

Annexe : coût de production tout compris de moyens ENR neufs

Les évaluations ci-dessous ne prétendent pas fournir des coûts de référence documentés de façon précise, mais seulement à justifier un ordre de grandeur du coût de développement d'ENR en France dans le cadre de la PPE. On retient à ce titre un horizon de mise en service qui est 2020-2025, d'où :

- les paramètres de coûts et de performance, qui reflètent une vision médiane de la littérature existante ;
- l'évaluation (simplifiée et moyenne) des coûts d'insertion (back-up et réseau), liés à l'intermittence, dans un système électrique qui contient au plus 20% de production intermittente¹. Avec un ratio supérieur (et donc un horizon postérieur) entrent en ligne de compte des facteurs plus pénalisants (besoin de flexibilité, obligation d'effacer le trop-plein de production à certaines périodes ...) mais aussi des progrès dans les leviers d'insertion (batteries, pilotage de la demande) et dans les technologies ENR elles-mêmes.

Dans ce contexte et à cet horizon de la PPE, et considérant que les trois filières ci-dessous se partagent l'essentiel des objectifs de développement, on proposera **un ordre de grandeur de 85 €/MWh**.

Paramètres (valeurs monétaires en euros 2016)	Eolien terrestre	Eolien maritime	Solaire PV ²
Coût d'investissement (€/kW)	1100	2800 ³	700
Coûts d'exploitation (€/kW/an)	55	80	25
Production (kWh / kW installé = heures-équivalent)	2300 ⁴	3750	1500 ⁵
Durée de vie (années)	25	25	30
Taux d'actualisation	5% ⁶	7% ⁷	5%
Coût de revient intrinsèque (€/MWh)	57	85	47
Puissance garantie ⁸ / puissance installée	10%	20%	0%
Coût de « back-up » (€/MWh) ⁹	13	6	25
Coût de raccord /renforcement réseau (€/MWh) ¹⁰	7	1	14
Coût de revient total (€/MWh)	77	92	86

¹ Pour illustrer ce domaine de validité : le taux de production ENR intermittente est en 2016 de 5,5%. En 2023, selon la PPE, il atteint 15 à 16%. En 2030, selon le scénario « nouveau mix » de RTE 2014 (qui montre 50% de nucléaire), il atteindrait 22%.

² Grande ferme de panneaux photovoltaïques au sol, avec *trackers*. Considéré comme moyen de référence, car c'est la principale technologie prévue dans les développements programmés dans la PPE, loin devant les panneaux en toiture.

³ Y compris le réseau spécifique pour collecter l'énergie et l'amener à la terre.

⁴ Soit une vitesse de vent entre 7 et 7,5 m/s, représentative de sites français assez bien ventés, sans plus.

⁵ Moyenne France (Aix-en-Provence : 1700 ; Lille : 1100), légèrement surpondérée vers le sud.

⁶ Sous l'hypothèse d'un contrat long terme de vente de l'énergie, on applique un taux d'actualisation à peine supérieur au taux moyen retenu par France Stratégie.

⁷ Même hypothèse, mais le taux est majoré pour tenir compte d'un risque industriel plus grand.

⁸ Puissance minimale sur laquelle on peut statistiquement compter lors des pointes du système électrique.

⁹ On compte comme coût de back-up la différence entre le taux de la ligne précédente et celui d'un moyen thermique (95%), exprimée en kW et valorisée au prix attendu de la capacité (30 €/kW, ce qui semble majorant puisque le prix révélé par le mécanisme de capacité en 2017 est de 10 €/kW), ce coût étant enfin rapporté au nombre de MWh produits par kW installé.

¹⁰ Pour le réseau de distribution, investissement de 80 €/kW (pour une ferme éolienne d'une douzaine de MW), de zéro pour l'éolien maritime, de 120 €/kW pour une ferme PV de quelques MW (d'après ENEDIS) ; pour le réseau de transport, investissement d'environ 50 €/kW (d'après le chiffrage RTE de 1 Md€ à investir en réponse aux 19 GW d'ENR qui étaient prévus à l'horizon 2020). Ces coûts sont convertis en annuité (ce qui revient à diviser par dix) puis rapporté à l'énergie produite par kW installé dans chaque filière.