

**Traitement et analyse de données matricielles
Perspectives en matière d'éolien au large de la Bretagne**



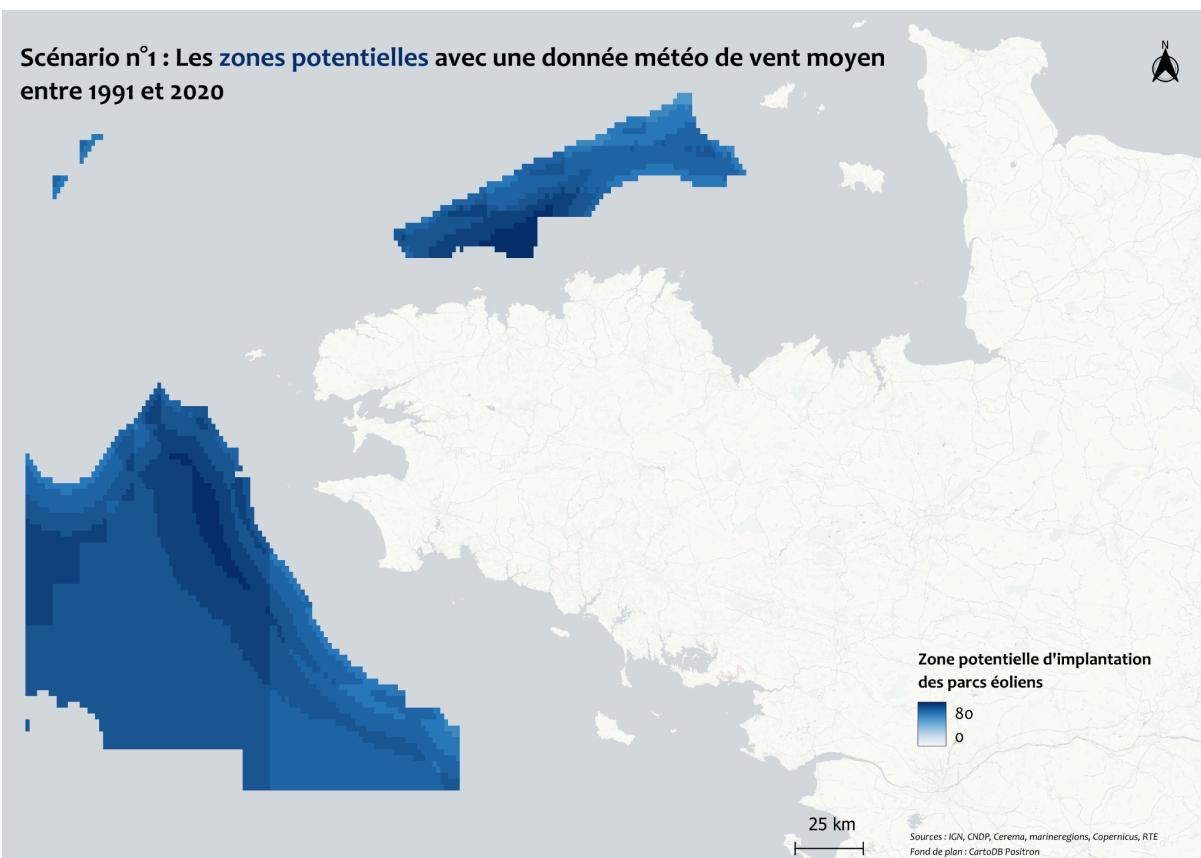
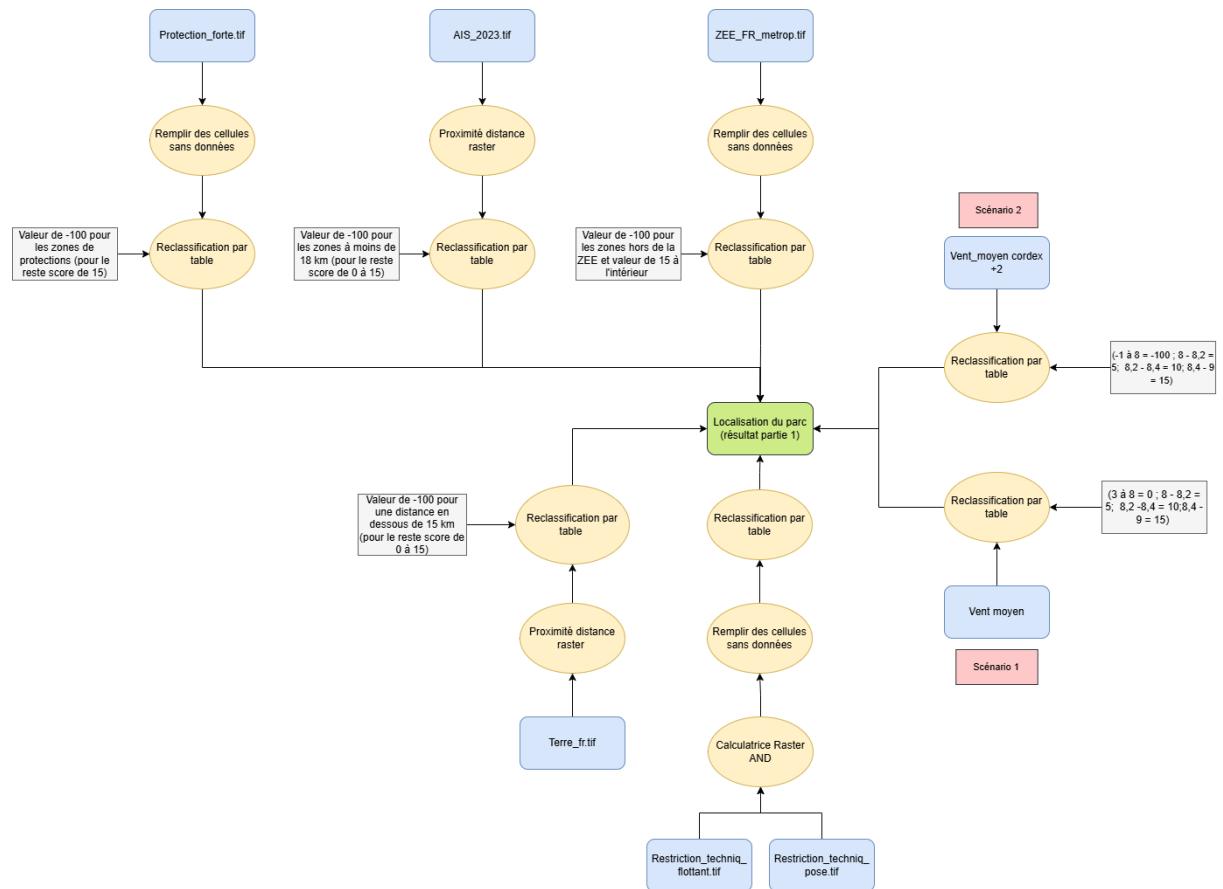
PARTIE 1 - Analyse multicritère

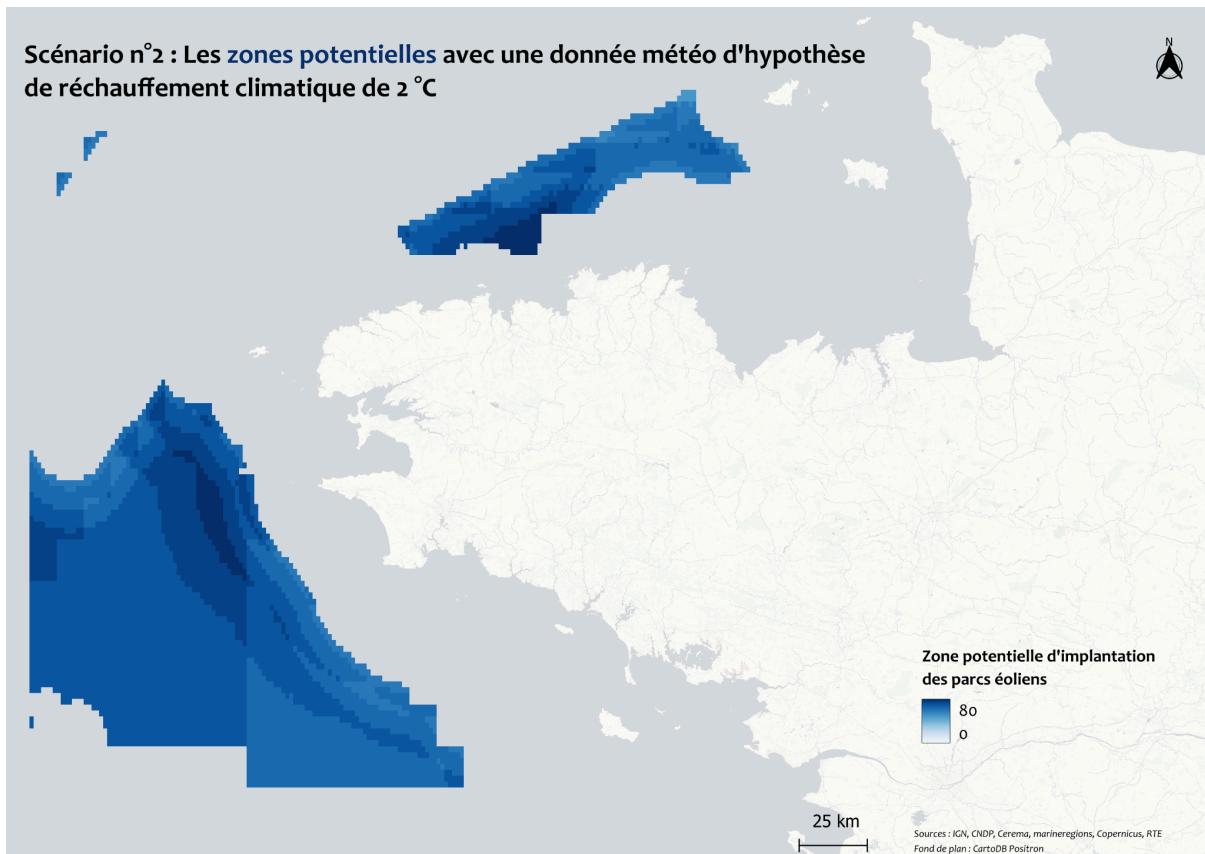
La première partie consiste en une analyse multicritère visant à identifier des zones potentielles pour l'implantation de parcs éoliens marins, en utilisant des données météorologiques (vent moyen à 150 m de hauteur) et en respectant des contraintes telles qu'une vitesse de vent minimale de 8 m/s, une distance minimale de 15 km de la côte, une distance de 18 km des zones à fort trafic maritime, ainsi que les restrictions techniques et environnementales. Nous avons imaginé deux scénarios d'implantation en choisissant les données météo du vent moyen (*Cordex_EUR_11_vent_moy_1991-2020.tif – vent moyen à 150 mètres de hauteur entre 1991 et 2020*) et les données sous une hypothèse d'un réchauffement de 2 degrés (*Cordex_EUR_11_hypo+2degres.tif - vent moyen à 150 mètres de hauteur dans une hypothèse de réchauffement climatique à +2 degrés Celsius*).

Pour cette première partie de l'exercice, nous avons choisi de réaliser un scoring en utilisant la valeur -100 pour les critères exclusifs et une graduation de 0 à 15 en fonction de plusieurs paramètres (éloignements, proximité, etc) sur les autres critères. De fait, nous avons choisi de ne pas pondérer lors de notre dernière étape d'analyse (combinaison des critères) puisque les critères exclusifs avaient une valeur négative suffisamment importante. Nous avons donc réalisé une addition de l'ensemble de nos rasters reclassés (*cf. chaîne de traitement 1*). Lors de cette opération dans la calculatrice raster, nous avons pris soin de ne pas placer la couche AIS en première position, car sa résolution différente des autres couches aurait généré une sortie incorrecte.

En ce qui concerne les données météo, nous avons opté pour les données du vent moyen entre 1991 et 2020 ainsi qu'une hypothèse de réchauffement climatique de 2°C. Nos deux résultats ne diffèrent que très peu entre ces deux scénarios et le résultat de notre scoring atteint des valeurs entre 0 et 80. On remarque en effet que certains pixels ont une valeur très peu différente d'un scénario à l'autre, passant par exemple d'un score de 65 à 70.

Sur ces deux rasters résultats, on retrouve deux zones potentielles pour l'implantation de notre parc éolien à savoir, une au Sud-Ouest de la Bretagne et l'autre au Nord (*cf. carte 1*)





PARTIE 2 – Dimensionnement et localisation des futures installations

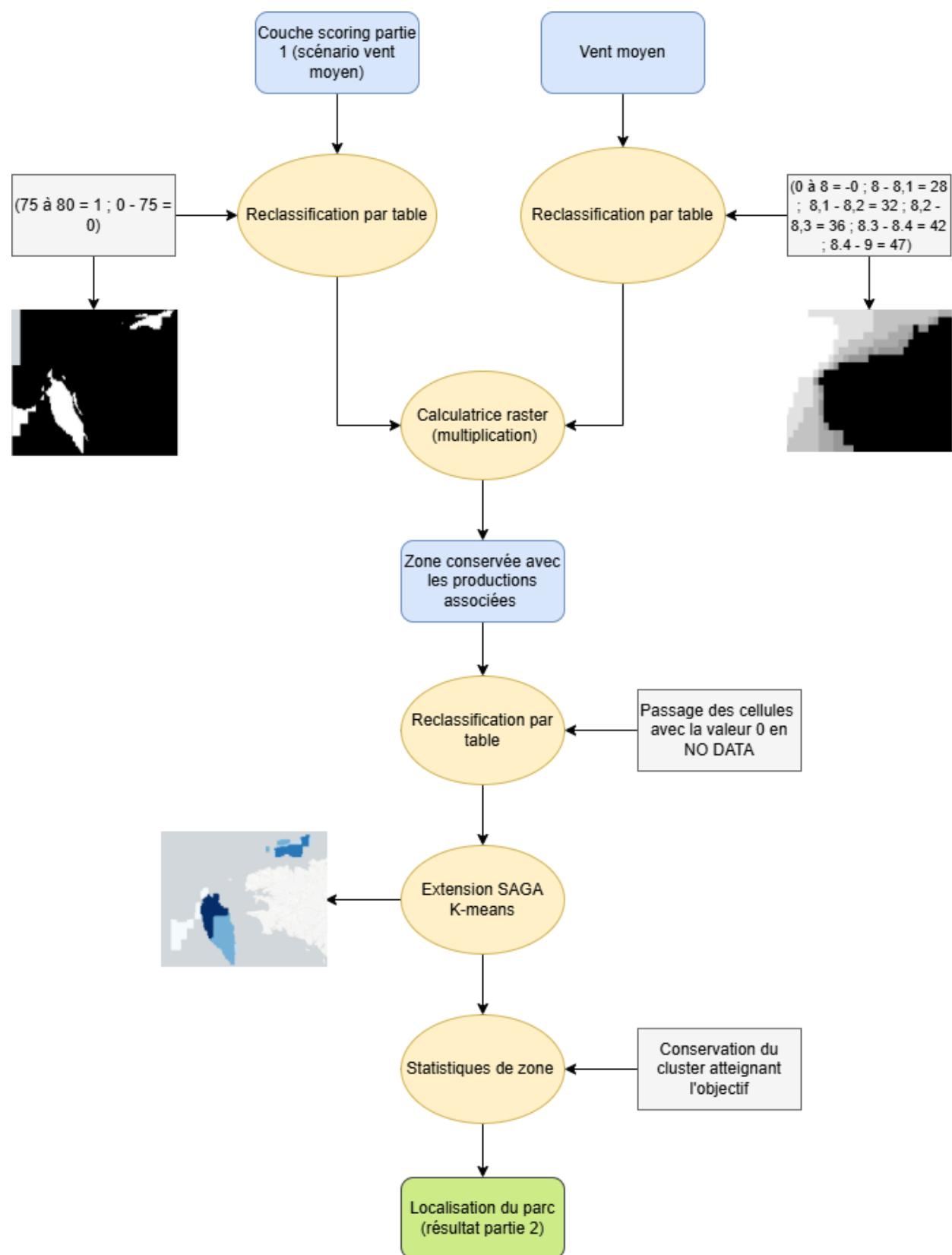
La deuxième partie se concentre sur le dimensionnement et la localisation des futures installations, en proposant un zonage basé sur les performances de production électrique (28 à 47 MWh par pixel) et en utilisant des outils tels que le reclassement, le clustering (k-means) ou encore la statistique zonale pour raster afin de répondre aux objectifs énergétiques.

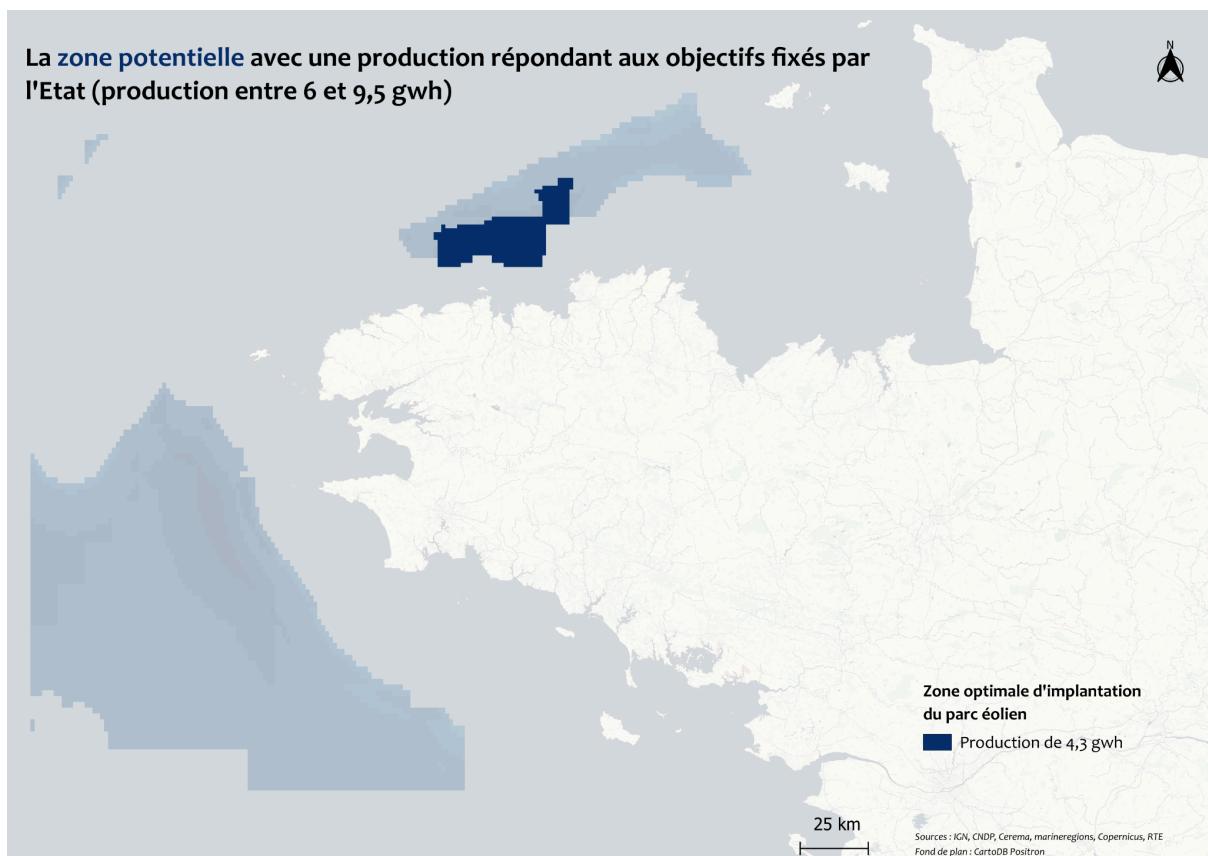
Etant donné la conclusion de nos deux scénarios abordés précédemment, nous avons choisi de ne pas donner suite au scénario numéro 2 concernant l'hypothèse d'un réchauffement climatique à plus de 2 degrés Celsius (*cf. carte 1.2*). De fait que cette donnée ne soit qu'une hypothèse et que nous ne pouvons pas réellement nous projeter, nous avons fait le choix de baser nos traitements de dimensionnement et de localisation seulement sur la donnée du vent moyen.

La méthodologie adoptée pour cette partie consiste à effectuer une opération locale en utilisant la couche des vents moyens et la couche de notre scoring issue de la première partie. Nous sommes partis du postulat que plus la valeur de vent moyen était élevée alors plus la production serait optimale. Nous avons donc reclassé les valeurs de vents par des valeurs de production (de 28 mwh et 47 mwh). Dans la même logique, nous avons reclassé le résultat de la partie 1 pour ne conserver que les zones avec un scoring élevé (75 et 80). Ensuite, ces deux couches ont été combinées par multiplication raster (*cf. chaîne de traitement 2*), dans l'objectif d'attribuer les valeurs de production aux deux zones retenues.

Nous avons ensuite réalisé une opération zonale avec l'aide du traitement **K-means** qui est une méthode de clustering non supervisée nous permettant de regrouper des données similaires ensemble. Nous avons choisi de réaliser 20 itérations afin d'avoir une taille de cluster optimale. En d'autres termes, le calcul de K-means regroupe les individus (ici les pixels) en fonction de leur proximité avec le centre initialement définis et recalcule ensuite les centres des clusters en fonction du nombre d'individus attribués. Dans notre exemple, il répète cet enchaînement 20 fois.

Suite à ces traitements, nous pouvons proposer un zonage de futur aménagement éolien permettant de couvrir la consommation électrique. Nous répondant bel et bien à l'objectif de production fixé par l'État (de 6 à 9,5 gwh) pour les futures installations éoliennes en Bretagne à échéance des 10 prochaines années. En effet notre cluster retenu (*cf. carte 2*) permet une production de 4 312 mwh soit 4,3 gwh. Au total, ce sont 8,6 gwh qui peuvent être produits avec les parcs éoliens en cours d'achèvement et en projet.





PARTIE 3 – Raccordement au réseau RTE

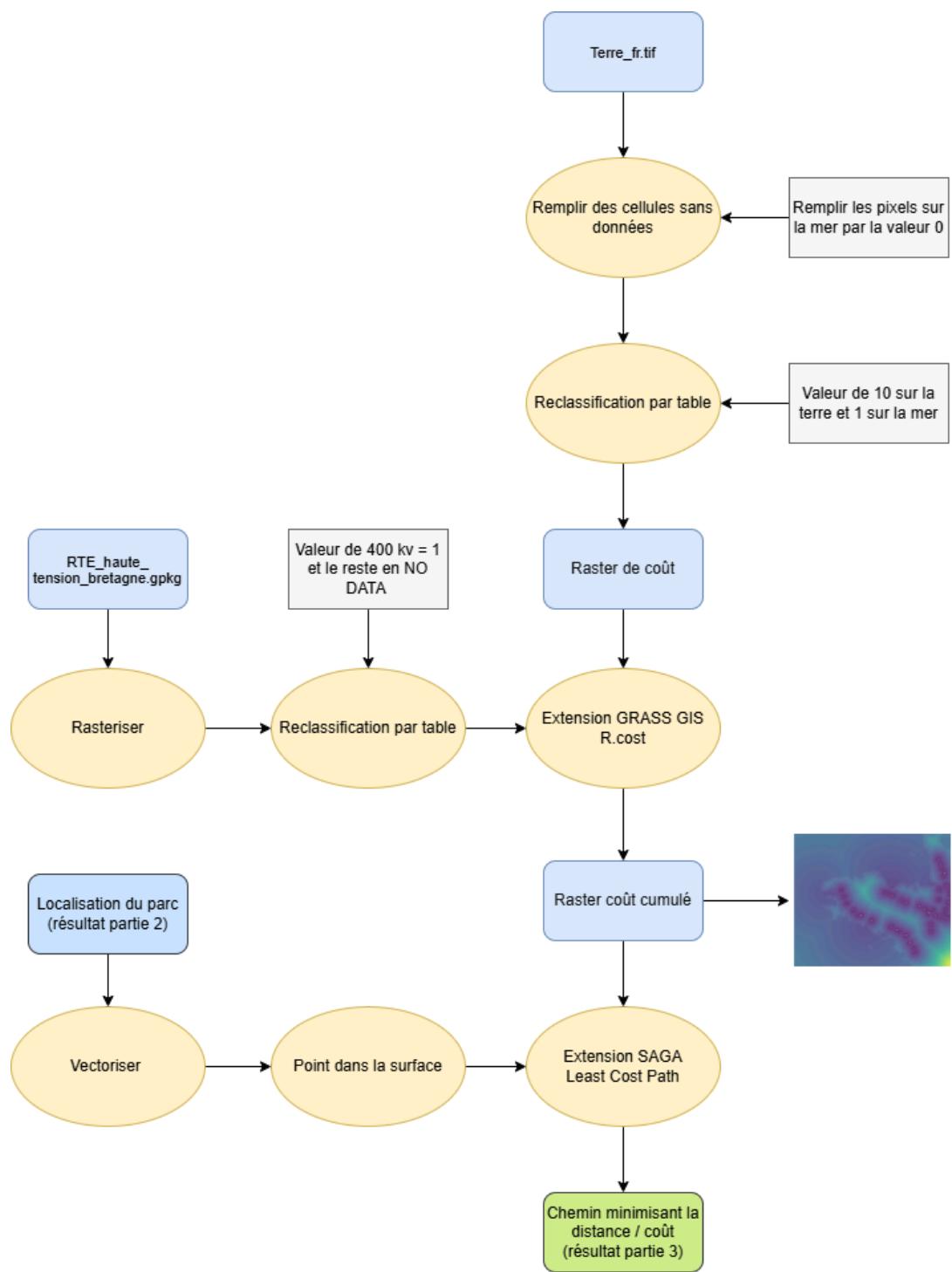
La troisième partie aborde le raccordement des parcs éoliens au réseau haute tension (400 kv), et passe par un calcul de distance/coût.

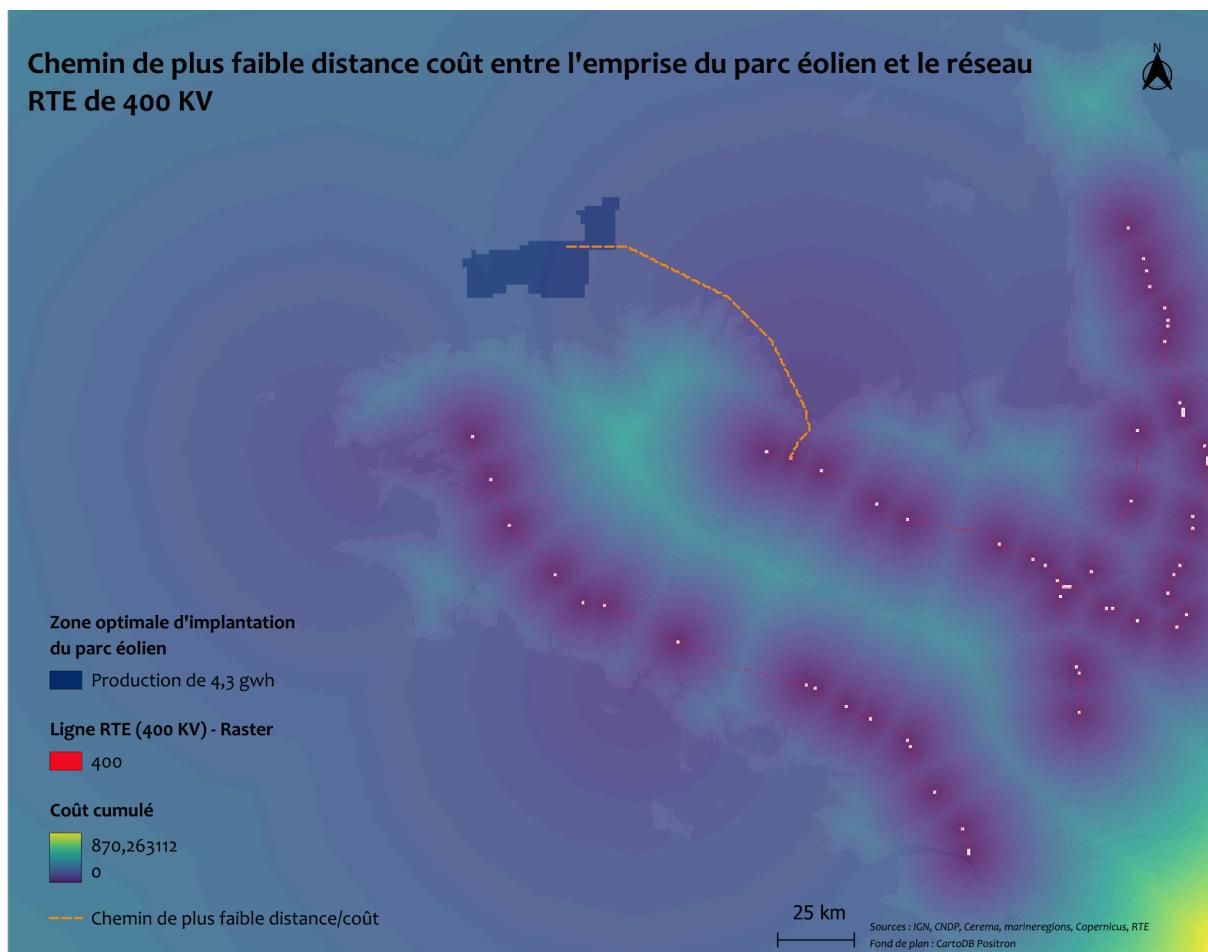
Pour ce faire, nous avons d'abord créé un raster coût à partir du raster *Terre_fr.tif* en considérant que le coût de raccordement est plus cher sur la Terre qu'en mer. Nous avons donc reclassé le raster *Terre_fr.tif* avec une valeur de 10 pour le coût sur la Terre et une valeur de 1 pour le coût sur la mer. Ensuite, nous avons rastérisé le geopackage des lignes RTE afin de pouvoir l'utiliser au format matriciel et réaliser nos opérations de calcul de la plus faible distance coût. Ces lignes raster ont ensuite été reclassées pour filtrer les lignes de 400 kv.

L'outil **r.cost** du fournisseur de traitement GRASS GIS nous a permis de réaliser à partir de ce raster de coût et des lignes RTE un raster de coût cumulé. Ce dernier attribue à chaque pixel une valeur en fonction du coût initial. Autrement dit, les pixels étant proches de la ligne RTE ont une valeur plus faible que les pixels se situant loin de ce réseau électrique.

La couche de sortie de l'algorithme **r.cost** est ensuite utilisée dans l'algorithme **Least Cost Path** du fournisseur de traitement SAGA GIS. Ce traitement permet d'obtenir un chemin minimisant la distance coût pour le raccordement de notre zone (résultat de la partie 2) et les lignes RTE de 400 kv, il s'agit d'une opération incrémentale. Cependant, cet algorithme nécessite un point source (point de départ) au format vecteur. Pour ce faire, nous avons vectorisé la zone optimale et extrait le centroïde de celle-ci afin d'obtenir un point de départ à renseigner dans l'algorithme **Least Cost Path**. On renseigne également le raster de coût cumulé obtenu via **r.cost** ; le résultat est donc une ligne vecteur représentant le chemin le plus optimal pour le raccordement de notre parc éolien (*cf. carte 3*).

Dans notre cas, on remarque que le chemin fourni par **Least Cost Path** est un résultat concluant puisque comme illustré sur la carte ci-dessous (*cf. carte 3*), il minimise le passage du raccordement sur la Terre (fort coût initial) en empruntant le chemin le plus court.





CONCLUSION

Ce travail nous a permis d'utiliser plusieurs opérations (locales, zonales, incrémentales) pour identifier et évaluer les zones potentielles pour l'implantation de parcs éoliens marins.

Au travers d'une approche multicritère intégrant des contraintes environnementales (zone de protection forte), techniques (réglementation éolienne) et économiques (zone économique exclusive), deux zones favorables ont d'abord été mises en évidence. Ces zones ont par ailleurs été mises en avant via deux scénarios météorologiques.

La projection de la production réalisée à partir des données de vent moyen montre qu'il est possible d'atteindre, voire de dépasser, les objectifs fixés par l'État (6 à 9,5 GWh à l'horizon d'une dizaine d'années).

Enfin, le calcul de la distance coût permet d'identifier un chemin optimal pour le raccordement de notre futur parc éolien au réseau RTE de 400 kv déjà existant.

BIBLIOGRAPHIE :

https://trac.osgeo.org/postgis/wiki/PostGIS_Raster_SoC_Idea_2012/Distance_Analysis_Tools

<https://grass.osgeo.org/grass-stable/manuals/r.cost.html>

https://saga-gis.sourceforge.io/saga_tool_doc/2.2.2/grid_analysis_5.html