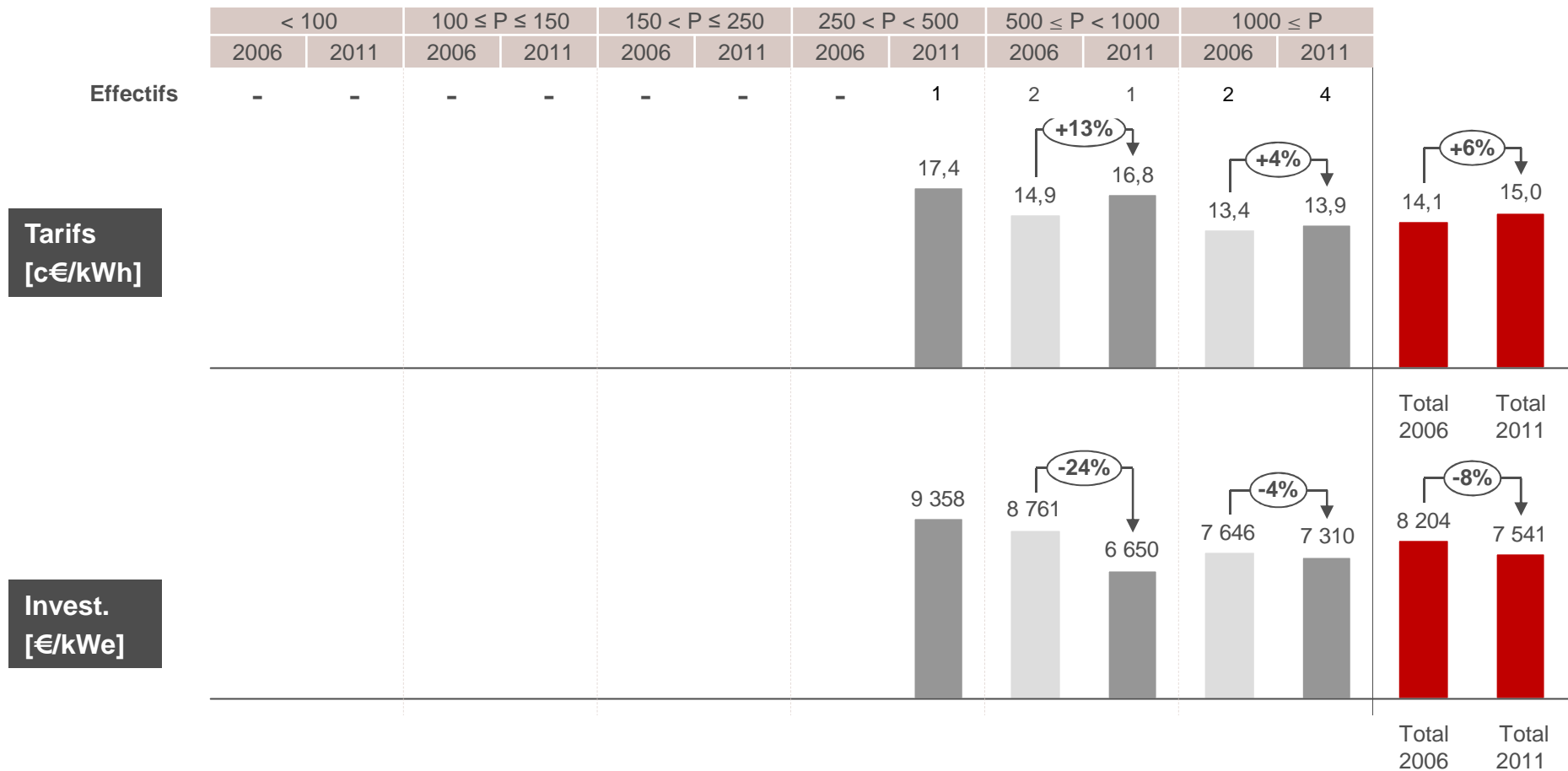
INSTALLATIONS À LA FERME - Tarifs et coûts d'investissements initiaux moyens [en c€/kWh et en €/kWe]



La hausse globale des tarifs entre 2006 et 2011 pour les installations territoriales ne s'est pas accompagnée d'une hausse du niveau moyen d'investissement

INSTALLATIONS TERRITORIALES - Tarifs et coûts d'investissements initiaux moyens [en c€/kWh et en €/kWe]

Toute installation

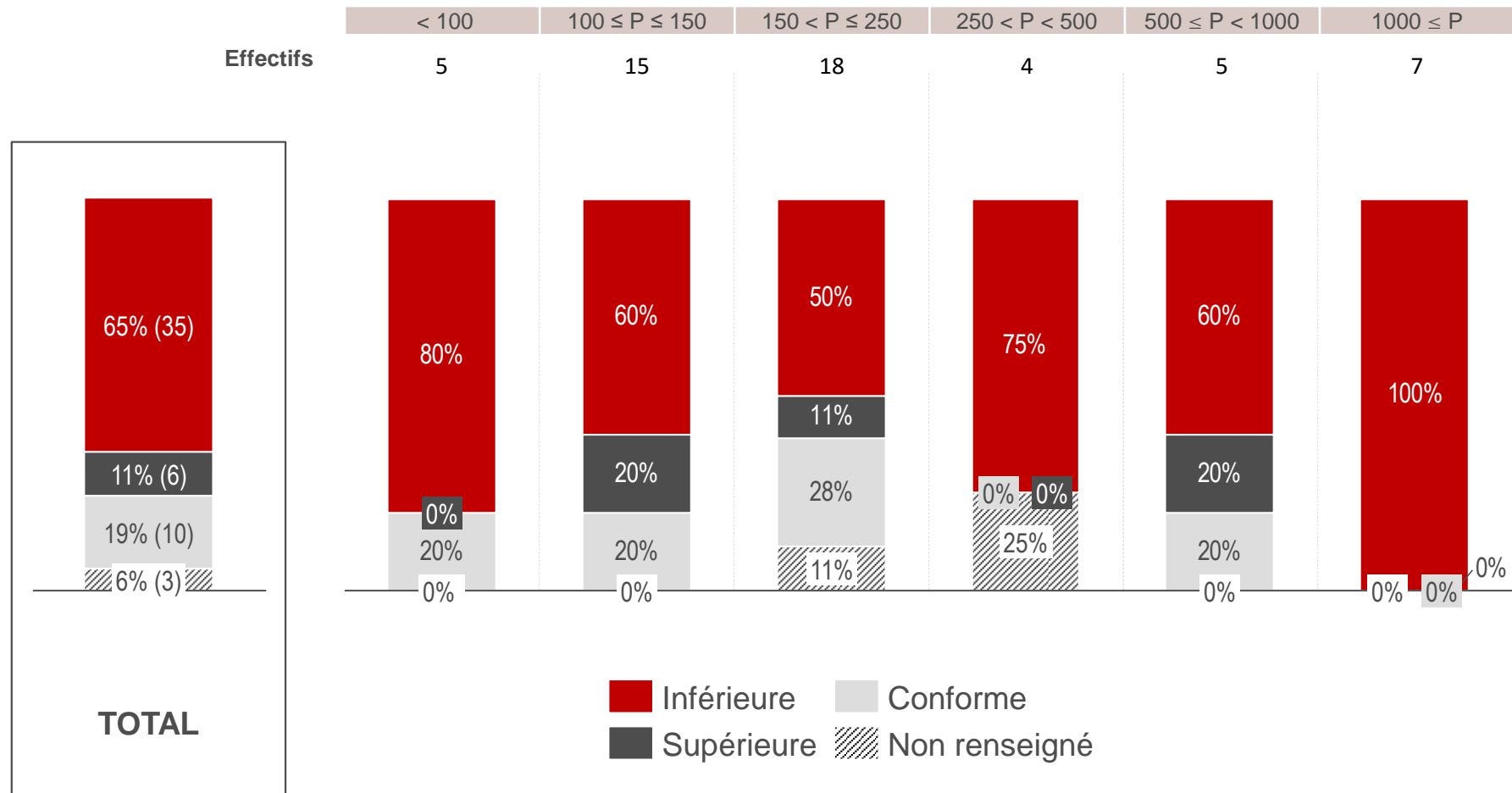


ANALYSE DES RETOURS DE L'ENQUÊTE – SOMMAIRE

1. Analyse du panel et caractéristiques des installations
- 2. Evaluation de la rentabilité globale du projet**
3. Analyse des écarts avec le business plan initial :
 - Coûts
 - Revenus
4. Modalités d'accompagnement et difficultés rencontrées pendant la phase de développement et lors de la construction
5. Maintenance et contrats d'assurance
6. Gestion de l'approvisionnement des intrants, traitements de la matière, gestion du digestat

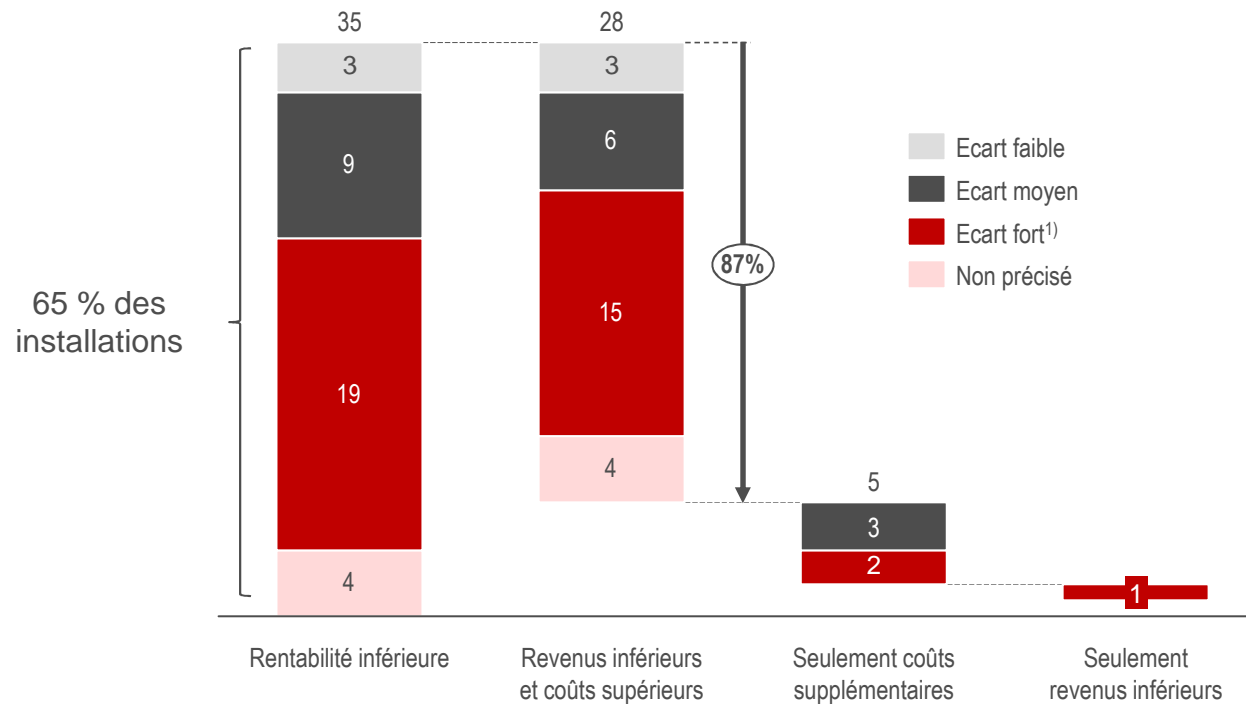
35 installations (65%) ont déclaré une rentabilité inférieure aux prévisions initiales et 6 (soit 11%) une rentabilité supérieure

NOMBRE D'INSTALLATIONS AVEC DES ÉCARTS DE RENTABILITÉ PAR RAPPORT AU BP INITIAL *Toute installation*



Parmi les installations ayant une rentabilité inférieure à la prévision, 87% cumulent des surcoûts et des recettes inférieures aux prévisions. Ces installations représentent la grande majorité des installations avec des écarts forts vs. BP¹⁾

INSTALLATIONS AVEC UNE RENTABILITÉ INFÉRIEURE AU PRÉVISIONNEL ET REVENUS INFÉRIEURS ET/OU SURCOÛTS

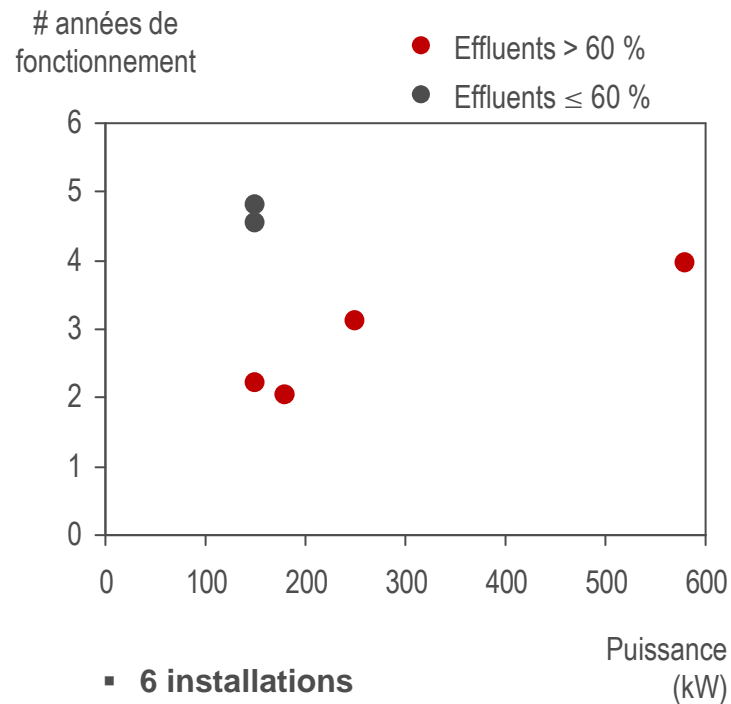


1)Ecart : fort (> 5 points d'EBE ou de TRI), moyen(2 à 5 points d'EBE ou de TRI), faible (< 2 points d'EBE ou de TRI)

Les 6 installations ayant déclaré une rentabilité supérieure à la prévision ont toutes des recettes supérieures au prévisionnel : temps de fonctionnement supérieur, meilleure valorisation de la chaleur, redevance et vente du digestat

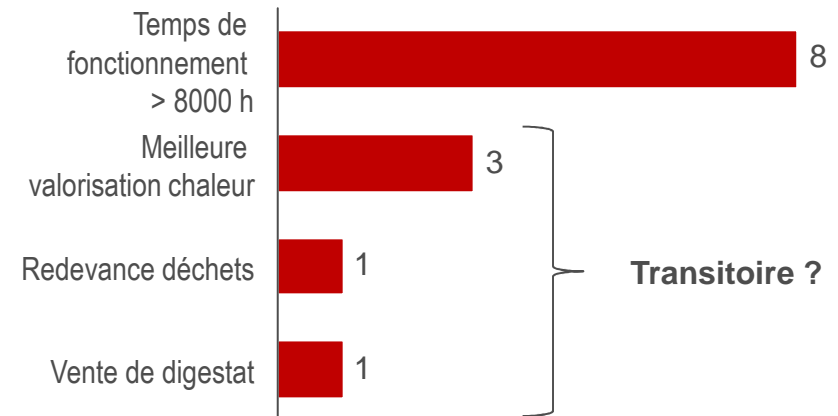
Profil des installations

Avec un rentabilité supérieure



- 6 installations
- Pas de profil type

Principales Raisons

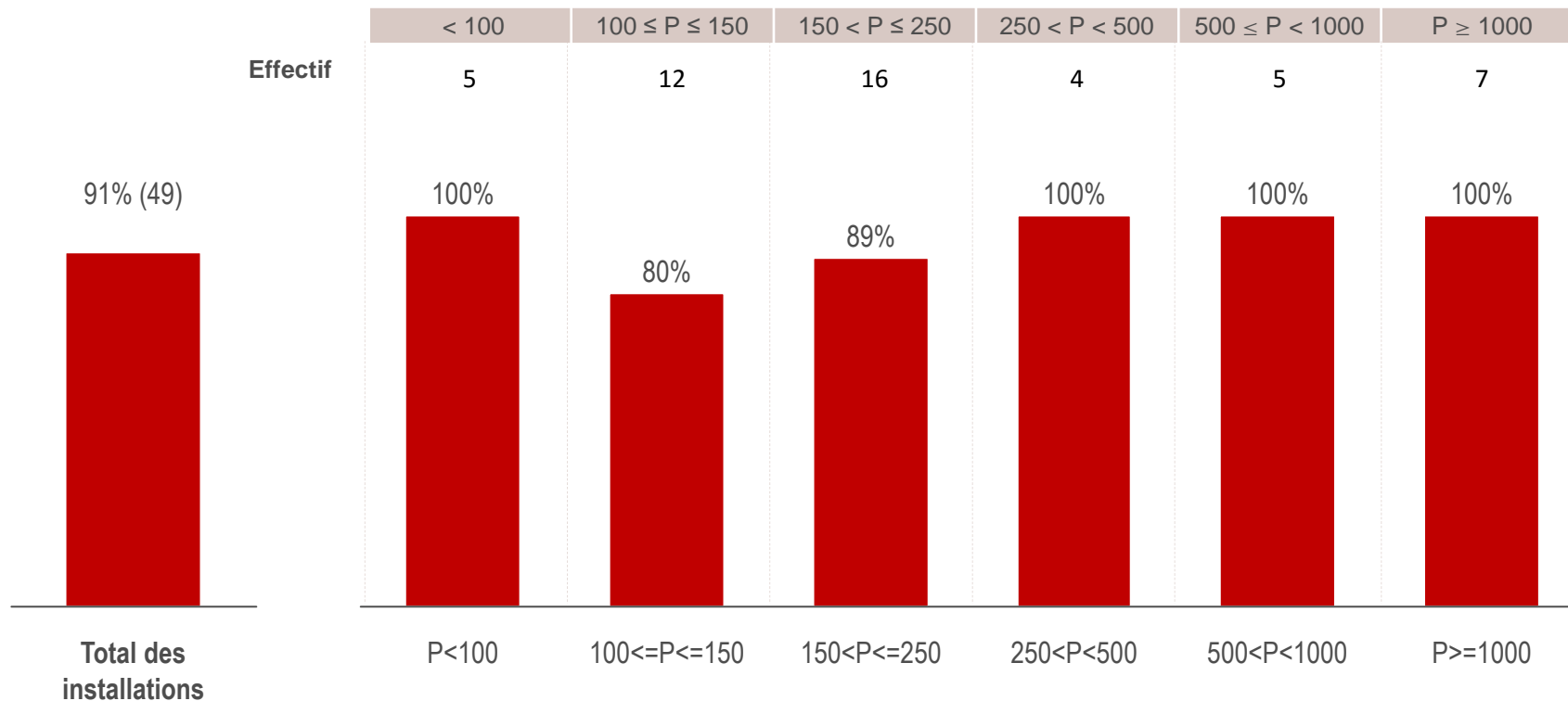


ANALYSE DES RETOURS DE L'ENQUÊTE – SOMMAIRE

1. Analyse du panel et caractéristiques des installations
2. Evaluation de la rentabilité globale du projet
3. **Analyse des écarts avec le business plan initial :**
 - Coûts
 - Revenus
4. Modalités d'accompagnement et difficultés rencontrées pendant la phase de développement et lors de la construction
5. Maintenance et contrats d'assurance
6. Gestion de l'approvisionnement des intrants, traitements de la matière, gestion du digestat

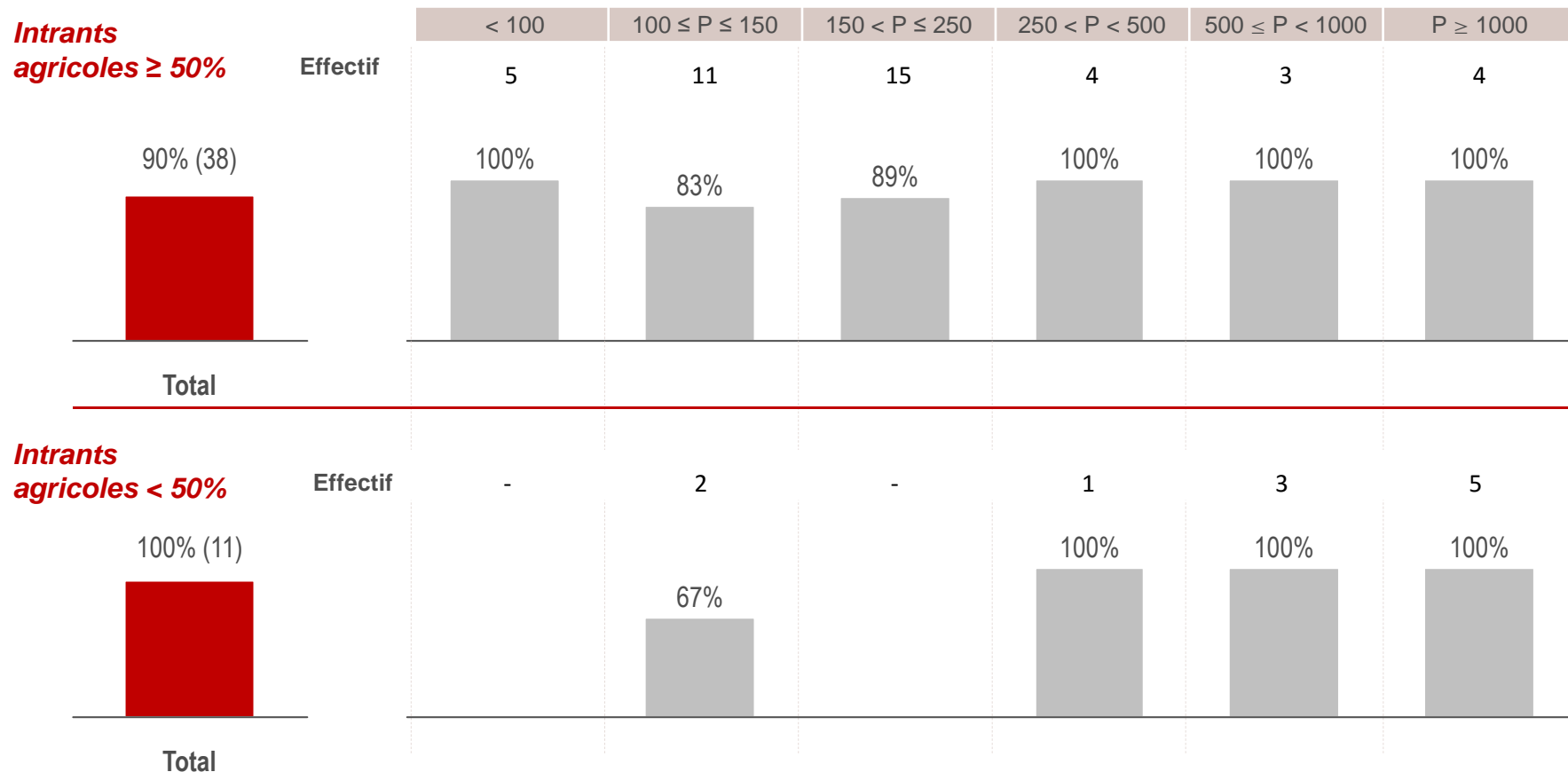
49 installations, soit 91% du panel, ont déclaré avoir eu des surcoûts d'investissement par rapport au BP initial

NOMBRE D'INSTALLATIONS AYANT DÉCLARÉ DES SURCÔÛTS PAR RAPPORT AU BP INITIAL
[en % du panel]



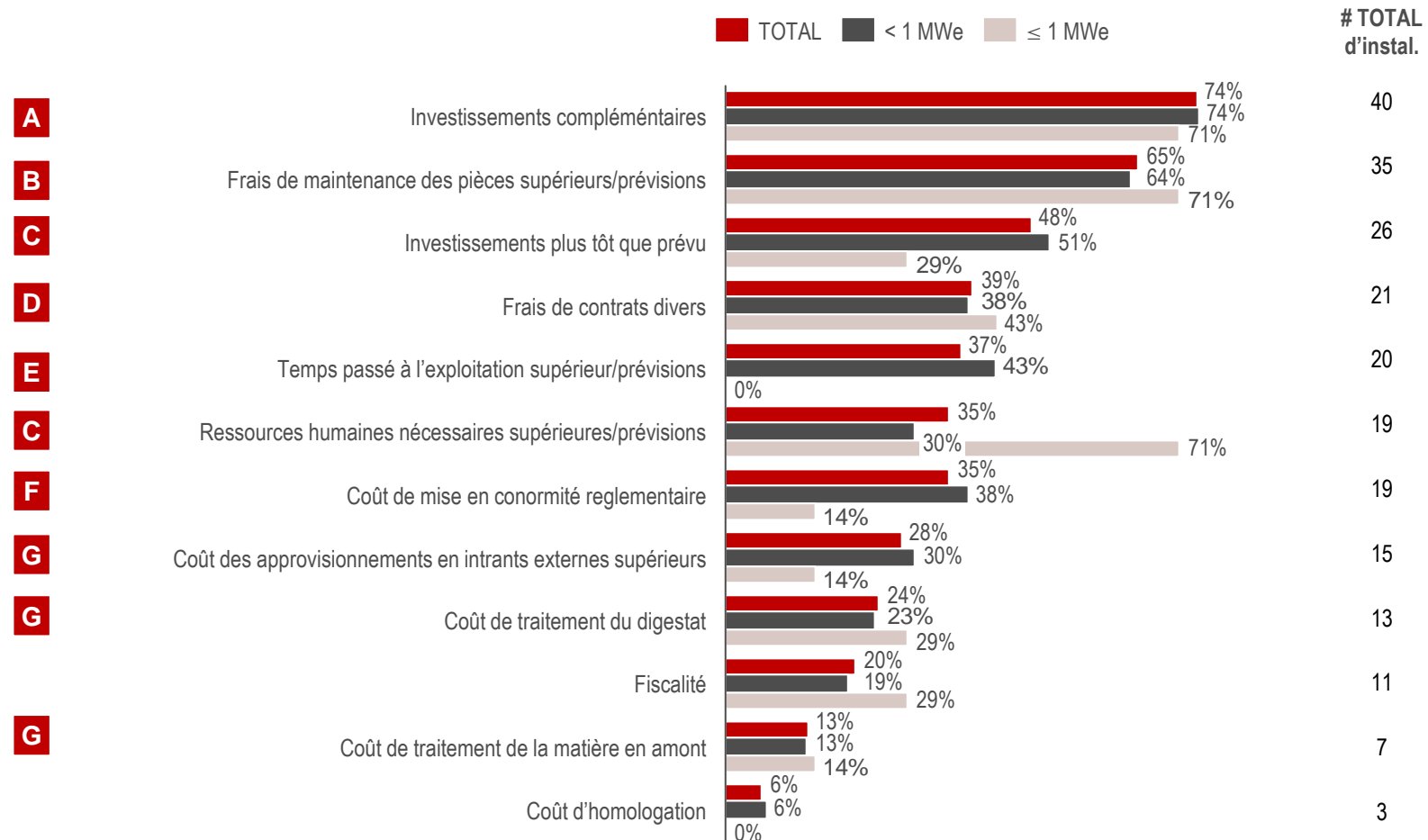
100% des installations avec plus de 50% d'intrants externes ont déclaré des surcoûts par rapport au BP initial

NOMBRE D'INSTALLATIONS AYANT DÉCLARÉ DES SURCÔÛTS PAR RAPPORT AU BP INITIAL
[en % du panel]



Les investissements complémentaires sont les causes les plus citées d'écart par rapport au BP initial

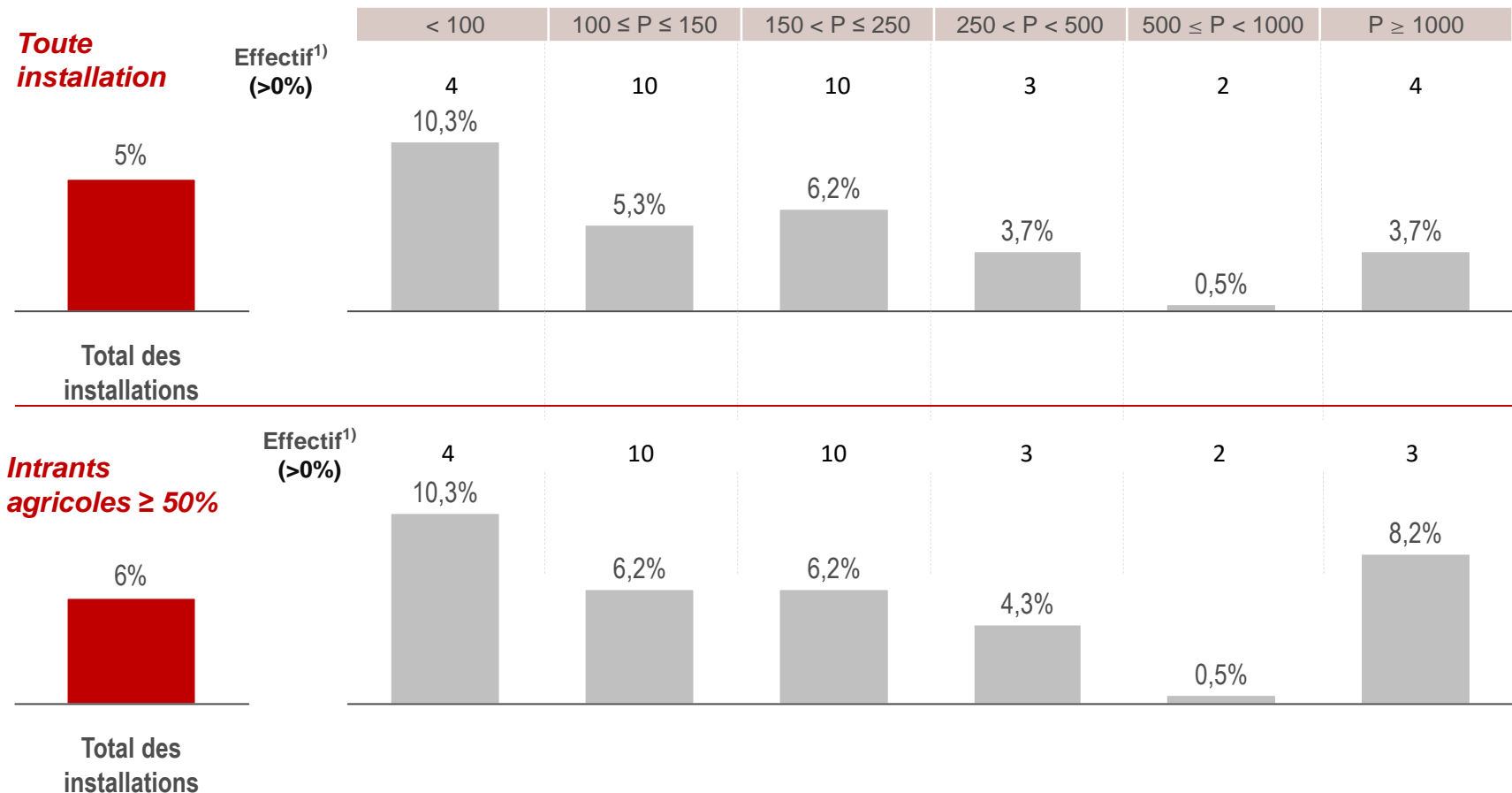
NATURE DES COÛTS COMPLÉMENTAIRES AU BP INITIAL [en % des installations concernées]¹⁾



1) Hors autre : 3 réponses (la consommation EDF et ERDF notamment)
 Source : résultats enquête, analyse E-CUBE Strategy Consultants

A Les investissements complémentaires représentent en moyenne un surcoût de 5% pour les installations du panel, ils sont concentrés sur les installations traitant majoritairement des intrants agricoles

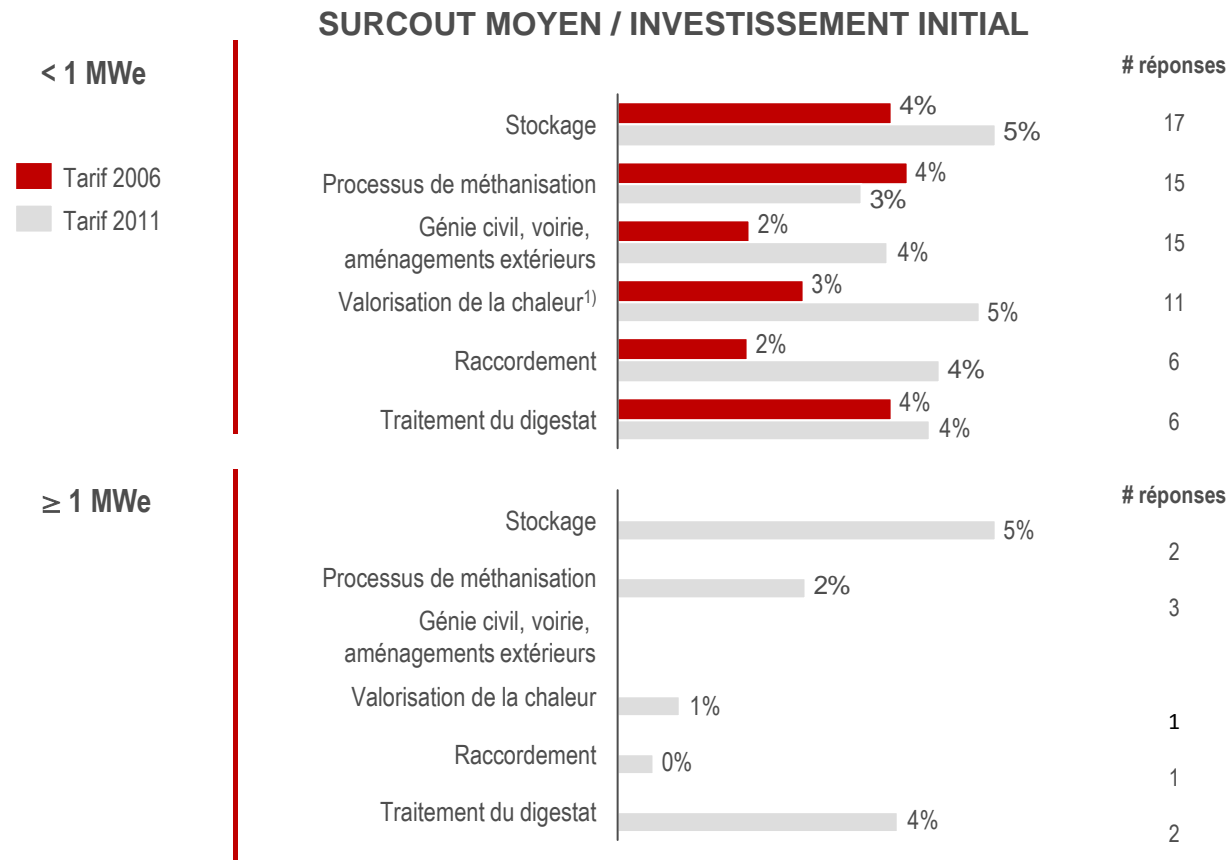
ANALYSE SURINVESTISSEMENTS PAR RAPPORT A L'INVESTISSEMENT INITIAL



1) Nombre d'installations ayant indiqué un surcoût supérieur à 0% de l'investissement initial
 Source : résultats enquête, analyse E-CUBE Strategy Consultants

A Le stockage et le processus de méthanisation représentent les surcoûts d'investissements les plus fréquents à la ferme (+4 à 5% de l'investissement initial) ; le traitement du digestat est le 2^e surcoût pour les grandes installations

DÉTAILS DES INVESTISSEMENTS COMPLÉMENTAIRES [en nombre d'installations concernées et en surcoût moyen exprimé en % de l'investissement initial]

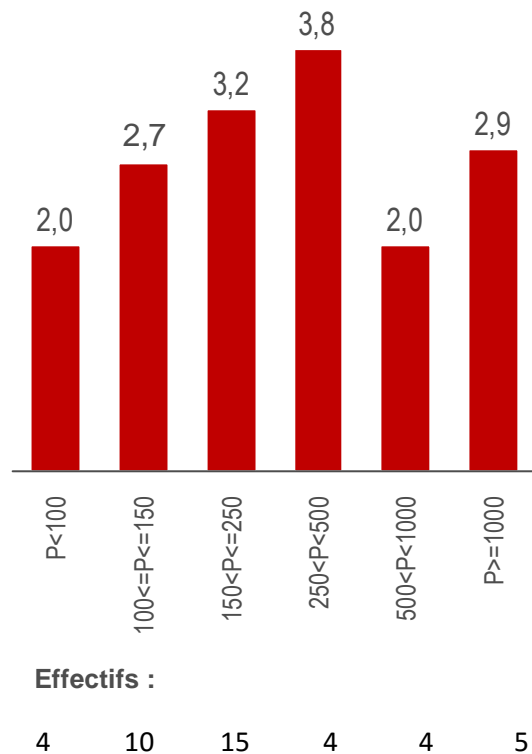


1) Une installation indique un investissement complémentaire de 100 kEUR (17%) pour la valorisation de la chaleur

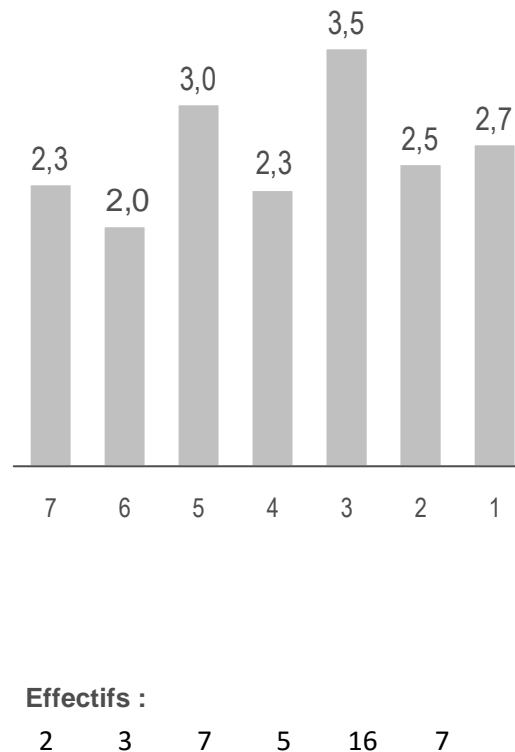
A Le cumul des surcoûts d'investissements va croissant avec la puissance d'installation jusqu'à 500 kW. En revanche, il n'y a pas de corrélation avec la part d'effluents traités ni avec le nombre d'années de fonctionnement

NOMBRE MOYEN DE TYPES DE SURCÔÛTS D'INVESTISSEMENT PAR CATÉGORIE DE SITES

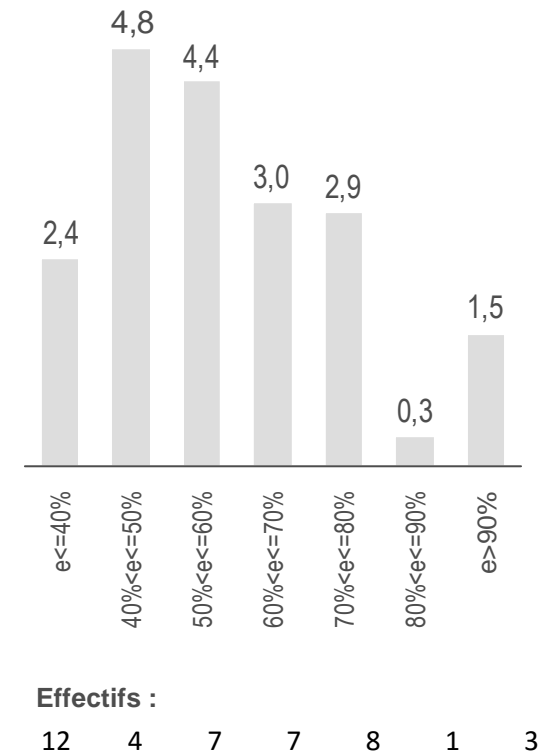
Puissance installée



années depuis la mise en service



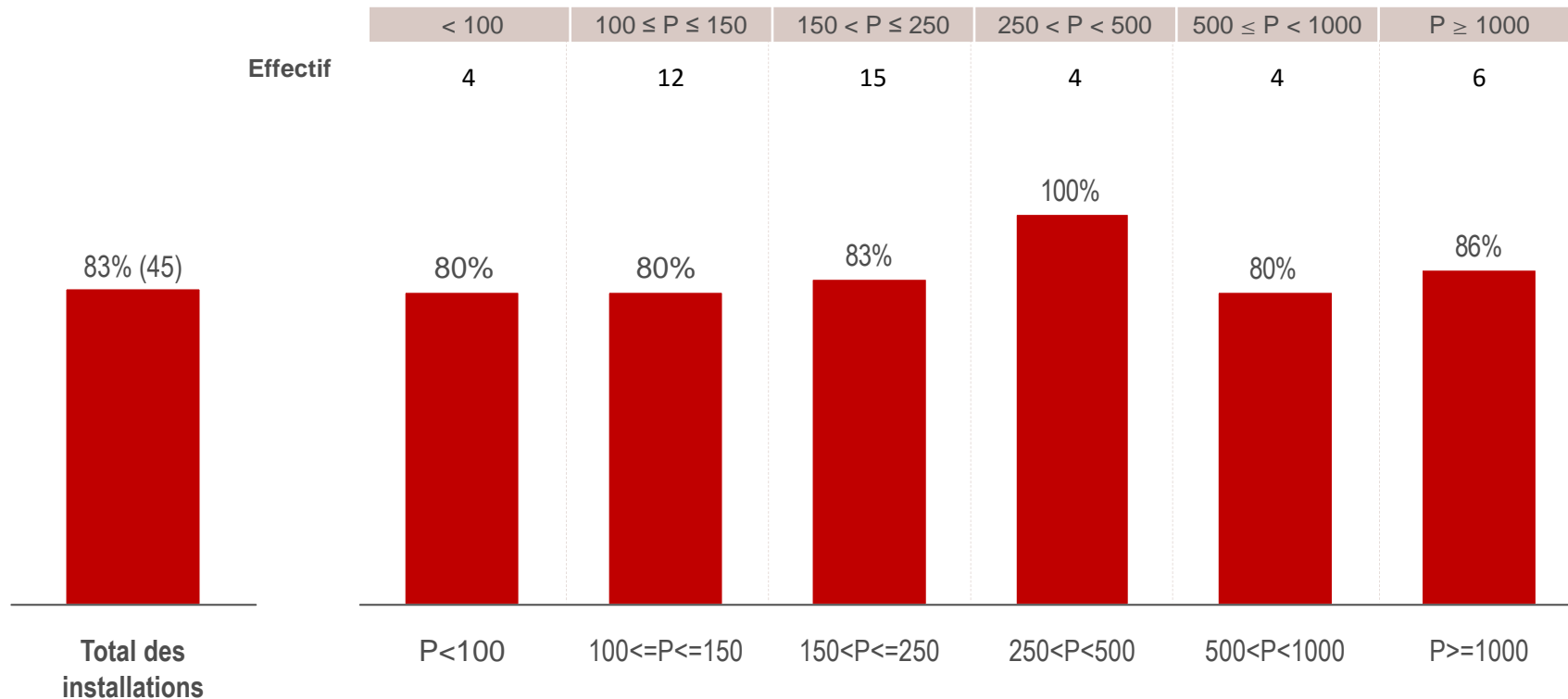
% d'effluents



A 45 installations, soit 83 % du panel, ont déclaré avoir eu des surcoûts d'exploitation

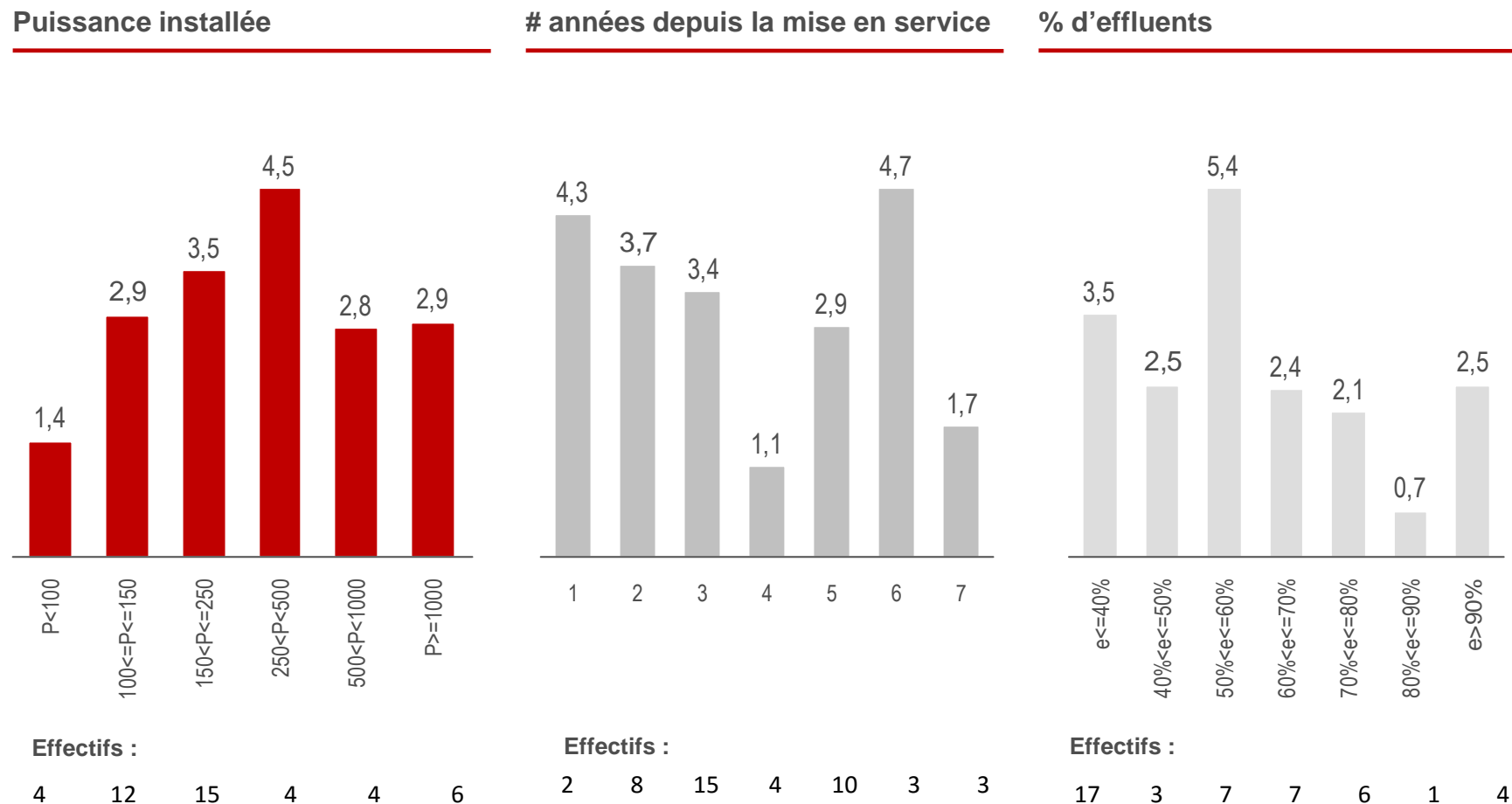
% D'INSTALLATION AVEC UN SURCÔÛT D'EXPLOITATION

Toute installation



A Le cumul des surcoûts d'exploitation va croissant avec la puissance d'installation jusqu'à 500 ; il n'y a pas de corrélation avec la part d'effluents ou le nombre d'années de fonctionnement

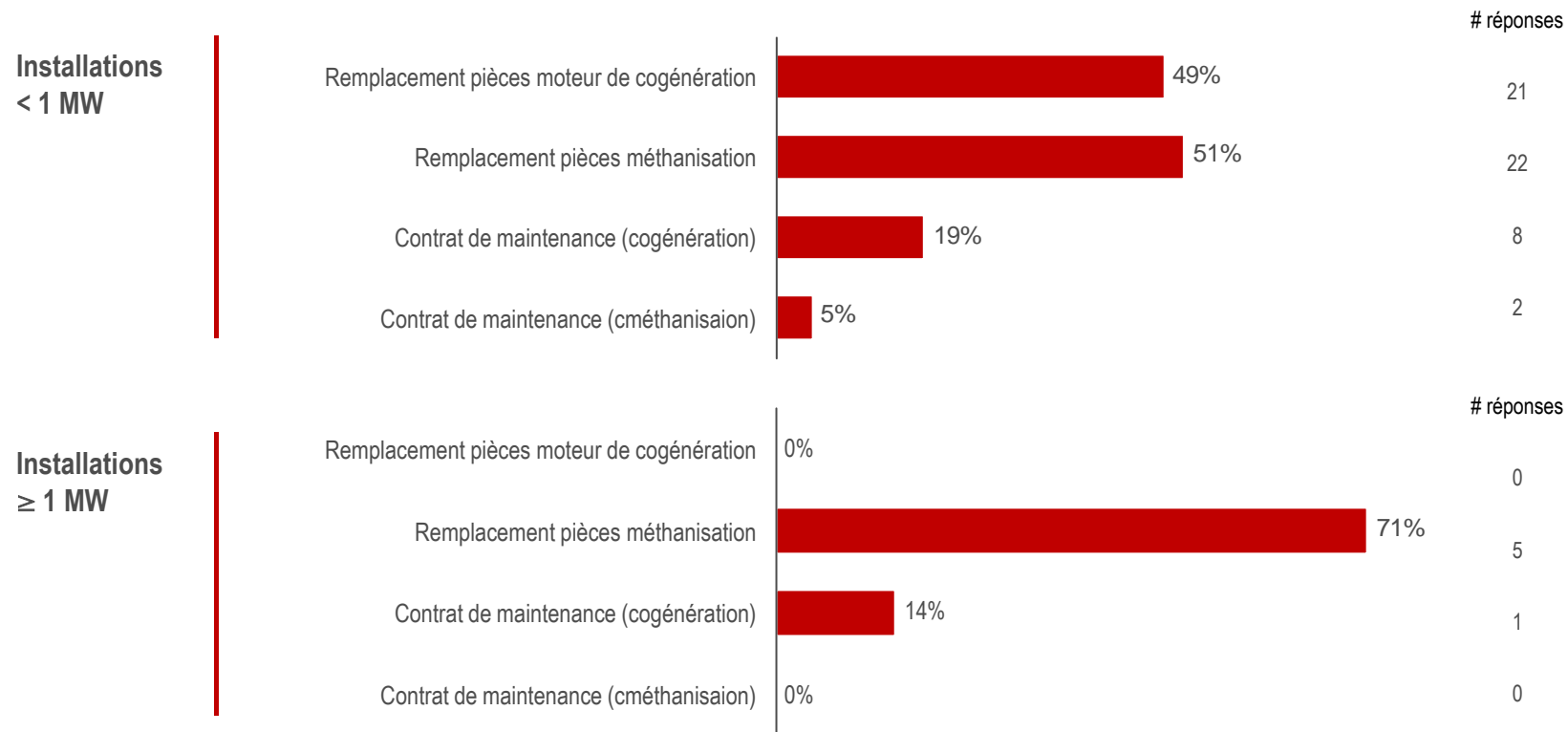
NOMBRE MOYEN DE TYPES DE SURCÔÛTS D'EXPLOITATION PAR CATÉGORIE DE SITES



B Le remplacement imprévu des pièces des équipements de méthanisation et de cogénération affecte 50% des sites > 1MWe avec des surcoûts

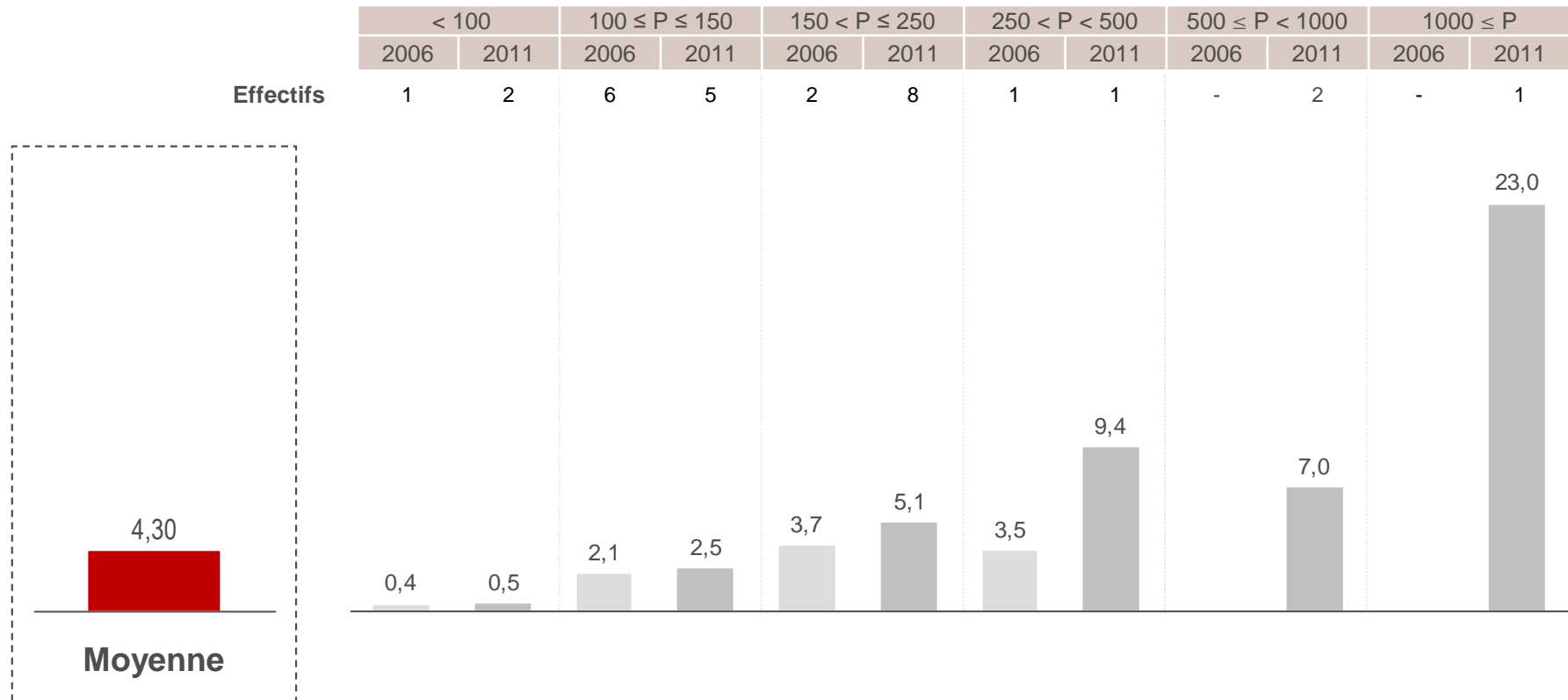
ANALYSE DES FRAIS D'ENTRETIEN ET MAINTENANCE

EN % DES INSTALLATIONS AVEC DES SURCOÛTS



C Le temps passé pour l'exploitation de l'installation croit avec la taille pour les sites < 1 MW (entre 0,4 et 7 h/jour). Seule 1 réponse a été fournie (et confirmée) pour les sites > 1 MW

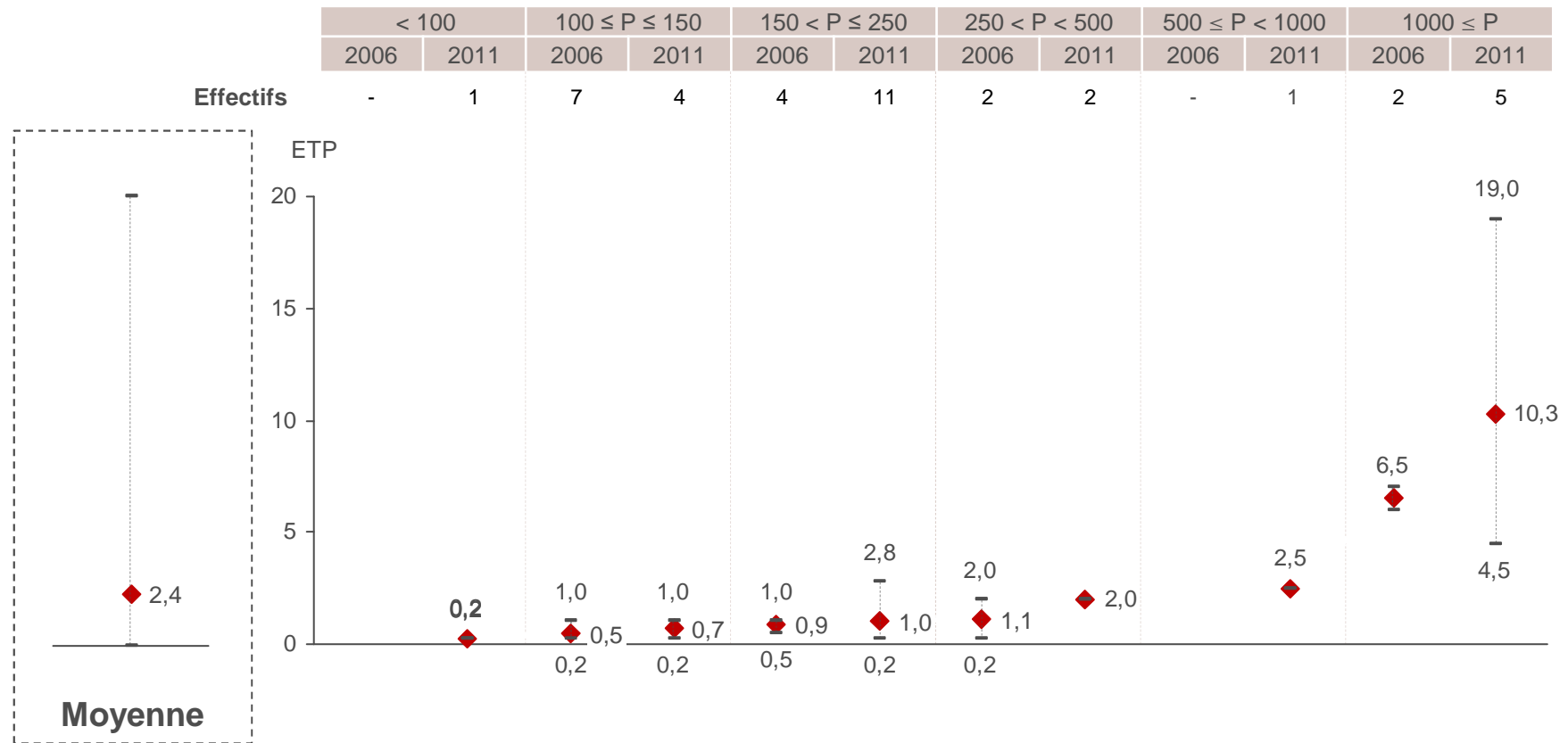
ANALYSE DU TEMPS PASSE SUR L'EXPLOITATION [moyenne par catégorie puissance-tarif, en heures par jour]¹⁾



1) Le temps administratif a été inclus pour certains sites

C Les installations de moins de 1 MW requièrent entre 0,2 et 2,08 ETP, et les installations de plus de 1 MW nécessitent entre 4 et 19 ETP

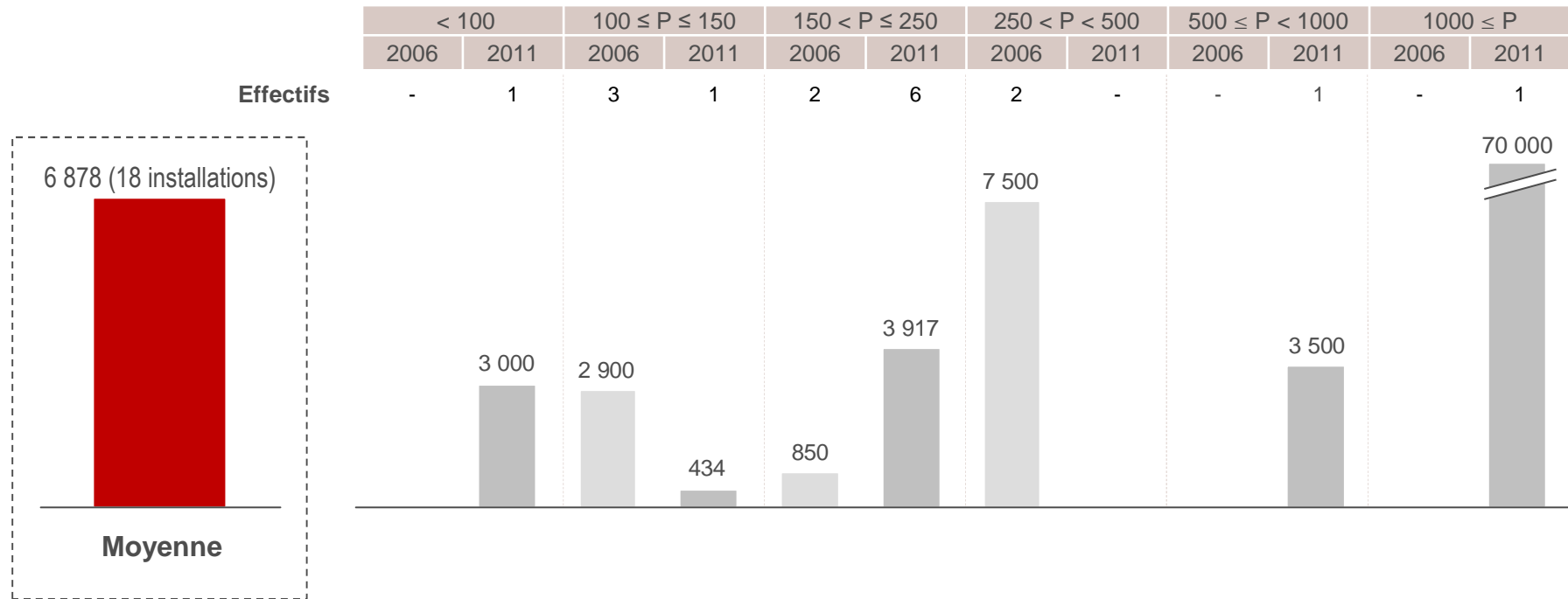
RESSOURCES HUMAINES NECESSAIRES [min, max, moyenne par catégorie puissance-tarif, en Equivalent Temps Plein]¹⁾



1) Le temps administratif a été inclus dans certains sites
 Source : résultats enquête, analyse E-CUBE Strategy Consultants

D Les surcoûts liés aux sous-estimations de frais de contrats divers sont très variables et ont été notamment observés dans les installations de moins de 1 MW (33% des installations sont concernées, soit 18 installations)

FRAIS DE CONTRAT DIVERS [moyenne par catégorie puissance-tarif, en EUR par exploitation]

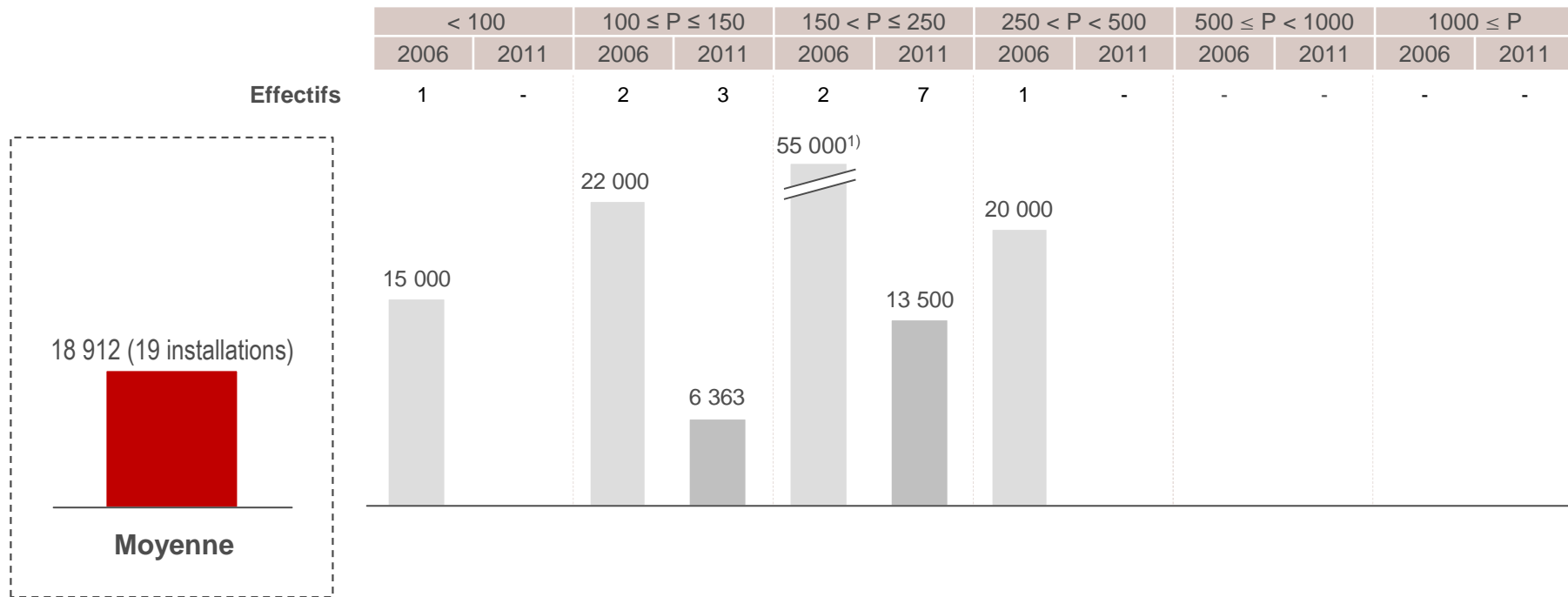


Les frais de contrats divers comprennent notamment :

- Les frais de dératisation
- L'installation d'extincteurs
- Etc (cf entretiens)

E Les surcoûts de mise en conformité réglementaire sont variables d'une installation à l'autre. Il s'élèvent en moyenne à ~10-30k€

COUT MOYEN DE MISE EN CONFORMITE [moyenne par catégorie puissance-tarif, en EUR/installation]



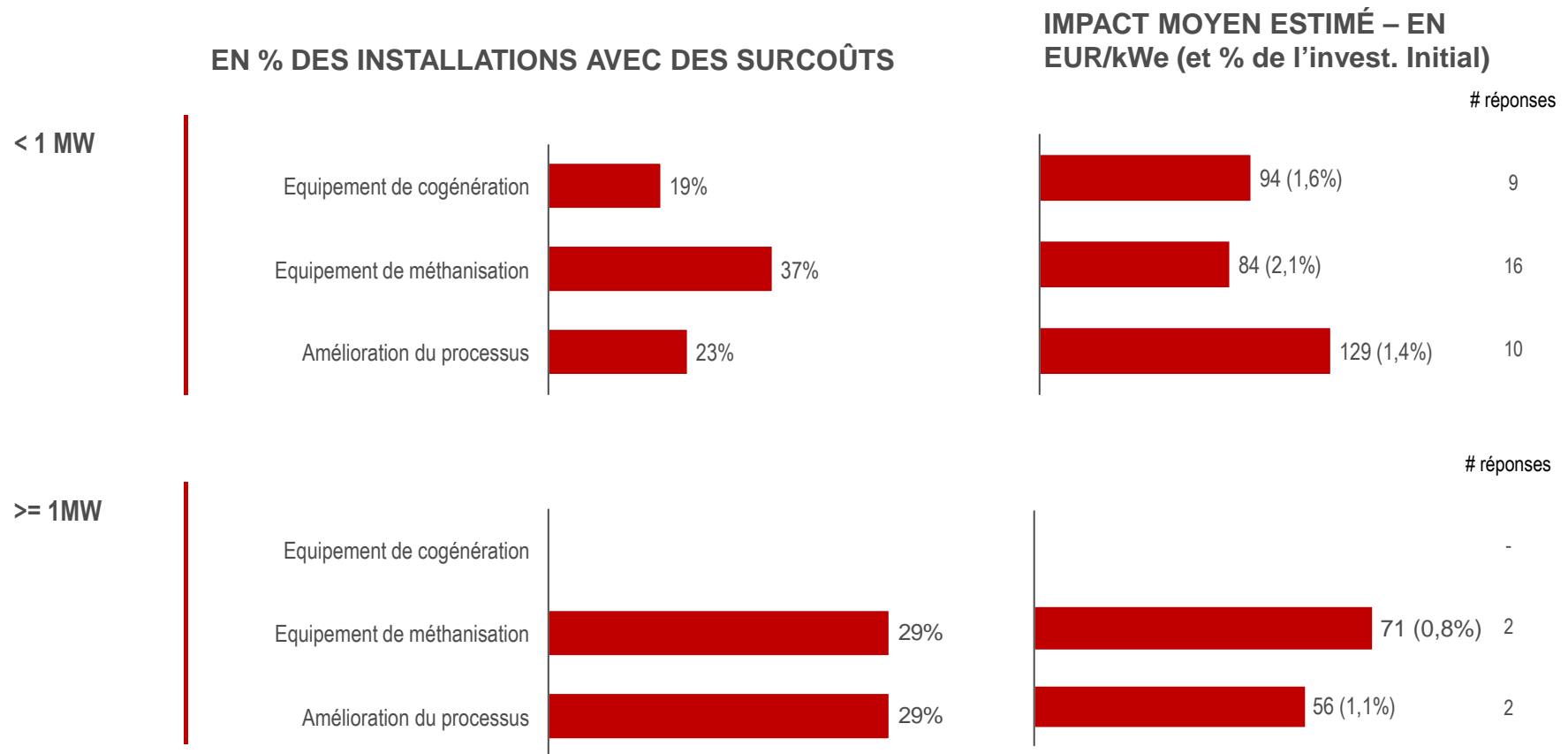
Principaux types de mise en conformité règlementaire:

- Agrément sanitaire
- Protection ICPE
- Vérification d'obligation EDF : contrat compteur thermique et électrique

1) Dont une installation indiquant un coût de 100 kEUR

F Les équipements de méthanisation constituent les principaux réinvestissements prématurés pour les installations

ANALYSE DES INVESTISSEMENTS INTERVENANT PLUS TÔT QUE PRÉVU

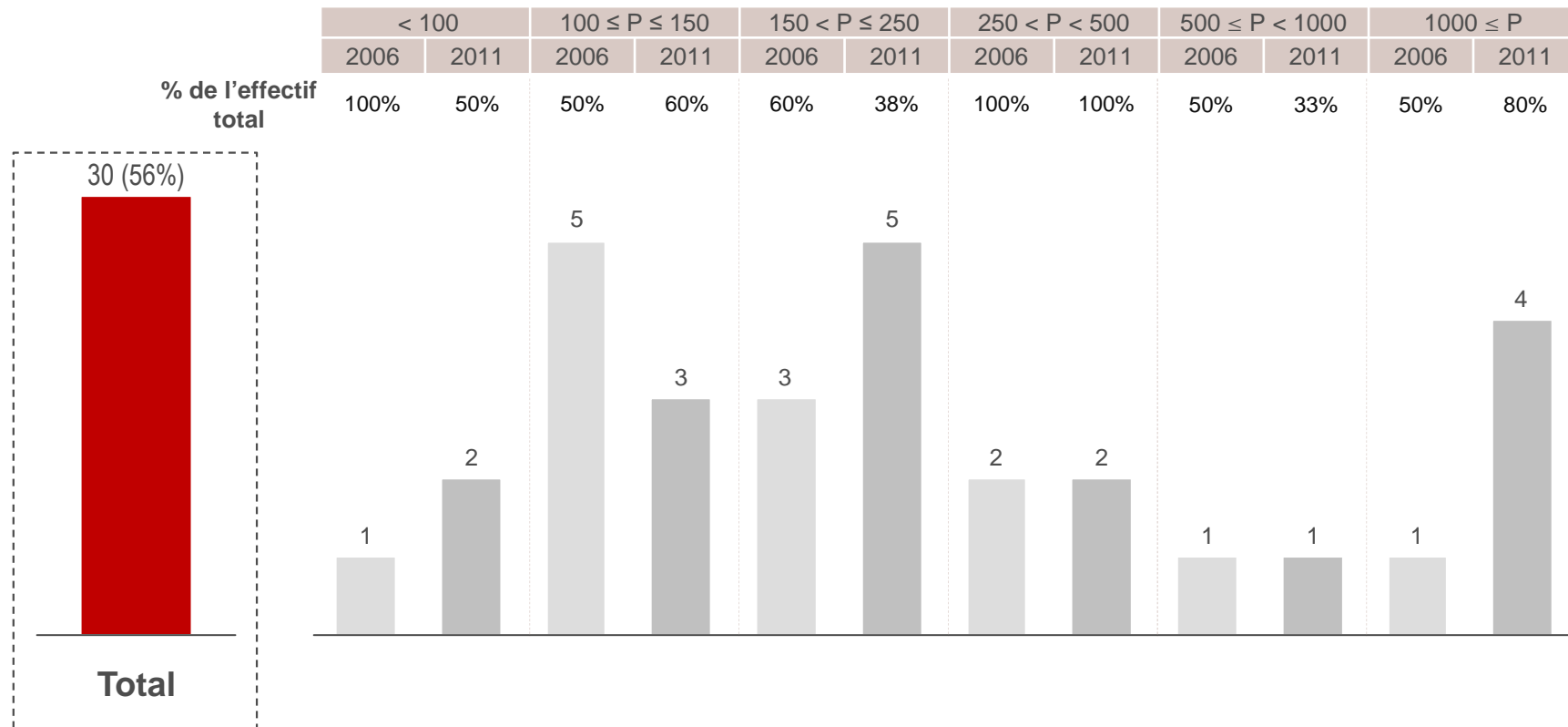


ANALYSE DES RETOURS DE L'ENQUÊTE – SOMMAIRE

1. Analyse du panel et caractéristiques des installations
2. Evaluation de la rentabilité globale du projet
3. **Analyse des écarts avec le business plan initial :**
 - Coûts
 - **Revenus**
4. Modalités d'accompagnement et difficultés rencontrées pendant la phase de développement et lors de la construction
5. Maintenance et contrats d'assurance
6. Gestion de l'approvisionnement des intrants, traitements de la matière, gestion du digestat

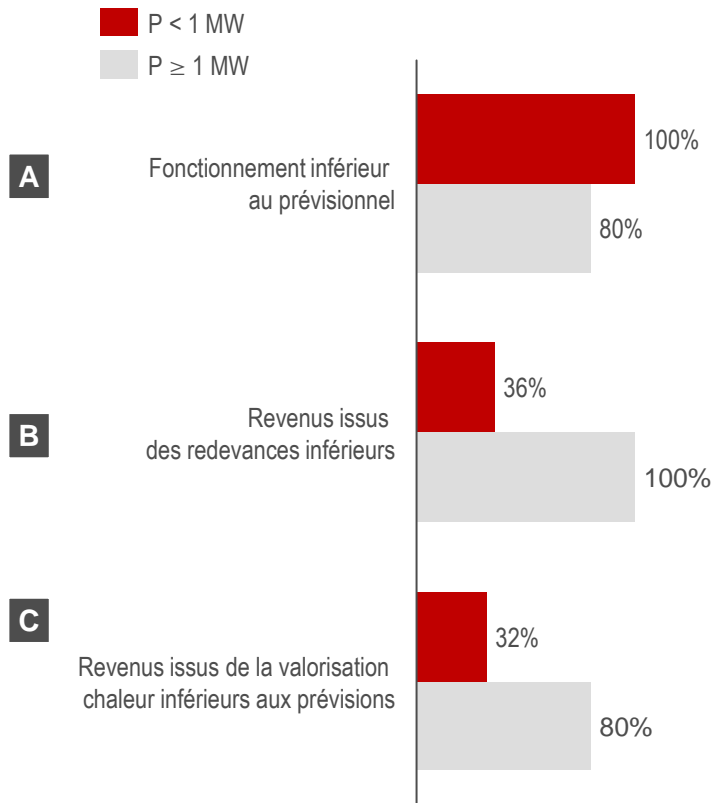
30 installations déclarent un chiffre d'affaires inférieur aux prévisions initiales ; elles représentent ~56% des installations du panel

NOMBRE D'INSTALLATIONS AYANT DÉCLARÉ UN CHIFFRE D'AFFAIRES INFÉRIEUR AUX PRÉVISIONS INITIALES

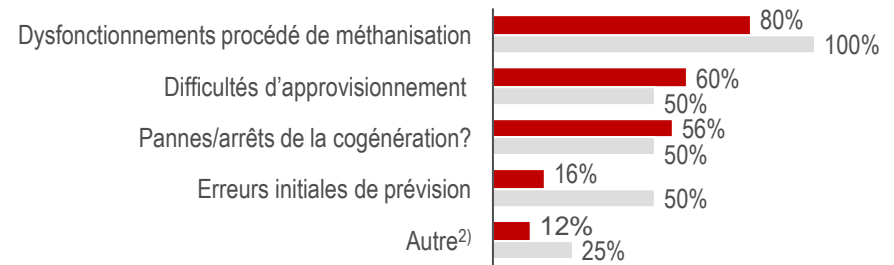


Une durée de fonctionnement inférieure au prévisionnel explique majoritairement la perte de revenus ; elle provient principalement de pannes et dysfonctionnements du processus de méthanisation

PRINCIPALES RAISONS DES ÉCARTS PAR RAPPORT AU CHIFFRE D'AFFAIRES INITIAL [en % du nombre d'installations avec un CA inférieur au prévisionnel]¹⁾

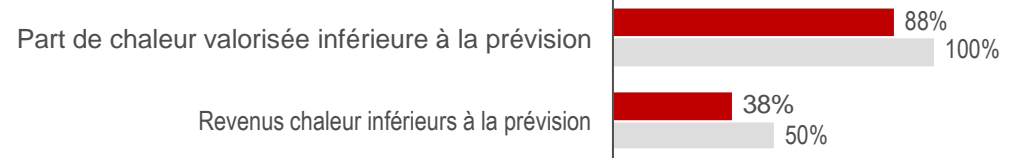


Parmi les fonctionnements inférieurs :



- 20% à -90% sur les prix de redevance
- Prévisions de disparition de redevance à court terme dans plusieurs cas

Parmi les revenus chaleur inférieurs :

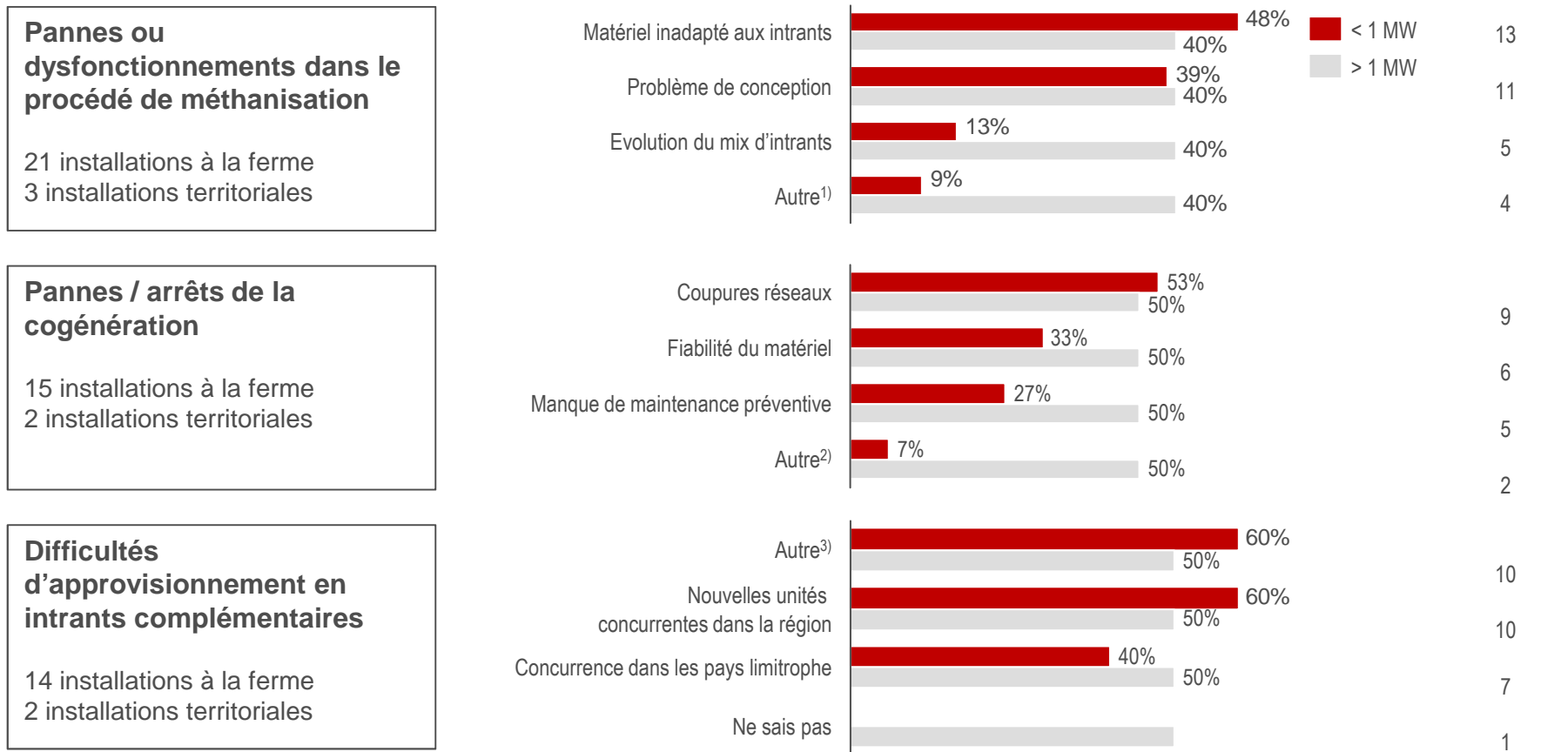


1) 15 sites cumulent plusieurs difficultés: 6 sites cumulent les difficultés A,B,C; 5 sites cumulent les difficultés A,B; 4 sites cumulent les difficultés A,C et aucun site ne cumule les difficultés B,C

2) Difficultés d'épandage ; difficultés d'approvisionnement consécutive aux arrêts pour problèmes techniques

A Les problèmes de matériel inadapté au type d'intrants expliquent majoritairement ces pannes et dysfonctionnements du processus de méthanisation

PRINCIPALES RAISONS D'UNE DURÉE DE FONCTIONNEMENT INFÉRIEURE AU PRÉVISIONNEL [en % du nombre d'installations avec ce problème]



1) Conditions météo exceptionnelles, technologie pas adaptée à l'évolution du mix d'intrants, panne de compteur

2) Problèmes réseaux (2 cas sur 4)

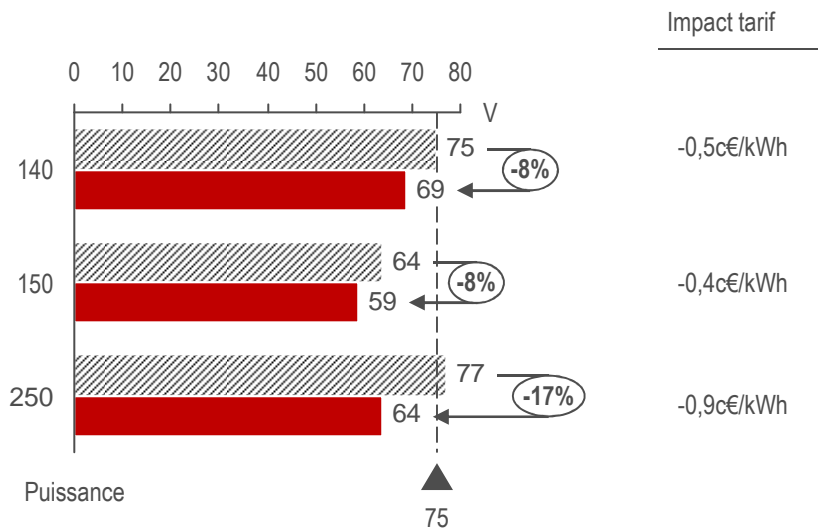
3) Pas d'IAA à proximité, pression de sociétés concurrentes, prix élevé des céréales, manque d'agrément sanitaire devenu nécessaire

C La baisse de valorisation chaleur touche 13 sites du panel (soit 27%) : l'impact tarifaire varie de 0,4 à 3,4c€/kWh

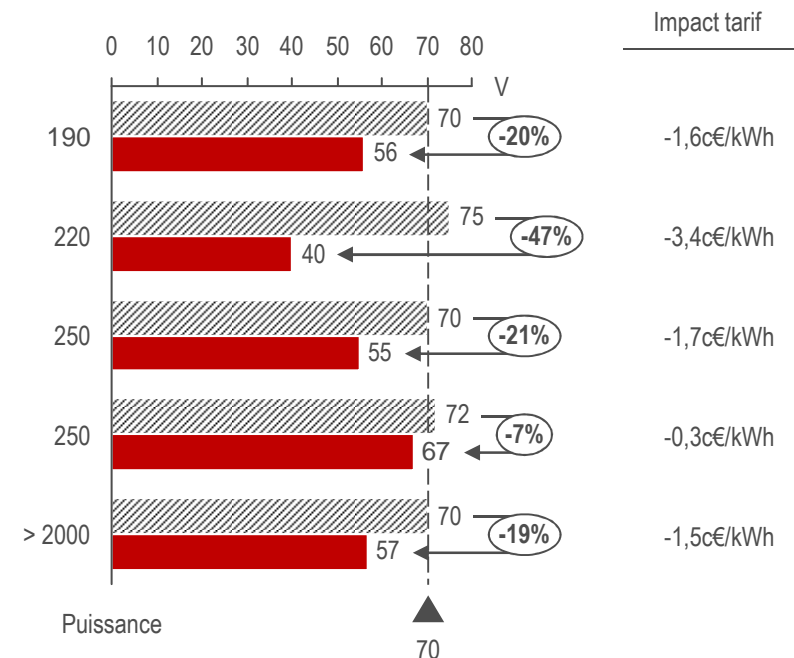
ANALYSE DES ÉCART DE VALORISATION CHALEUR [niveau théorique et effectif d'efficacité énergétique pour 8 installations ayant donné le détail de l'écart sur les 12 installations ayant indiqués une efficacité énergétique inférieure]

▨ Prévisionnel ■ Effectif

Détail de 3 sites sur 4 pour le tarif 2006



Détail de 5 sites sur 8 pour le tarif 2011



Principales cause des écarts : disparition de tout ou partie de la valorisation chaleur envisagé (4 sites), autre (5 sites) : refus d'EDF de prendre en compte un débouché chaleur, problème technique et de matériel ; problème d'évaluation initiale (2 cas)

ANALYSE DES RETOURS DE L'ENQUÊTE – SOMMAIRE

1. Analyse du panel et caractéristiques des installations
2. Evaluation de la rentabilité globale du projet
3. Analyse des écarts avec le business plan initial :
 - Coûts
 - Revenus
- 4. Modalités d'accompagnement et difficultés rencontrées pendant la phase de développement et lors de la construction**
5. Maintenance et contrats d'assurance
6. Gestion de l'approvisionnement des intrants, traitements de la matière, gestion du digestat

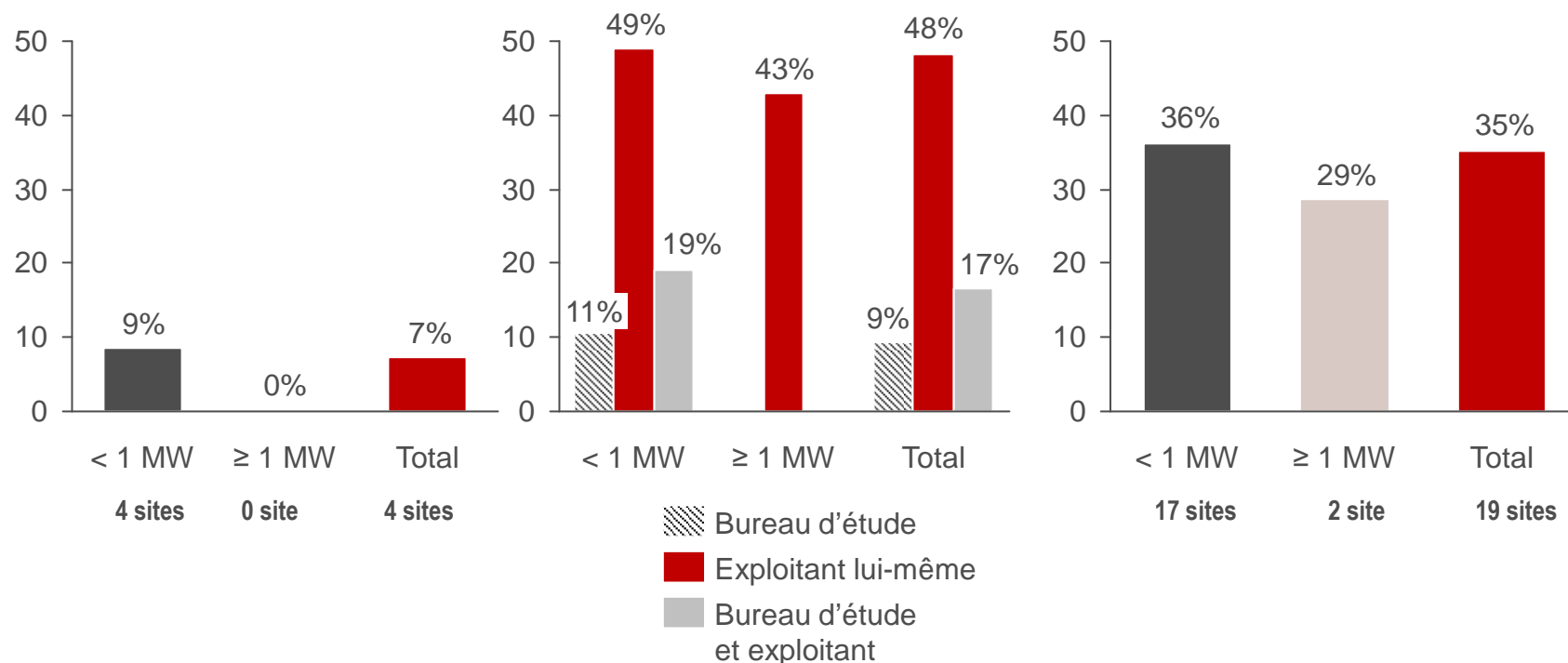
La maîtrise d'œuvre a été réalisée par l'exploitant seul pour la majorité des sites (48%) ; 35% des sites ont fait l'objet d'un achat clé-en-main auprès d'un constructeur

MODALITÉS D'ACCOMPAGNEMENT POUR LE DÉVELOPPEMENT, LA MISE EN SERVICE ET LA MONTÉE EN CHARGE [en % du total des installations]

Portage par une société de projet dédiée

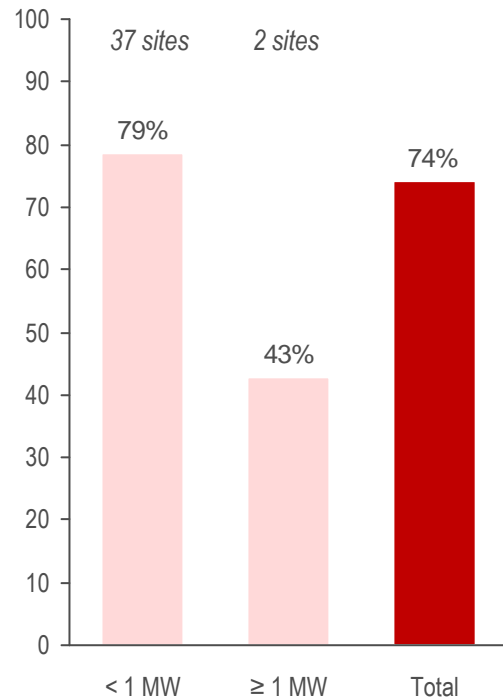
Type de maîtrise d'œuvre

Achat clé-en-main auprès d'un constructeur

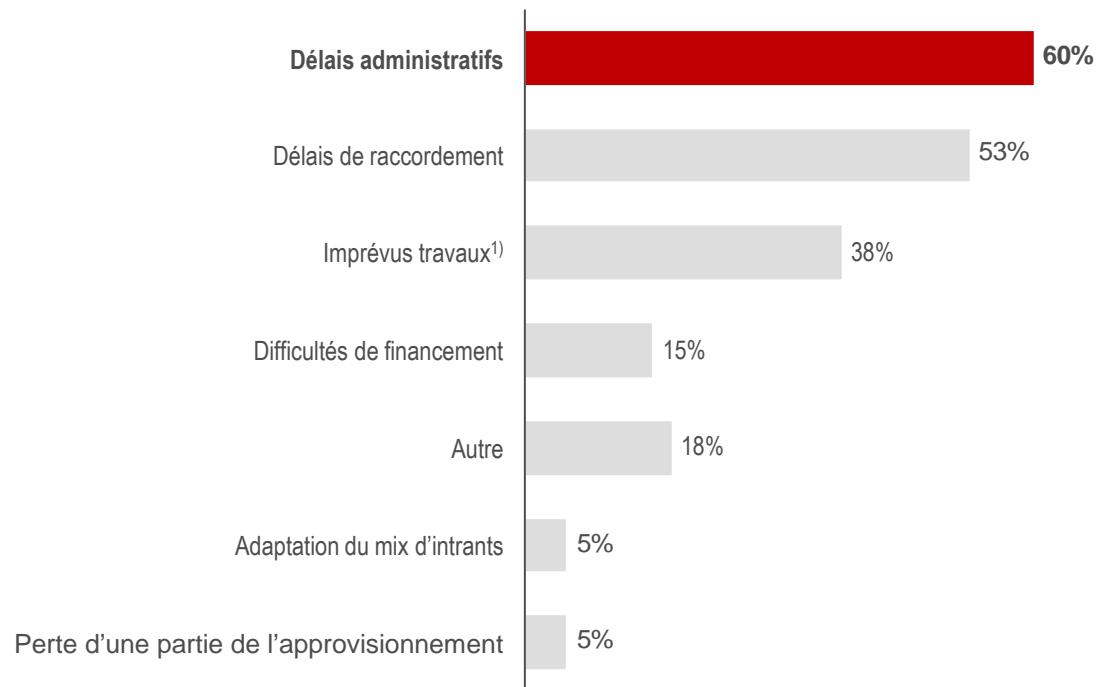


74% des installations ont connu un retard de mise en service. Les délais administratifs sont la raison la plus citée

Nombre d'installations ayant connu un retard de mise en service [en % du total]



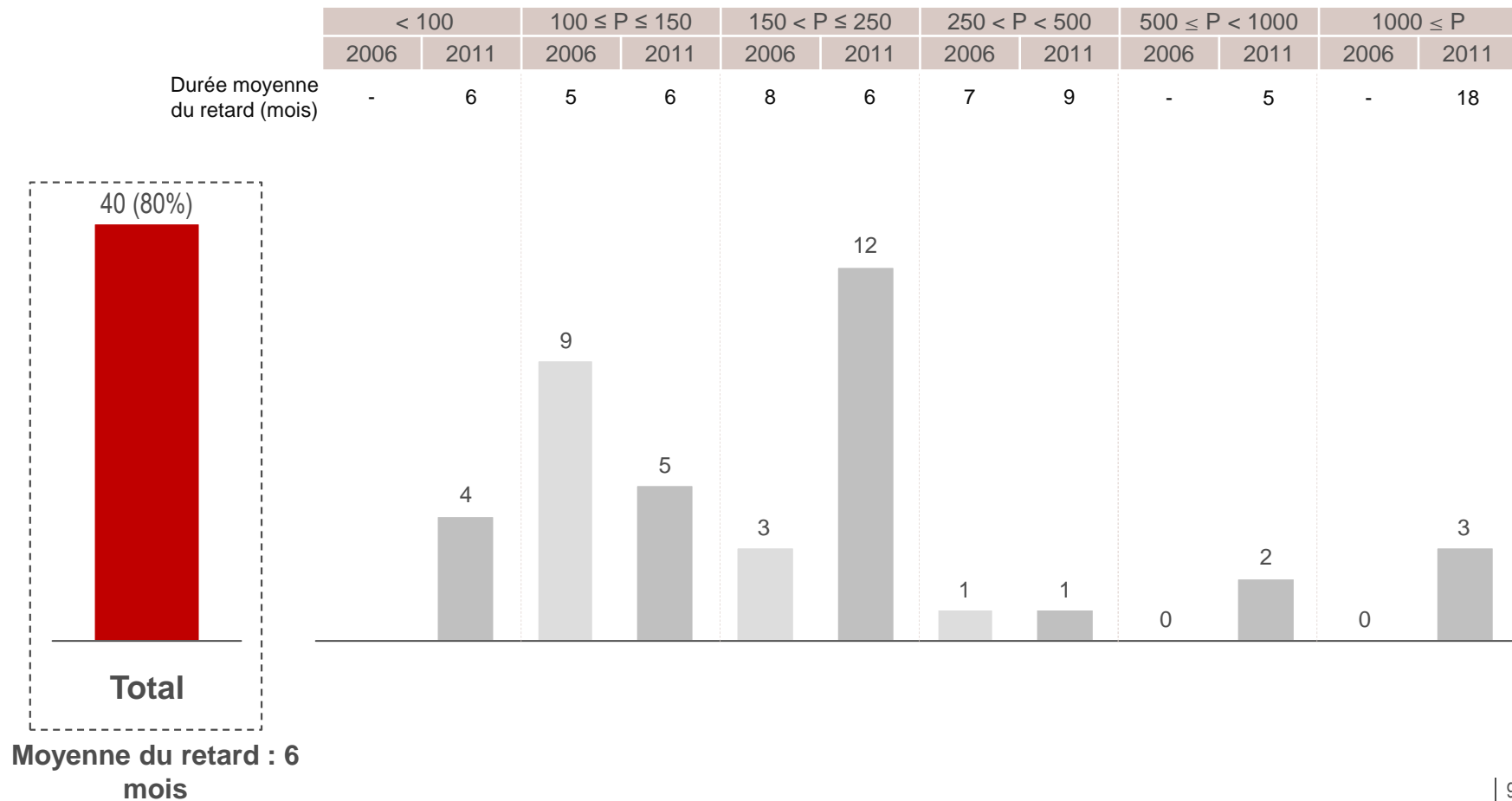
Principales causes du retard



1) intempéries (neige, pluviométrie importante pendant le terrassement), retard entreprises, durée des travaux plus longue que prévu due au manque d'équipe de moteurs du constructeur

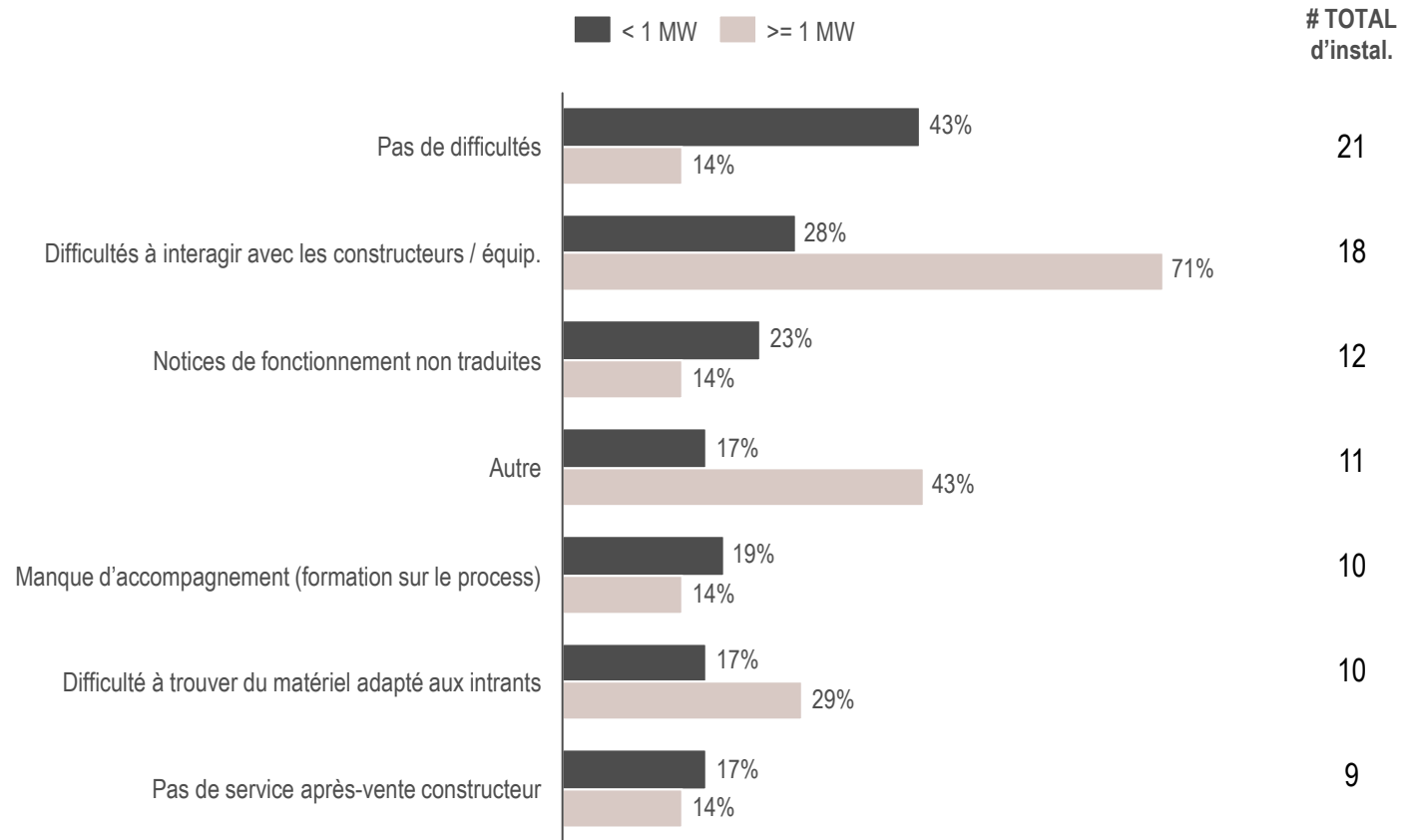
Le retard moyen constaté est de 6 mois, et 40 installations ont connu des retards de mise en service (80% du panel)

NOMBRE D'INSTALLATIONS AVEC DES RETARDS À LA MISE EN SERVICE [# de sites] ET RETARD MOYEN [en nombre de mois]



Presque la moitié des sites de moins de 1 MW n'a pas rencontré de difficultés lors de la mise en service ; les installations de plus de 1 MW ont principalement rencontré des difficultés pour interagir avec les constructeurs / équipementiers

Principales difficultés rencontrées lors de la mise en service [en % du total des installations]

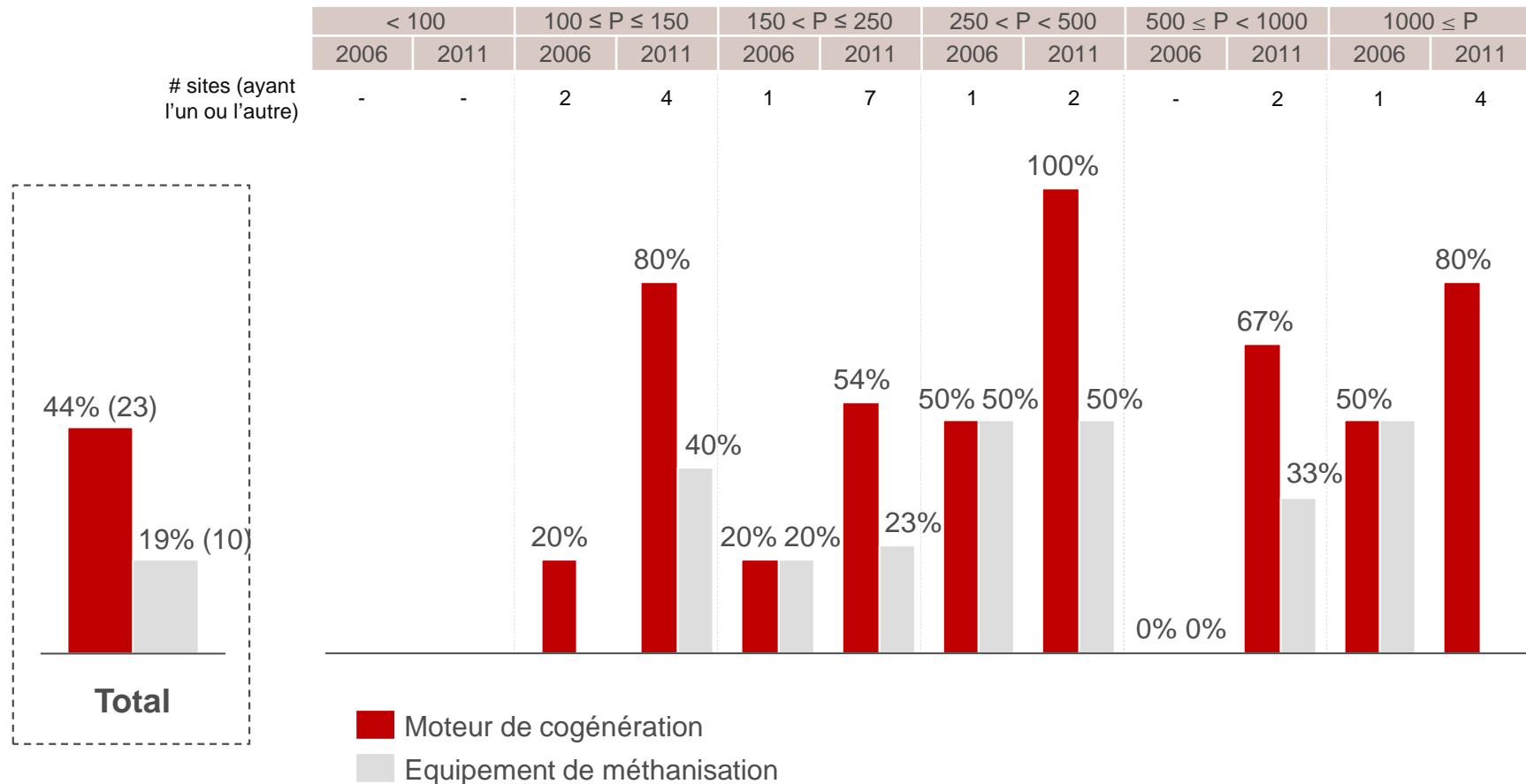


ANALYSE DES RETOURS DE L'ENQUÊTE – SOMMAIRE

1. Analyse du panel et caractéristiques des installations
2. Evaluation de la rentabilité globale du projet
3. Analyse des écarts avec le business plan initial :
 - Coûts
 - Revenus
4. Modalités d'accompagnement et difficultés rencontrées pendant la phase de développement et lors de la construction
- 5. Maintenance et contrats d'assurance**
6. Gestion de l'approvisionnement des intrants, traitements de la matière, gestion du digestat

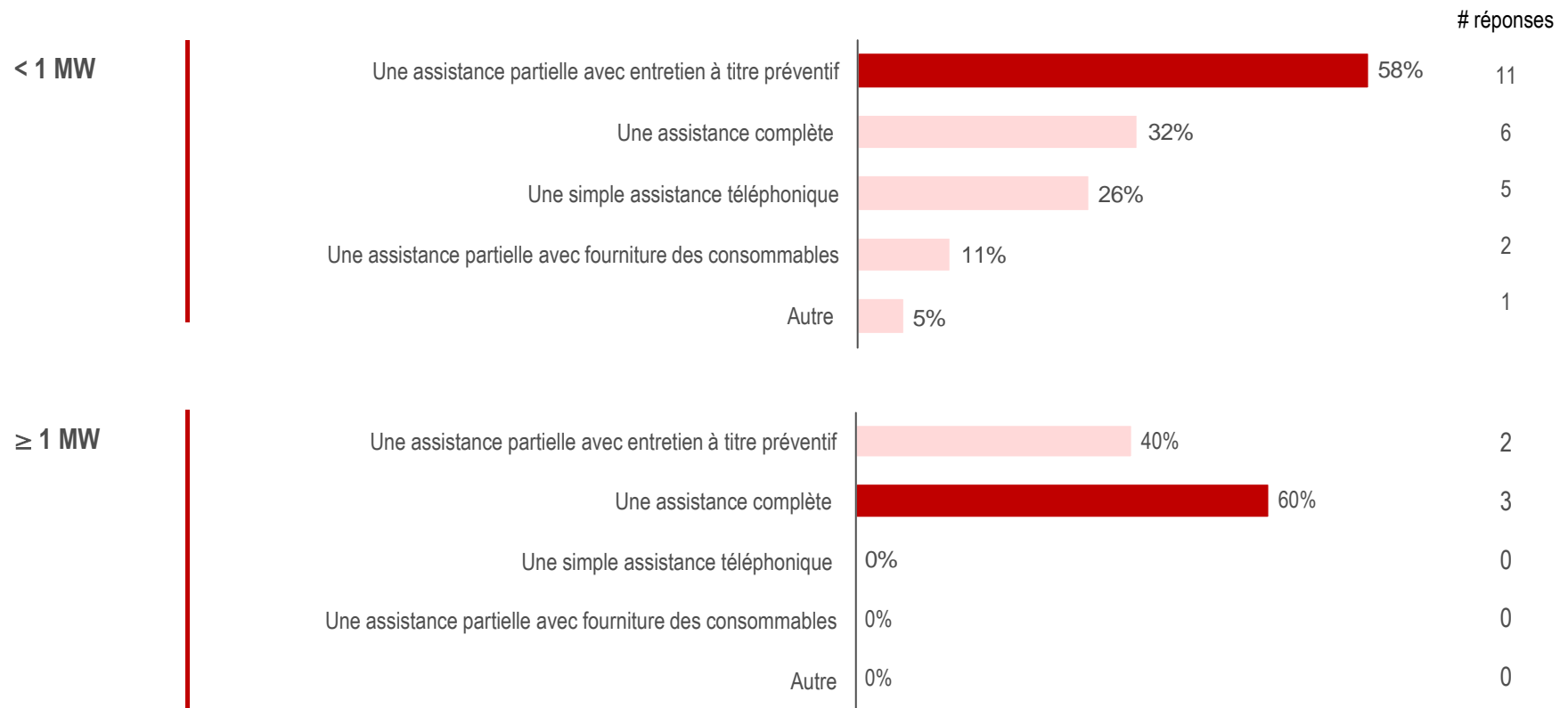
44% des installations interrogées possèdent un contrat pour le moteur de cogénération et moitié moins pour les équipements de méthanisation (19%)

INSTALLATIONS DISPOSANT D'UN CONTRAT DE MAINTENANCE POUR LE MOTEUR ET/OU LE PROCESSUS DE MÉTHANISATION [en % du nombre total]



Près de 60% des sites à la ferme et territoriaux avec contrat de maintenance disposent de contrat avec entretien à titre préventif (soit 20% des sites au total) ; la part de sites avec assistance complète est plus élevée pour sites ≥ 1 MW

TYPOLOGIE DE CONTRATS DE MAINTENANCE [en % des installations avec un contrat de maintenance ¹⁾]

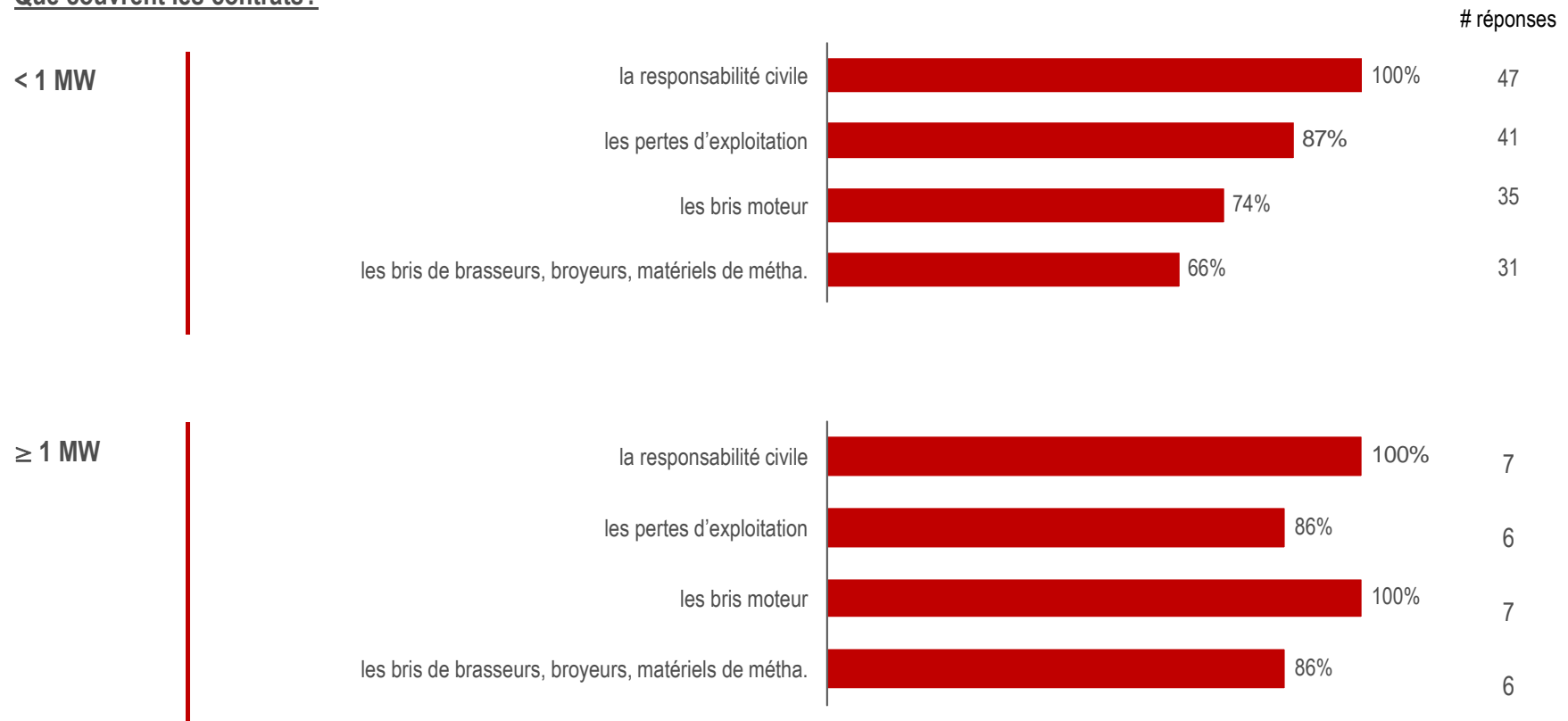


1) Il peut y avoir des cumuls: certains possèdent des contrats pour le moteur de cogénération et l'équipement de méthanisation

100% des installations disposent d'une assurance responsabilité civile ; les autres équipements et les pertes d'exploitation sont couverts de manière variable mais toujours pour plus de 60% du panel

% D'INSTALLATIONS COUVERTES PAR UN CONTRAT D'ASSURANCE ET PÉRIMÈTRE DU CONTRAT

Que couvrent les contrats?



ANALYSE DES RETOURS DE L'ENQUÊTE – SOMMAIRE

1. Analyse du panel et caractéristiques des installations
2. Evaluation de la rentabilité globale du projet
3. Analyse des écarts avec le business plan initial :
 - Coûts
 - Revenus
4. Modalités d'accompagnement et difficultés rencontrées pendant la phase de développement et lors de la construction
5. Maintenance et contrats d'assurance
6. **Gestion de l'approvisionnement des intrants, traitements de la matière, gestion du digestat**

Il n'y a pas de méthode prépondérante pour sécuriser les approvisionnements externes. Les contrats long terme sont privilégiés mais ils sont jugés peu fiables

MODALITÉS DE SÉCURISATION DES INTRANTS EXTERNES [en % des installations avec gisement externe]

d'installations ayant déclaré traiter des gisements externes : 28

- Dont 24 < 1 MW (53%)
- Et 4 ≥ 1 MW (100%)

- « Les contrats n'ont pas de valeur, les prix ne sont pas maintenus »
- Difficile d'obtenir un contrat sur plusieurs années

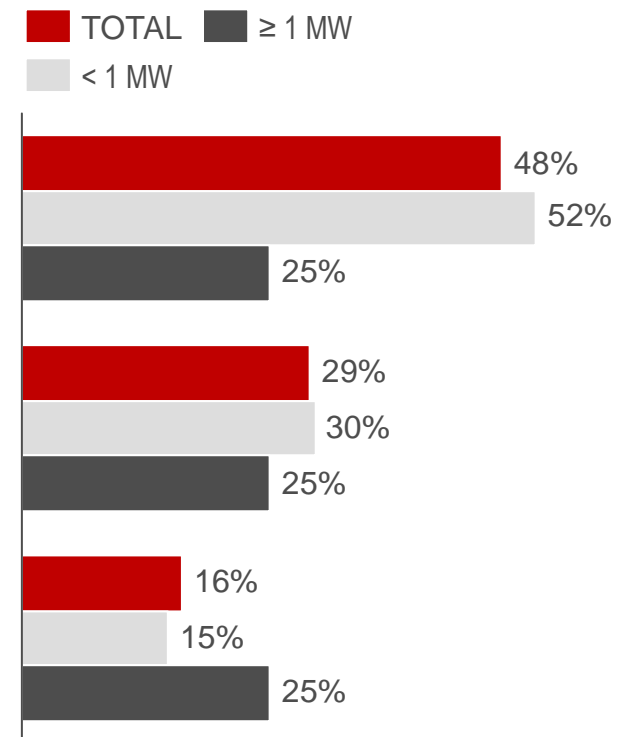
Contrats long terme

- Mise en place d'une collecte de déchets restauration
- Démarchage de producteurs de déchets
- Apports de déchets par fournisseurs d'aliments
- Contrats partiels
- Diversification des intrants

Autre

- Fonctionnement en synergie avec d'autres méthanisateurs
- Offre d'une prestation de services : maîtrise du service commercial et de la logistique
- Confiance réciproque avec le collecteur de déchets

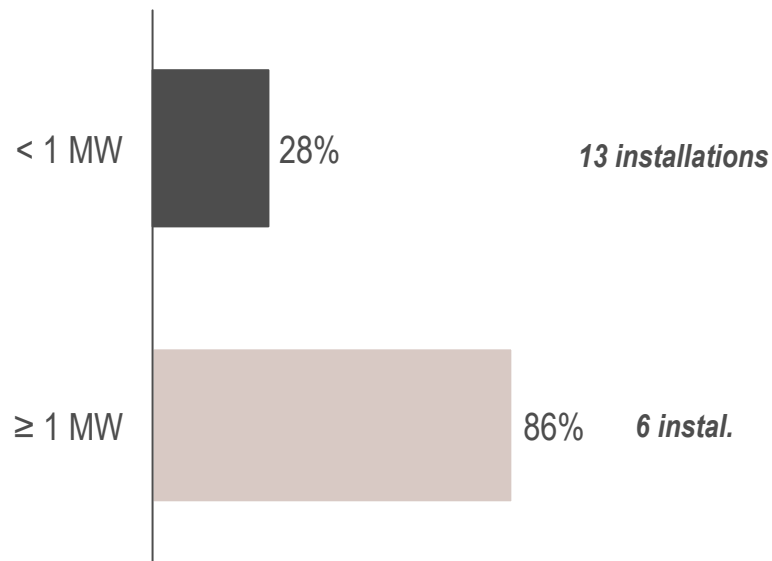
Montée au capital des fournisseurs de matière



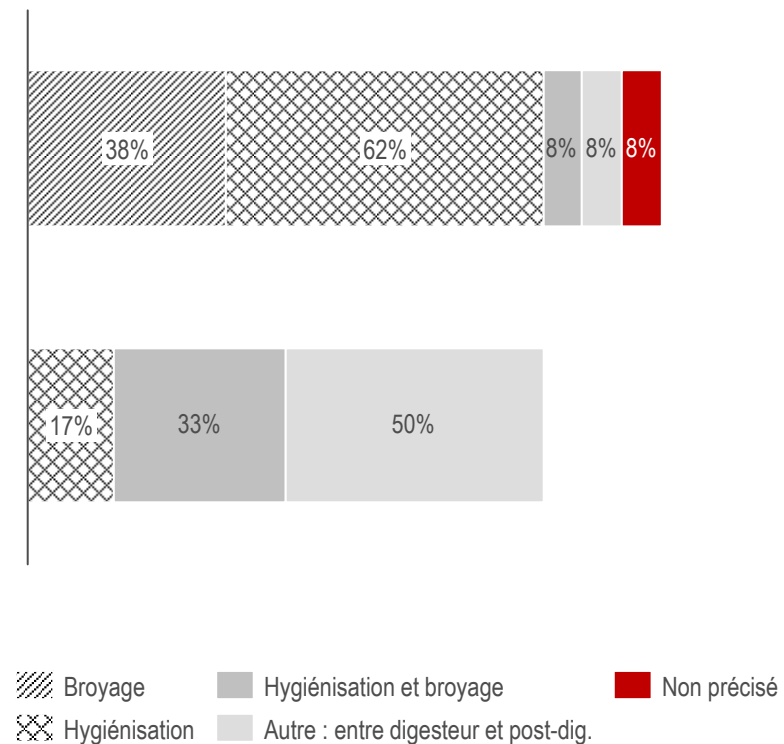
28% des installations < 1 MW et 86% des installations ≥ 1 MW réalisent un traitement de la matière en amont, essentiellement de l'hygiénisation ou du broyage, voire les 2

TRAITEMENT DU DIGESTAT EN AMONT ET MODALITÉS [en nombre d'installations]

Nombre d'installations traitant la matière en amont [en % du total]



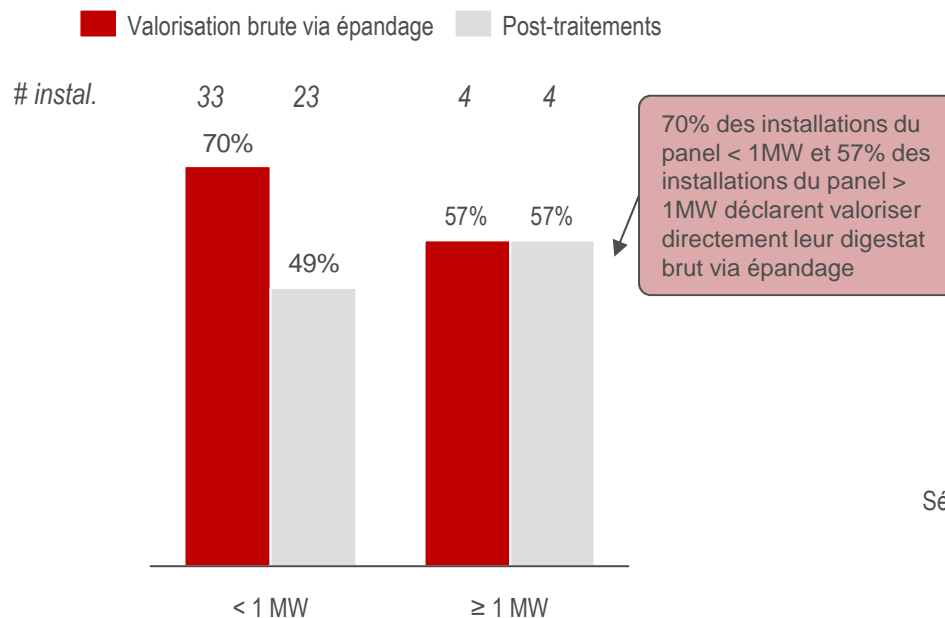
Type de traitement [en % des installations avec traitement]



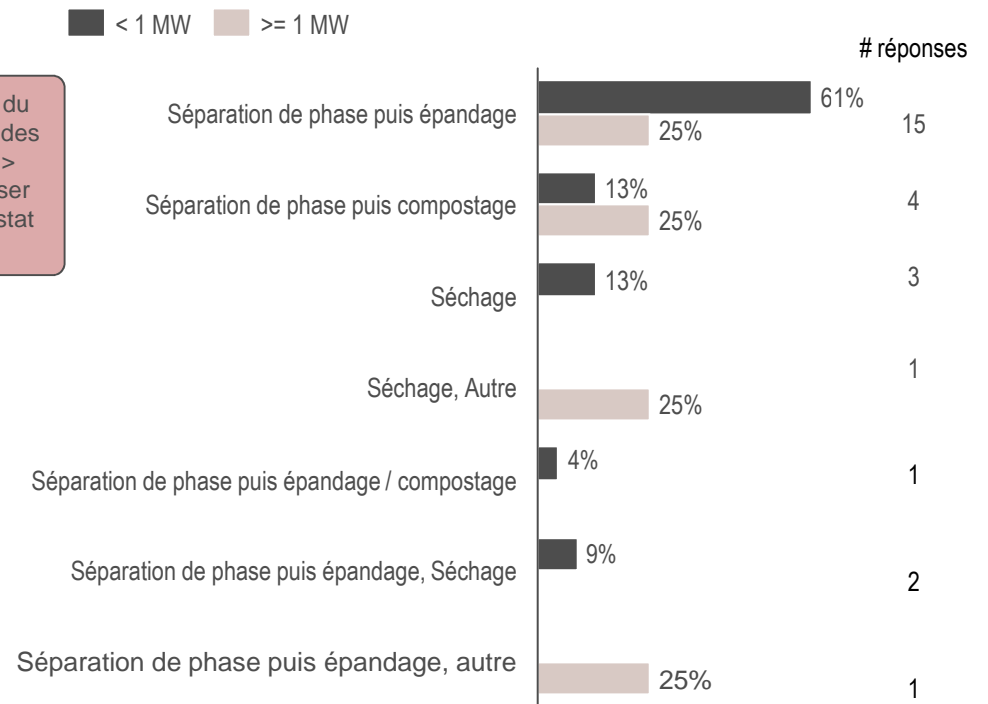
La proportion d'installations valorisant le digestat brut est plus importante pour les installations de moins de 1 MW

VALORISATION ET POST TRAITEMENT DU DIGESTAT EN NOMBRE DES INSTALLATIONS

Type de valorisation du digestat [en % du nombre d'installations du panel] ¹⁾



Type de post-traitements [en % des installations du panel]



1) 8 sites ayant déclaré un épandage brut + des post-traitements