Pyrogazéification, biochar et bilan carbone — valeurs de référence

Note de cohérence du corpus — ses valeurs prévalent sur celles des documents antérieurs en cas d'écart

Octobre 2026 · resilience2045.fr

En résumé

Un site de pyrogazéification ne peut pas produire à la fois son maximum de biométhane et son maximum de biochar : le carbone fixé dans le biochar ne part plus dans le gaz. Chaque site arbitre donc entre deux réglages, selon le prix payé pour le carbone retiré. Cette note fixe les valeurs de chaque réglage et la façon dont elles s'articulent avec les chiffres clés du programme.

- Les ~262 TWh de bio-CH_4 du scénario central sont calculés en réglage biochar, qui séquestre ~20–23 Mt CO_2/an.
- En réglage méthane, la production monte à ~280 TWh et le biochar descend à ~9–13 Mt CO_2/an ; le carbone non fixé reste disponible sous forme de CO_2 concentré, stockable.
- Le bilan net de ~−55 Mt CO_2eq/an est un objectif à l'optimum : il suppose le stockage géologique de la quasi-totalité du CO_2 concentré des sites de pyrogazéification et des grandes unités de méthanisation.
- Le calendrier est indicatif, établi pour une décision politique prise en 2027.

Valeurs de référence

1.1 Deux réglages pour un même site

150 sites × 1 000 t MS/j	Réglage méthane	Réglage biochar (scénario central)
Biochar extrait (part de la matière sèche)	~7,5–10 % (75–100 kg/t)	~14–15 %
Rendement biomasse → bio-CH_4	~55 % (58,5 % sans biochar)	~45–50 %
Bio-CH_4 par site	~880 GWh/an	~720–800 GWh/an
Bio-CH_4 pyrogazéification (150 sites)	~130–145 TWh/an	~105–120 TWh/an (central ~115)
Biochar (150 sites)	~3,5–5 Mt/an	~7–8 Mt/an
CO_2 séquestré par le biochar	~9–13 Mt/an	~20–23 Mt/an
CO_2 biogénique concentré disponible	~30–40 Mt/an	~25–32 Mt/an

Base : PCI biomasse 17,5 GJ/t MS, PCI biochar ~30 GJ/t, 2,6–3,0 t CO_2 par tonne de biochar, 330 à 365 jours de marche. Le réglage biochar devient le plus rentable dès que le carbone retiré est payé autour de 100–150 €/t CO_2 : chaque tonne de biochar supplémentaire coûte ~3,5–6,5 MWh de méthane.

1.2 Production de bio-CH_4 en 2045

Filière	Réglage biochar	Réglage méthane
Pyrogazéification (150 sites)	~105–120 TWh	~130–145 TWh
Méthanisation (effluents, CIVE, biodéchets, boues)	~110–120 TWh	~110–120 TWh
Sabatier (surplus électriques + CO_2 biogénique)	~25–40 TWh	~25–40 TWh
Total	**~250–280 TWh — central ~262 TWh**	**~265–305 TWh — ~280 TWh**

Méthanisation : ~13,6 TWh injectés en 2025 ; objectif PPE3 de 44 TWh en 2030. Le Gisement national net V3 compte 147 TWh de ressource méthanisable : l'écart avec les ~110–120 TWh mobilisés constitue une marge.

1.3 Bilan carbone net à ~2045

Contribution (Mt CO_2/an)	Réglage biochar	Réglage méthane
Biochar des sites de pyrogazéification	20–23	9–13
CO_2 concentré des sites, stocké géologiquement (après Sabatier et usages industriels)	15–23	22–32
CO_2 d'épuration du biogaz des grandes unités de méthanisation, stocké	5–10	5–10
Biochar de digestats (cascade)	3–4	3–4
Émissions résiduelles (fuites ≤ 1 %, résiduel)	−5	−5

Contribution (Mt CO_2/an)	Réglage biochar	Réglage méthane
Bilan net	**~−38 à −55**	**~−34 à −54**

Les −55 Mt sont l'objectif à l'optimum : ils supposent le stockage de la quasi-totalité du CO_2 concentré. Biochar et CO_2 stocké sont largement substituables, et le bilan est voisin dans les deux réglages. Les −80 Mt demandent en plus le miscanthus et les gisements complémentaires. La substitution fossile (~250–280 Mt évités) conditionne la neutralité ; elle n'entre pas dans le bilan négatif.

1.4 Calendrier unique

Étape	Période	Contenu
Phase 0 — démonstration	2027–2030	Pilote ~100 t/j (appui sur les plateformes existantes), lancement de 5 sites préindustriels de 300 t/j · ~1,5–2 Md€
Préindustriel	2029–2033	5 sites de 300 t/j en service, validation sur 330 jours · engagement des premiers sites de 1 000 t/j
Phase 1	2032–2038	35 sites de 1 000 t/j en Zone A (~16 Md€)
Phase 2	2038–2045	115 sites supplémentaires (Zones A, B, C), 150 sites vers 2045 (~53 Md€)

Calendrier indicatif établi pour une décision politique prise en 2027. Chaque année de retard dans la décision décale d'autant les étapes ; la trajectoire et ses équilibres restent les mêmes.

1.5 Autres paramètres harmonisés

- **Biochar :** H/Corg ≤ 0,4 exigé (~0,1–0,3 attendu) ; gazéification à 800–850 °C (≥ 700 °C) ; ~2,6 t CO_2/t ; marge opérateur ~60 €/t à 100 €/t CO_2.
- **CRCF :** méthodologie adoptée le 3 février 2026, publiée le 17 avril, en vigueur le 7 mai 2026.
- **Stockages souterrains :** ~130 TWh, exploités par Storengy et Teréga (et non GRDF).
- **Goudrons :** < 1 mg/Nm^3 avant méthanation (objectif < 0,1 mg/Nm^3) ; le gaz injecté respecte les prescriptions GRDF/GRTgaz.
- **Coût du biométhane :** ~120–200 €/MWh pour les premières unités ; ~80–110 €/MWh pour les sites de série de 1 000 t/j. L'étude Chalmers sur les coûts réels de GoBiGas donne ~60 €/MWh à 200 MW.
- **GoBiGas :** Göteborg Energi ; 32 MW de biomasse pour 20 MW de biométhane ; mise en service en 2014, pleine puissance en février 2018. L'usine a livré ~65 GWh, surtout à partir de granulés. Elle a été arrêtée en 2018 pour des raisons économiques alors que le procédé fonctionnait. L'olivine y traitait les goudrons et le nickel servait à la méthanation. Rapport d'échelle avec un site Résilience : ~×6.

Sources : Göteborg Energi, page GoBiGas ; Thunman H. et al., Energy Science & Engineering (2018) ; Tengberg F. et al., Energy Science & Engineering (2019), Chalmers ; règlement (UE) 2024/3012 (CRCF) et actes délégués de 2026 ; GRDF, bilan 2025 du biométhane ; corpus Résilience V11.