

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

Boulevard Simón Bolívar 34-36
1000 - Brussels - BELGIQUE
tel. +32 2 773 99 11 - fax +32 2 773 9900
engineering@tractebel.engie.com
tractebel-engie.com

TECHNICAL DOCUMENT



Our ref.: AQUIND/4NT/0669990/001/02

TS:

Imputation: P.013537/0004

INTERNAL

Client:

Project:

AQUIND GB-FR INTERCONNECTEUR

Subject:

Rapport - Variation des pertes sur le réseau et sécurité de l'approvisionnement

Comments:

This document is the property of TRACTEBEL S.A.. Any duplication or transmission to third parties is forbidden without prior written approval.

| | | | | | | |
|------|------------|-------|---------|----------|----------|-----------|
| 02 | 2019 07 04 | FIN | | | | |
| 01 | 2019 06 28 | FIN | | | | |
| 00 | 2019 06 20 | FIN | | | | |
| REV. | YY/MM/DD | STAT. | WRITTEN | VERIFIED | APPROVED | VALIDATED |

* This document is fully electronically signed on 2019 07 05.

TRACTEBEL ENGINEERING S.A. - Registered office: Boulevard Simón Bolívar 34-36, 1000 Brussels - BELGIUM

VAT: BE 0412 639 681 - RPM/RPR Brussels: 0412 639 681 - Bank account BAN: BE74375100843707 - BIC/SW FT: BBRUBEBB

| | | |
|--------|--|----|
| 3.3. | Comparaison avec les résultats du TYNDP 2018 | 20 |
| 3.3.1. | B6 Sécurité de l'approvisionnement : adéquation pour répondre à la demande 20 | |
| 3.3.2. | B7 Sécurité d'approvisionnement : Flexibilité du système..... | 21 |
| 4. | CONCLUSIONS..... | 23 |
| 5. | ANNEXES | 24 |
| 5.1. | Calcul des pertes sur les interconnexions..... | 24 |
| 5.2. | Analyse des résultats du TYNDP | 25 |
| 5.2.1. | Influence des conditions climatiques..... | 26 |
| 5.2.1. | Influence des logiciels de modélisation | 26 |
| 5.2.2. | Cas exceptionnel de monétisation des pertes à l'aide de 100 points dans le temps 27 | |
| 5.3. | Indicateur B6 : Désagrégation de l'énergie non fournie | 27 |

LISTE DE TABLES

| | |
|--|----|
| Tableau 1 : Variation des pertes et monétisation, 2025 Best Estimate. | 10 |
| Tableau 2 : Variation des pertes de réseau et monétisation, 2030 Sustainable Transition. . | 11 |
| Tableau 3 : Variation des pertes sur le réseau et monétisation, 2030 Distributed Generation. | 11 |
| Tableau 4 : Variation des pertes de réseau et monétisation, 2030 EUCO..... | 12 |
| Tableau 5: Résultats de la variation des pertes sur le réseau, 2030 AQUIND Market scenario. | 12 |
| Tableau 6: Résultats de la variation des pertes sur le réseau, 2030 AQUIND High Commodities/Renewables scenario..... | 13 |
| Tableau 7: Résultats de la variation des pertes sur le réseau, 2030 AQUIND Low Commodities scenario. | 13 |
| Tableau 8 : Comparaison de la variation des pertes sur le réseau et de la monétisation avec les résultats du TYNDP 2018. | 14 |
| Tableau 9 : B6: Adéquation pour répondre à la demande, résultats. | 19 |
| Tableau 10 : B7: Flexibilité du système, résultats..... | 19 |
| Tableau 11 : B6: Adéquation pour répondre à la demande, comparaison avec le TYNDP. . | 21 |
| Tableau 12 : B7 : Flexibilité du système, comparaison avec TYNDP. | 22 |
| Tableau 13 : Résultats B5, B6 et B7. | 23 |

1. INTRODUCTION

Ce rapport vise à décrire la méthodologie et les résultats de l'étude de variation des pertes sur le réseau et la sécurité d'approvisionnement pour l'Interconnexion AQUIND entre la Grande-Bretagne et la France.

Premièrement, à la Section 0, la variation des pertes sur le réseau est étudiée via l'étude de l'indicateur B5 proposé par ENTSO-E. A la Section 2.1, la méthodologie appliquée pour cette étude est détaillée. Ensuite, à la Section 2.2, les résultats du modèle développé par Tractebel sont présentés. Finalement, à la Section 0, les résultats obtenus sont comparés aux résultats du TYNDP 2018.

Deuxièmement, à la Section 0, l'impact de l'interconnexion AQUIND sur la sécurité d'approvisionnement est étudié en déterminant les indicateurs B6, B7 et B8 proposés par ENTSO-E. A la Section 3.1, la méthodologie est détaillée. Ensuite, à la Section 3.2, les résultats sont présentés. Finalement, à la Section 3.2.3.4, les résultats obtenus sont comparés aux résultats du TYNDP 2018.

2. VARIATION DES PERTES SUR LE RESEAU

2.1. Méthodologie

La méthodologie appliquée pour quantifier la variation des pertes sur le réseau et pour monétiser cette variation est basée sur l'approche suggérée dans le TYNDP 2018 et détaillée dans la directive « 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects ».¹

Premièrement, à la Section 2.1.1, la méthode de quantification de la variation des pertes sur le réseau est détaillée. Ensuite, à la Section 2.1.2, la méthodologie de monétisation de la variation des pertes sur le réseau est présentée.

2.1.1. Quantification de la variation des pertes sur le réseau

2.1.1.1. APPROCHE GENERALE

Afin de quantifier la variation des pertes sur le réseau dues à l'interconnecteur AQUIND, un modèle réseau représentatif de l'Europe (en ce qui concerne la variation des pertes) doit être développé.

Sur base de ce modèle, une étude d'écoulement de charge heure par heure avec et sans la nouvelle interconnexion est exécutée sur une année. La différence des pertes totales sur le réseau entre les cas avec et sans interconnexion correspond à la variation annuelle des pertes sur le réseau dues à l'interconnexion étudiée. L'outil utilisé pour cette étude est SCANNER.

SCANNER est un outil puissant développé par Tractebel Engineering utilisé dans de nombreuses analyses économiques. Ses hautes performances ont été reconnues par de nombreux observateurs en Europe et ailleurs dans le monde. Son but est d'analyser un système électrique de transmission et génération en tenant compte de la fiabilité des éléments et en estimant les coûts d'exploitation. L'outil SCANNER est caractérisé par un simulateur séquentiel de Monte Carlo. La simulation Monte Carlo est utilisée pour considérer les pannes forcées aléatoires des unités génératrices et des éléments de transmission. Pour chaque heure de l'année, les coûts d'exploitation sont optimisés en respectant les contraintes d'exploitation (par exemple, la limite thermique des éléments de transmission). De nombreuses simulations annuelles du comportement du système électrique (c.-à-d. différentes années de Monte Carlo) sont exécutées avec différents échantillons des phénomènes incertains affectant le système, afin d'atteindre une bonne exactitude statistique.

La simulation du dispatch économique des générateurs en minimisant le coût d'exploitation est effectuée par SCANNER en trois étapes:

¹ ENTSO-E, 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, 27 septembre 2018,

- La première étape est l'allocation annuelle des ressources hydrologiques.
- La deuxième étape est le unit commitment quotidien des générateurs et l'optimisation de l'utilisation des ressources hydrologiques et du stockage, réalisées en day-ahead.
- La troisième étape est le dispatch économique intraday.

Les scénarios étudiés sont le 2025 Best Estimate et 2030 EUCO, Sustainable Transition et Distributed Generation du TYNDP 2018 ainsi qu'un scénario additionnel développé par AQUIND pour 2030 (2030 AQUIND Market Scenario) et deux variantes de ce scénario (2030 AQUIND High Commodities/Renewables Scenario et 2030 AQUIND Low Commodities Scenario).

2.1.1.2. IMPLEMENTATION

Le modèle SCANNER développé rassemble la France, la Grande-Bretagne, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas. Comme il est précisé à la Section 2.1.1.2.1, cette région est représentative de la variation des pertes sur le réseau liées à l'interconnecteur AQUIND.

Le réseau interne est représenté pour la Grande-Bretagne et la France, tandis qu'un modèle marché est utilisé pour les autres pays (Allemagne, Belgique et Pays-Bas), comme le montre la Figure 1.

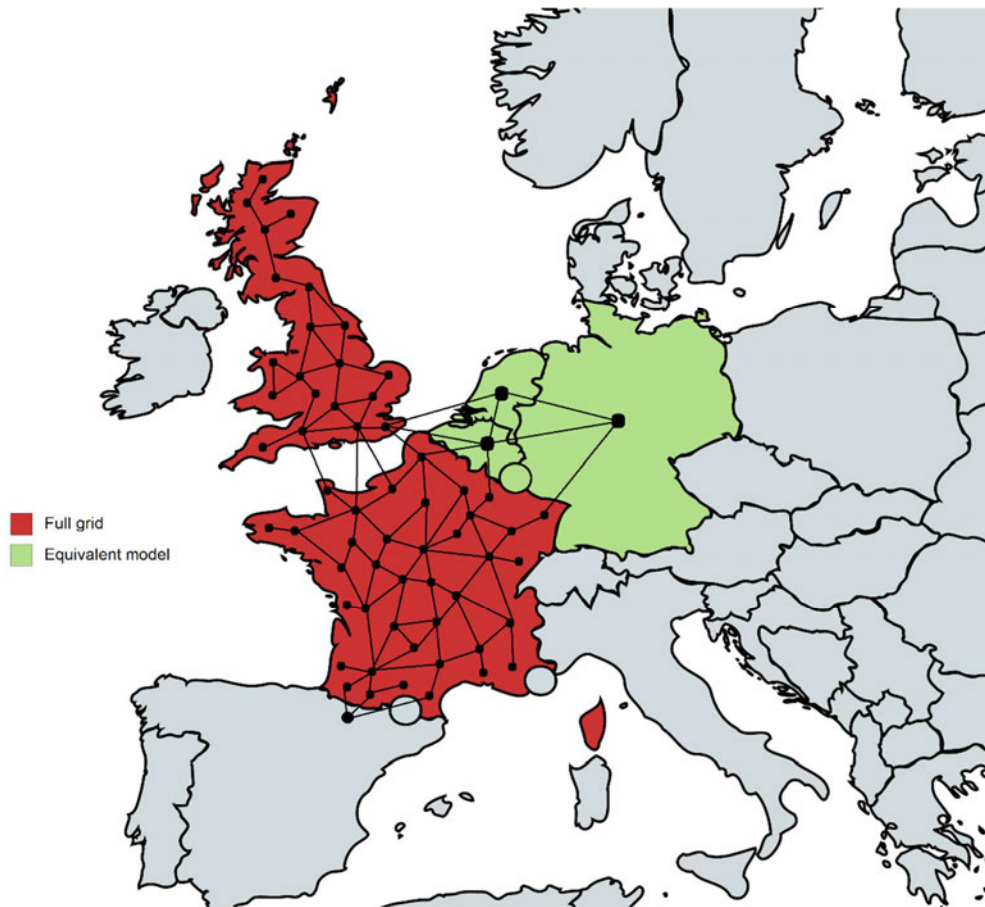


Figure 1 : Représentation du modèle réseau développé par Tractebel.

Dans la variation des pertes sur le réseau, sont donc pris en compte:

- Les pertes sur l'interconnecteur AQUIND.
- Les pertes sur le réseau interne de la Grande-Bretagne et de la France.
- Les pertes sur les autres interconnexions (hors AQUIND) entre la Grande-Bretagne et la France.
- Les pertes sur les interconnexions entre la Grande-Bretagne et l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas.

Les paramètres de modélisation utilisés pour l'interconnecteur AQUIND et les autres interconnexions entre la Grande-Bretagne et l'Europe Continentale sont détaillés à la Section 5.1.

2.1.1.2.1. Zone d'intérêt

Une première approximation de la variation des pertes a été réalisée sur un modèle SCANNER interne du réseau CWE afin de justifier les hypothèses de modélisation présentées ci-dessus.

Il a été calculé que la variation des pertes sur le réseau interne en Allemagne est 30 fois inférieure à la variation en France et, en Belgique et aux Pays-Bas, la variation est 40 fois plus faible qu'en France.

La variation plus faible des pertes dans les pays voisins est justifiée par la variation plus faible du dispatch par rapport à la France. En effet, la variation de la répartition annuelle de la production entre le cas avec et sans l'interconnexion AQUIND est de 2,8% en France contre 0,3% en Allemagne.

En ce qui concerne les résultats présentés ci-dessus, on peut affirmer que l'impact des pertes internes des pays voisins peut être négligé.

Seuls ces trois pays voisins ont été considérés et sont modélisés avec un nœud équivalent, car ils sont les plus susceptibles d'influencer le dispatch interne de la France et de la Grande-Bretagne. En effet, il existe une forte interconnexion entre la France et la Belgique, ainsi qu'entre la France et l'Allemagne, et les Pays-Bas sont fortement interconnectés avec la Belgique et l'Allemagne. De plus, une interconnexion existe déjà entre les Pays-Bas et la Grande-Bretagne, une interconnexion entre la Belgique et la Grande-Bretagne est en cours de construction et une entre l'Allemagne et la Grande-Bretagne est à l'étude.

Afin d'étudier l'impact de l'Espagne sur le modèle, un modèle marché de l'Espagne a été ajouté au AQUIND Market Scenario. La variation de la variation des pertes de réseau entre les cas avec et sans l'Espagne observée était faible (inférieure à 10%) et dans la plage d'incertitude. Il a donc été décidé de ne pas inclure l'Espagne dans le modèle. Toutefois, une interconnexion entre la France et l'Espagne est présente ainsi qu'une capacité de production équivalente en Espagne, afin d'atteindre le niveau d'adéquation souhaité.

2.1.1.2.2. Localisation de la génération

L'emplacement des unités de génération est un facteur clé dans l'étude de la variation des pertes. Dans la directive d'ENTSO-E « 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects », il est dit: [Traduction] «*en outre, les pertes sont sensibles à l'emplacement précis des unités de production.*»².

L'emplacement des unités de production de la France et de la Grande-Bretagne a été partiellement transmis par Baringa pour les différents scénarios. L'emplacement du reste de la génération a été déterminé par Tractebel. La nouvelle génération thermique a été localisée en premier lieu à l'emplacement des unités démantelées. La nouvelle production renouvelable a été localisée en conservant la même clé de répartition que les unités renouvelables existantes.

Il convient de mentionner que l'emplacement de la génération peut différer de l'emplacement de la génération du modèle du TYNDP, ce qui peut conduire à une variation entre les résultats.

2.1.2. Monétisation de la variation des pertes sur le réseau

Comme détaillé dans la directive « 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects », les pertes doivent être monétisées au prix marginal du système pour chaque heure:

$$\text{Cout des pertes} = \sum_i \sum_h s_{h,i} P_{h,i}$$

Avec i , une zone de marché, h un pas de temps donné, $s_{h,i}$ le coût marginal de la zone i au pas de temps h et $P_{h,i}$ les pertes dans la même zone pour le même pas de temps.

La monétisation de la variation des pertes est donc:

$$\text{Variation du cout des pertes} = \sum_i \sum_h s'_{h,i} P'_{h,i} - \sum_i \sum_h s_{h,i} P_{h,i}$$

avec $s'_{h,i}$ et $P'_{h,i}$, le coût marginal et les pertes totales pour le pas de temps h de la zone i dans le cas avec l'interconnecteur AQUIND et $s_{h,i}$ et $P_{h,i}$ dans le cas sans l'interconnecteur AQUIND.

Pour monétiser les pertes sur les interconnexions entre deux zones, la moitié des pertes est attribuée à une zone et l'autre moitié à l'autre.

² ENTSO-E, 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, 27 septembre 2018, page 34.

2.2. Résultats de l'étude

2.2.1. 2025 Best Estimate

Le Tableau 1 rassemble les résultats pour la variation des pertes sur le réseau et la monétisation de la variation des pertes pour le scénario 2025 Best Estimate. Les résultats sont détaillés pour l'interconnecteur AQUIND, le réseau interne de France et de Grande-Bretagne, les autres interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne (sans AQUIND) et les autres interconnexions entre la Grande-Bretagne et l'Europe Continentale.

| | ΔE [GWh/an] | $\Delta \text{coût}$ [MEUR/an] |
|----------------------------------|---------------------|--------------------------------|
| AQUIND | 326.5 | 16.2 |
| France | 117.0 | 51.7 |
| Grande-Bretagne | 239.7 | -4.7 ³ |
| Interco. FR – GB (sans AQUIND) | -38.4 | -1.3 |
| Autre Interco. FR – Cont. Europe | -9.8 | -2.1 |
| Total | 634.9 | 59.7 |

Tableau 1 : Variation des pertes et monétisation, 2025 Best Estimate.

Sur base du modèle développé, l'interconnecteur AQUIND conduit à une augmentation des pertes sur le réseau de **634.9 GWh/an** et une augmentation du coût des pertes de **59.7 MEUR/an** pour le scénario 2025 Best Estimate. On constate qu'une grande partie des pertes se produit sur l'interconnexion elle-même, à un taux qui est normal pour les interconnexions HVDC.

³ Il est à noter que, dans ce cas, en Grande-Bretagne, le coût des pertes diminue avec l'interconnexion alors que les pertes augmentent. Cela s'explique par l'importante diminution du prix marginal en Grande-Bretagne avec l'interconnexion.

2.2.2. 2030 Sustainable Transition

Le Tableau 2 rassemble les résultats pour la variation des pertes sur le réseau et la monétisation de la variation des pertes pour le scénario 2030 Sustainable Transition.

| | ΔE [GWh/an] | $\Delta \text{coût}$ [MEUR/an] |
|----------------------------------|---------------------|--------------------------------|
| AQUIND | 173.9 | 11.3 |
| France | 11.1 | 21.0 |
| Grande-Bretagne | 149.6 | 5.1 |
| Interco. FR – GB (sans AQUIND) | -38.4 | -2.8 |
| Autre Interco. FR – Cont. Europe | -18.1 | -1.9 |
| Total | 278.1 | 32.7 |

Tableau 2 : Variation des pertes de réseau et monétisation, 2030 Sustainable Transition.

2.2.3. 2030 Distributed Generation

Le Tableau 3 rassemble les résultats pour la variation des pertes sur le réseau et la monétisation de la variation des pertes pour le scénario 2030 Distributed Generation.

| | ΔE [GWh/an] | $\Delta \text{coût}$ [MEUR/an] |
|----------------------------------|---------------------|--------------------------------|
| AQUIND | 169.4 | 11.1 |
| France | 64.0 | 18.3 |
| Grande-Bretagne | 167.9 | 6.3 |
| Interco. FR – GB (sans AQUIND) | -32.8 | -2.2 |
| Autre Interco. FR – Cont. Europe | -15.6 | -1.7 |
| Total | 353.0 | 31.8 |

Tableau 3 : Variation des pertes sur le réseau et monétisation, 2030 Distributed Generation.

2.2.4. 2030 EUCO

Le Tableau 4 rassemble les résultats pour la variation des pertes sur le réseau et la monétisation de la variation des pertes pour le scénario 2030 EUCO.

| | ΔE [GWh/an] | $\Delta \text{coût}$ [MEUR/an] |
|----------------------------------|---------------------|--------------------------------|
| AQUIND | 211.6 | 8.0 |
| France | 224.5 | 18.9 |
| Grande-Bretagne | 201.7 | -21.2 |
| Interco. FR – GB (sans AQUIND) | -25.7 | -2.4 |
| Autre Interco. FR – Cont. Europe | 10.3 | -0.6 |
| Total | 622.5 | 2.8 |

Tableau 4 : Variation des pertes de réseau et monétisation, 2030 EUCO.

2.2.5. 2030 AQUIND Market Scenario

Le Tableau 5 rassemble les résultats pour la variation des pertes sur le réseau et la monétisation de la variation des pertes pour le scénario 2030 AQUIND Market Scenario.

| | ΔE [GWh/an] | $\Delta \text{coût}$ [MEUR/an] |
|----------------------------------|---------------------|--------------------------------|
| AQUIND | 472.1 | 18.8 |
| France | 521.4 | 21.7 |
| Grande-Bretagne | 313.6 | -16.1 |
| Interco. FR – GB (sans AQUIND) | -28.8 | -4.5 |
| Autre Interco. FR – Cont. Europe | 2.6 | -1.1 |
| Total | 1280.9 | 18.7 |

Tableau 5: Résultats de la variation des pertes sur le réseau, 2030 AQUIND Market scenario.

2.2.6. 2030 AQUIND High Commodities/Renewables Scenario

Le Tableau 6 rassemble les résultats pour la variation des pertes sur le réseau et la monétisation de la variation des pertes pour le scénario 2030 AQUIND High Commodities/Renewables Scenario.

| | ΔE [GWh/an] | $\Delta \text{coût}$ [MEUR/an] |
|----------------------------------|---------------------|--------------------------------|
| AQUIND | 361.4 | 15.4 |
| France | 369.2 | 11.7 |
| Grande-Bretagne | 262.0 | -11.7 |
| Interco. FR – GB (sans AQUIND) | -41.4 | -5.4 |
| Autre Interco. FR – Cont. Europe | 1.6 | -1.2 |
| Total | 952.8 | 8.8 |

Tableau 6: Résultats de la variation des pertes sur le réseau, 2030 AQUIND High Commodities/Renewables scenario.

2.2.7. 2030 AQUIND Low Commodities Scenario

Le Tableau 7 rassemble les résultats pour la variation des pertes sur le réseau et la monétisation de la variation des pertes pour le scénario 2030 AQUIND Low Commodities Scenario.

| | ΔE [GWh/an] | $\Delta \text{coût}$ [MEUR/an] |
|----------------------------------|---------------------|--------------------------------|
| AQUIND | 512.4 | 18.5 |
| France | 453.8 | 29.6 |
| Grande-Bretagne | 289.2 | -3.0 |
| Interco. FR – GB (sans AQUIND) | -26.7 | -2.3 |
| Autre Interco. FR – Cont. Europe | 6.2 | -0.5 |
| Total | 1234.9 | 42.2 |

Tableau 7: Résultats de la variation des pertes sur le réseau, 2030 AQUIND Low Commodities scenario.

2.3. Comparaison avec les résultats du TYNDP 2018

Le Tableau 8 compare les résultats du modèle développé par Tractebel pour étudier la variation des pertes sur le réseau pour l'interconnecteur AQUIND avec les résultats du TYNDP 2018.

| | 2025 Best Estimate | | 2030 Sustainable Transition | | 2030 Distributed Generation | | 2030 EUCO | |
|--|--------------------|-----------|-----------------------------|-----------|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|
| | TYNDP | Tractebel | TYNDP | Tractebel | TYNDP | Tractebel | TYNDP | Tractebel |
| Variation des pertes sur le réseau [GWh/an] | 400 | 635 | 889 | 278 | 391 | 353 | 694 | 623 |
| Variation des pertes sur le réseau [MEUR/an] | 22 | 60 | 110 | 33 | 15 | 32 | 46 | 3 |

Tableau 8 : Comparaison de la variation des pertes sur le réseau et de la monétisation avec les résultats du TYNDP 2018.

On peut remarquer de fortes différences entre les résultats obtenus par Tractebel et les résultats du TYNDP. Cela s'explique par les différentes hypothèses de modélisation et la variabilité des résultats du TYNDP, comme indiqué dans la Section 5.2. De plus, ENTSO-E a indiqué la surestimation éventuelle de la monétisation des pertes, également décrite à la Section 5.2.

3. SECURITE DE L'APPROVISIONNEMENT

La sécurité d'approvisionnement d'un système électrique est liée à sa fiabilité. Traditionnellement, la fiabilité d'un système est décomposée en deux aspects fondamentaux: l'**adéquation** et la **sécurité**. L'adéquation est liée à l'existence d'installations suffisantes (par exemple, la production, la transmission, les installations de distribution) dans le système pour fournir la demande des consommateurs tout en satisfaisant les limites opérationnelles. L'adéquation est donc associée à des conditions statiques qui n'incluent pas de perturbations du système. D'autre part, la sécurité peut être définie comme la capacité du système à résister aux perturbations dues aux pannes et à l'enlèvement non planifié de l'équipement, sans perte supplémentaire d'installations ou défaillances en cascade. La sécurité est donc associée à la réponse du système à ces perturbations.

Afin d'analyser la sécurité d'approvisionnement liée à un projet, ENTSO-E propose trois indicateurs:

- **B6 – adéquation pour répondre à la demande**
- **B7 – flexibilité du système**
- **B8 – stabilité du système**

Ces indicateurs seront présentés et calculés pour l'interconnecteur AQUIND, suivant la structure définie ci-dessous.

Premièrement, la méthodologie appliquée pour l'étude est détaillée. La Section 3.1.1 présente la méthodologie utilisée afin de déterminer l'indicateur B6, la Section 3.1.2 pour l'indicateur B7 et la Section 3.1.3 pour l'indicateur B8.

Deuxièmement, les résultats du modèle développé par Tractebel sont présentés à la Section 3.2.

Ensuite, à la Section 3.2.3.4, les résultats obtenus sont comparés aux résultats du TYNDP 2018.

3.1. Méthodologie

La méthodologie appliquée pour calculer les indicateurs B6, B7 et B8 est basée sur l'approche suggérée dans le TYNDP 2018 et détaillée dans la directive « 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects ».

Les scénarios étudiés sont les mêmes que pour la variation des pertes sur le réseau : le 2025 Best Estimate et 2030 EUCO, Sustainable Transition et Distributed Generation du TYNDP 2018 ainsi qu'un scénario additionnel développé par AQUIND pour 2030 (2030 AQUIND Market Scenario) et deux variantes de ce scénario (2030 AQUIND High Commodities/Renewables Scenario et 2030 AQUIND Low Commodities Scenario).

3.1.1. B6 Sécurité de l'approvisionnement : adéquation pour répondre à la demande

Comme indiqué dans les lignes directrices de l'ENTSO-E:

[Traduction] « **L'adéquation pour répondre à la demande** est la capacité d'un système électrique à fournir un approvisionnement adéquat en électricité afin de répondre à la demande à tout moment dans le temps, c'est-à-dire qu'un volume suffisant de puissance est disponible et peut être livré physiquement aux consommateurs pendant tous les pas de temps (par ex. heures). »⁴

Cet indicateur est donc lié à l'adéquation du système.

Les bénéfices de l'adéquation d'un projet d'interconnexion peuvent être quantifiés par:

- La diminution de l'énergie attendue non desservie (Expected Energy Not Served, EENS) du système
- La capacité de production de pointe que le projet pourrait épargner tout en respectant les mêmes normes d'adéquation

ENTSO-E propose de prendre la diminution de l'EENS annuel pour l'indicateur B6 et de procéder un « sanity check » en évaluant la capacité maximale de production de crête que le projet pourrait épargner.

Afin de quantifier et de monétiser la diminution de EENS avec l'interconnexion, la méthodologie est:

- Supprimer le projet d'interconnexion du modèle réseau
- Adapter le portfolio de génération des régions pour atteindre la norme d'adéquation
- Exécuter le modèle avec divers modèles de panne forcée et calculer le EENS
- Ajouter le projet au modèle, exécuter le modèle et calculer l'EENS
- Multiplier la variation de EENS par la valeur de la charge non desservie (Value of Lost Load, VoLL)

Le modèle réseau utilisé est le modèle SCANNER présenté à la Section 2.1, exécute en utilisant une approche multi-zone.

Comme détaillé à la Section 2.1.1.1, l'outil SCANNER est caractérisé par un simulateur séquentiel de Monte Carlo des systèmes de production et de transmission. Les pannes forcées aléatoires des unités génératrices sont échantillonnées par SCANNER, sur base des lois de probabilité (lois de Weibull) décrivant les temps moyen de bon fonctionnement et les temps moyen de réparation. En simulant différents modèles de pannes sélectionnés selon la méthode de Monte Carlo, on obtient des résultats statistiquement corrects.

La norme d'adéquation de la génération est fixée à une attente de perte de charge (Loss Of Load Expectation, LOLE) de 3 heures pour la France, la Grande-Bretagne, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas. Le VoLL utilisé par ENTSO-E est de 10 000 EUR/MWh. La même valeur est utilisée pour cette étude.

⁴ ENTSO-E, 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, 27 September 2018, page 36.

Si l'interconnexion apporte des bénéfices significatifs aux deux régions interconnectées, la capacité maximale de puissance de crête économisée grâce à l'interconnexion est de deux fois la capacité installée de l'interconnecteur. En effet, s'il n'y a pas d'événements de manque de génération coïncidents dans les deux zones, l'interconnexion serait aussi bénéfique que le même niveau de génération conventionnelle installé dans chacune des deux régions interconnectées.

La capacité de production de pointe économisée est monétisée par ENTSO-E en prenant la valeur de 40 000 EUR/MW/an.

L'indicateur B6 est défini comme le minimum entre la valeur monétisée de la diminution de l'EENS et la valeur monétisée de la capacité de production de pointe que le projet pourrait épargner.

3.1.2. B7 Sécurité d'approvisionnement : flexibilité du système

Comme indiqué dans les directives ENTSO-E:

[Traduction] «**L'indicateur de flexibilité du système (B7)** vise à capter la capacité d'un système électrique à tenir compte des changements rapides et profonds de la demande nette (charge diminuée des ER intermittentes) dans le contexte de niveau de pénétration élevé de l'électricité non dispatchable de la génération.»⁵

L'indicateur B7 est quantifié par l'utilisation des capacités de transmission pour indiquer le niveau d'assistance transfrontalière à la rampe que le nouvel interconnecteur peut fournir.

Définitions:

- **Charge résiduelle:** différence entre la charge et la production renouvelable.
- **Rampe horaire maximale de la charge résiduelle, $R_{0,max}$:** valeur absolue maximale de la rampe horaire de la charge résiduelle en MW au percentile 99.9.
- **Capacité de transfert existante (Grid Transfer Capability, GTC), GTC_{old} :** flux de puissance maximal qui peut se produire à travers une frontière.
- **Rampe horaire maximale restante de la charge résiduelle, $R_{r,max}$:**

$$R_{r,max} = R_{0,max} - GTC_{old}$$

- **ΔGTC pour le nouveau projet :** augmentation de GTC grâce au projet.

L'augmentation de la flexibilité du système est donnée en comparant la variation des GTC liées au projet:

$$B7 = \frac{\Delta GTC}{R_{r,max}} \text{ si } R_{r,max} > 0$$

$$B7 = 0 \text{ si } R_{r,max} = 0$$

Une valeur élevée de l'indicateur B7 indique donc que la nouvelle interconnexion améliore fortement la flexibilité du système, tandis qu'une valeur proche de 0% indique qu'elle n'influence pas significativement la flexibilité du système.

⁵ ENTSO-E, 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, 27 September 2018, page 38.

3.1.3. B8 Sécurité de l'approvisionnement : stabilité du système

Comme indiqué dans les lignes directrices d'ENTSO-E:

[Traduction] « La **stabilité du système électrique** est la capacité d'un système électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, à regagner un état d'équilibre de fonctionnement après avoir été soumis à une perturbation physique. Des exemples de perturbations physiques peuvent être des défaillances électriques, des changements de charge, des pannes de générateur, des pannes de ligne, un effondrement de tension ou une combinaison de ces derniers. »⁶

Cet indicateur est donc lié à la sécurité du système d'alimentation.

L'évaluation de la stabilité du système nécessite d'importantes simulations supplémentaires et des modèles complexes. Seule une évaluation qualitative de la stabilité du système en ce qui concerne la stabilité transitoire, la stabilité de la tension et la stabilité de la fréquence est présentée, conformément à la méthodologie standard CBA d'ENTSO-E. L'avantage des services de black start est également analysé.

3.2. Résultats de l'étude

3.2.1. B6 Sécurité de l'approvisionnement : adéquation pour répondre à la demande

Pour le cas étudié, la capacité maximale de production de crête qui peut être économisée grâce à l'interconnecteur est égal à 4 000 MW, correspondant à un avantage monétisé de 160 MEUR/an. L'indicateur B6 est donc le minimum entre la valeur monétisée de la diminution de EENS annuel et 160 MEUR.

Le Tableau 9 présente les résultats obtenus pour l'indicateur B6 pour les sept scénarios étudiés.

| Scénario | Diminution EENS [MWh/an] | Diminution EENS monétisée [MEUR /an] | Sanity Check [MEUR/an] | Monétisation B6 [MEUR/an] |
|---|--------------------------|--------------------------------------|------------------------|---------------------------|
| 2025 Best Estimate | 6615 | 66 | 160 | 66 |
| 2030 Sustainable Transition | 2539 | 25 | 160 | 25 |
| 2030 Distributed Generation | 501 | 5 | 160 | 5 |
| 2030 EUCO | 191 | 2 | 160 | 2 |
| 2030 AQUIND Market | 1353 | 14 | 160 | 14 |
| 2030 AQUIND High Commodities/Renewables | 0 | 0 | 160 | 0 |
| 2030 AQUIND Low Commodities | 5833 | 58 | 160 | 58 |

⁶ ENTSO-E, 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects, 27 September 2018, page 40.

3.2.2. B7 Sécurité d'approvisionnement : flexibilité du système

Pour le cas étudié, la capacité existante de transfert entre la France et la Grande-Bretagne, GTC_{old} , correspond à la capacité d'interconnexion actuelle, égale à 2 000 MW. L'augmentation de la capacité de transfert, ΔGTC , est égale à la capacité de l'interconnecteur AQUIND, 2 000 MW.

La valeur de la rampe horaire maximale restante de la charge résiduelle, $R_{r,max}$, et l'indicateur B7 sont présentés dans le Tableau 10.

| Scénario | Zone | $R_{r,max}$ [MW] | B7 [%] |
|---|-----------------|------------------|--------|
| 2025 Best Estimate | France | 6804 | 29 |
| | Grande-Bretagne | 7065 | 28 |
| 2030 Sustainable Transition | France | 9481 | 21 |
| | Grande-Bretagne | 7673 | 26 |
| 2030 Distributed Generation | France | 10813 | 18 |
| | Grande-Bretagne | 7951 | 25 |
| 2030 EUCO | France | 6614 | 30 |
| | Grande-Bretagne | 8919 | 22 |
| 2030 AQUIND Market | France | 10078 | 20 |
| | Grande-Bretagne | 8547 | 23 |
| 2030 AQUIND High Commodities/Renewables | France | 11926 | 17 |
| | Grande-Bretagne | 9276 | 22 |
| 2030 AQUIND Low Commodities | France | 7956 | 25 |
| | Grande-Bretagne | 7692 | 26 |

Tableau 10 : B7: Flexibilité du système, résultats.

3.2.3. B8 Sécurité de l'approvisionnement : stabilité du système

3.2.3.1. STABILITE TRANSITOIRE

En ajustant correctement les convertisseurs aux extrémités de l'interconnecteur pendant les incidents, il est possible que le convertisseurs améliore la stabilité transitoire du système d'alimentation.

3.2.3.2. STABILITE DE LA TENSION

Les convertisseurs utilisés sont des convertisseurs VSC. Ceux-ci permettent de fournir de la compensation réactive et améliorent ainsi la stabilité de tension localement.

Le poste de raccordement en France est Barnabos. Aucun problème de stabilité de tension n'a été mis en évidence par RTE pour cette sous-station. En outre, aucun investissement futur afin d'améliorer la stabilité de la tension n'est prévu à proximité de cette sous-station dans le « Schéma décennal de développement du réseau » de RTE. La nouvelle interconnexion n'évite donc pas de nouveaux investissements en ce qui concerne la stabilité de la tension.

Le poste de raccordement en Grande-Bretagne est Lovedean. Dans le rapport de National Grid "SO Submission to Cap and Floor" de juin 2017⁷, il est indiqué que l'interconnexion AQUIND permet d'éviter de nouveaux réacteurs shunts ou STATCOMS à proximité de Lovedean.

3.2.3.3. STABILITE DE LA FREQUENCE

L'interconnecteur AQUIND renforce l'interconnexion entre deux zones synchrones; L'Europe Continentale et la Grande-Bretagne. Il accroît la possibilité de partager les réserves primaires entre ces zones et soutient donc la stabilité en fréquence du système européen.

Dans le rapport de National Grid mentionné ci-dessus, il a été démontré qu'AQUIND est potentiellement capable de fournir un avantage au système en étant capable de fournir une réponse en fréquence moins chère que la forme marginale actuelle de réponse en fréquence. Dans ce présent rapport, il a été supposé que les interconnecteurs pouvaient fournir de 5 à 10 % de leur capacité de réponse en fréquence.

3.2.3.4. SERVICES BLACK START

Les interconnexions qui utilisent la technologie VSC (Voltage Source Converter) ont le potentiel d'offrir une capacité de Black Start. L'interconnexion AQUIND pourrait donc fournir des services de Black Start aux réseaux électriques. Toutefois, de nombreuses autres nouvelles interconnexions avec des VSC sont prévues entre la Grande-Bretagne et la France et, pour des raisons de diversité, toutes ces interconnexions ne seront pas autorisées à fournir ensemble des services Black Start. Les avantages liés aux services Black Start sont donc marginaux.

3.3. Comparaison avec les résultats du TYNDP 2018

3.3.1. B6 Sécurité de l'approvisionnement : adéquation pour répondre à la demande

Le Tableau 11 compare les résultats du modèle développé par Tractebel pour l'indicateur B6 de l'interconnecteur AQUIND avec les résultats du TYNDP 2018.

⁷ National Grid, SO Submission to Cap and Floor, Juin 2017.

| Scénario | Diminution EENS [MWh/an] | | Monétisation B6 [MEUR/an] | |
|-----------------------------|-----------------------------|-----------|------------------------------|-----------|
| | TYNDP | Tractebel | TYNDP | Tractebel |
| 2025 Best Estimate | 1538 | 6615 | 15 | 66 |
| 2030 Sustainable Transition | 5658 | 2539 | 57 | 25 |
| 2030 Distributed Generation | 2734 | 501 | 27 | 5 |
| 2030 EU CO | 36 | 191 | 0 | 2 |

Tableau 11 : B6: Adéquation pour répondre à la demande, comparaison avec le TYNDP.

On peut remarquer des différences significatives entre les résultats obtenus par Tractebel et ceux du TYNDP, mais l'ordre de grandeur est similaire.

Cette différence s'explique d'abord par l'importante variabilité des résultats due à la méthode utilisée. En effet, une variabilité significative de EENS sauvé entre les différentes simulations a été observée pour certains scénarios. Cependant, les résultats du TYNDP se situent toujours dans ou près de l'intervalle de confiance à 95% obtenu. En outre, l'adaptation du portfolio des régions pour atteindre la norme d'adéquation de génération peut fortement influencer les résultats, mais aucune information sur la méthode utilisée pour le TYNDP afin d'adapter la génération n'était disponible. Enfin, les détails de modélisation ne sont pas totalement transparents dans le TYNDP. Par conséquent, il existe d'autres différences potentielles dans les hypothèses adoptées entre les modèles et ces différences peuvent expliquer les écarts dans les résultats.

3.3.2. B7 Sécurité d'approvisionnement : Flexibilité du système

Le Tableau 12 compare les résultats du modèle développé par Tractebel pour l'indicateur B7 de l'interconnecteur AQUIND avec les résultats du TYNDP 2018.

| Scénario | Zone | $R_{r,max}$ [MW] | | B7 [%] | |
|-----------------------------|-----------------|------------------|-----------|--------|-----------|
| | | TYNDP | Tractebel | TYNDP | Tractebel |
| 2025 Best Estimate | France | 5815 | 6804 | 34 | 29 |
| | Grande-Bretagne | 7383 | 7065 | 27 | 28 |
| 2030 Sustainable Transition | France | 7124 | 9481 | 28 | 21 |
| | Grande-Bretagne | 8258 | 7673 | 24 | 26 |
| 2030 Distributed Generation | France | 9233 | 10813 | 22 | 18 |
| | Grande-Bretagne | 9615 | 7951 | 21 | 25 |
| 2030 EUCO | France | 7899 | 6614 | 25 | 30 |
| | Grande-Bretagne | 8535 | 8919 | 23 | 22 |

Tableau 12 : B7 : Flexibilité du système, comparaison avec TYNDP.

On peut remarquer que les résultats obtenus par Tractebel sont proches de ceux du TYNDP.

4. CONCLUSIONS

Pour quantifier la variation des pertes sur le réseau et l'impact sur la sécurité d'approvisionnement de l'interconnecteur AQUIND, un modèle réseau représentatif de l'Europe a été développé à l'aide de l'outil logiciel SCANNER.

Sept scénarios ont été étudiés : le 2025 Best Estimate et 2030 EUCO, Sustainable Transition et Distributed Generation du TYNDP 2018 ainsi qu'un scénario additionnel développé par AQUIND pour 2030 (2030 AQUIND Market Scenario) et deux variantes de ce scénario (le 2030 AQUIND High Commodities/Renewables Scenario et le 2030 AQUIND Low Commodities Scenario).

Les résultats des scénarios TYNDP ont été comparés aux résultats du TYNDP et une analyse des résultats obtenus par ENTSO-E a été menée.

Le Tableau 13 résume les résultats obtenus.

| Scénario | B5 - Variation des pertes sur le réseau | | B6 - Adéquation pour répondre à la demande | | B7 - Flexibilité du système | | |
|---|---|-----------------------------------|--|---------------------------------|-----------------------------|---------------------|-----------|
| | ΔE [GWh/an] | $\Delta \text{Coût}$ [MEUR/an] | Diminution EENS [MWh/an] | Monétisation B6 [MEUR/an] | Zone | $R_{r,max}$ [MW] | B7 [%] |
| 2025 Best Estimate | 634.9 | 59.7 | 6615 | 66 | France | 6804 | 29 |
| | | | | | Grande-Bretagne | 7065 | 28 |
| 2030 Sustainable Transition | 278.1 | 32.7 | 2539 | 25 | France | 9481 | 21 |
| | | | | | Grande-Bretagne | 7673 | 26 |
| 2030 Distributed Generation | 353.0 | 31.8 | 501 | 5 | France | 10813 | 18 |
| | | | | | Grande-Bretagne | 7951 | 25 |
| 2030 EUCO | 622.5 | 2.8 | 191 | 2 | France | 6614 | 30 |
| | | | | | Grande-Bretagne | 8919 | 22 |
| 2030 AQUIND Market | 1280.9 | 18.7 | 1353 | 14 | France | 10078 | 20 |
| | | | | | Grande-Bretagne | 8547 | 23 |
| 2030 AQUIND High Commodities/Renewables | 952.8 | 8.8 | 0 | 0 | France | 11926 | 17 |
| | | | | | Grande-Bretagne | 9276 | 22 |
| 2030 AQUIND Low Commodities | 1234.9 | 42.2 | 5833 | 58 | France | 7956 | 25 |
| | | | | | Grande-Bretagne | 7692 | 26 |

Tableau 13 : Résultats B5, B6 et B7.

5. ANNEXES

5.1. Calcul des pertes sur les interconnexions

Les pertes sur l'interconnexion AQUIND rassemblent les pertes sur les lignes et les pertes dans les convertisseurs. L'interconnexion étant composée de deux paires de câbles HVDC, avec un convertisseur à chaque extrémité de chaque paire, les pertes totales sont égales à :

$$P_{losses} = 4 * P_{losses_{line}} + 4 * P_{losses_{conv}}$$

Où $P_{losses_{line}}$ sont les pertes sur un câble et $P_{losses_{conv}}$ les pertes dans un convertisseur.

Les pertes sur une ligne de transmission sont calculées comme :

$$P_{losses_{line}} = R * I^2$$

Où R est la résistance de la ligne et I le courant.

Le courant sur la ligne peut être dérivé sur base du flux sur la ligne ($P_{flow_{line}}$) :

$$I = \frac{P_{flow_{line}}}{V}$$

Où V est la tension de l'interconnexion.

Les pertes peuvent ainsi être exprimées comme :

$$P_{losses_{line}} = R * \left(\frac{P_{flow_{line}}}{V} \right)^2$$

Une linéarisation des pertes est utilisée dans Scanner :

$$P_{losses_{line}} = R * \frac{P_{flow_{line}}}{V} * \frac{P_{nom}}{V}$$

Avec P_{nom} , la capacité nominale de la ligne.

Dans notre cas, la résistance de la ligne est supposée égale à 0.011 Ω /km. La tension est égale à 320 kV, la capacité nominale d'un câble est de 500 MW et la longueur du câble est de 240 km.

Pour chaque convertisseur, les pertes sont égales à 1% de l'énergie qui circule dans le convertisseur et les pertes sans charge sont supposées égales à 0,2% de la puissance nominale du convertisseur.

Exemple

Dans le cas d'un flux de 2000 MW, 1000 MW sur chaque paire de câble et 500 MW sur chaque câble, les pertes sur un câble sont égales à :

$$P_{losses_{line}} = 0.011 * 240 * \frac{500}{320} * \frac{500}{320} = 6.45 \text{ MW}$$

Les pertes dans un convertisseur sont égales à :

$$P_{\text{losses}_{\text{conv}}} = 0.01 * 1000 = 10 \text{ MW}$$

Les pertes totales sur l'interconnexion sont donc égales à :

$$P_{\text{losses}} = 4 * 6.45 + 4 * 10 = 65.78 \text{ MW}$$

Pour les autres interconnexions entre la Grande-Bretagne et l'Europe continentale, la même méthodologie est suivie. Une résistance équivalente a également été calculée, maintenant la valeur de 0,011 Ω/km . Les pertes des convertisseurs sont prises en compte, en gardant la valeur de 1% de la puissance circulant et les pertes sans charge égales à 0,2% de la puissance nominale du convertisseur. Cette méthode et ces paramètres peuvent différer de ceux du TYNDP, entraînant une variation des résultats.

5.2. Analyse des résultats du TYNDP

Comme indiqué à la Section 0, les résultats du TYNDP concernant la variation des pertes et sa monétisation sont sujets à une certaine variabilité et ENTSO-E a indiqué l'éventuelle surestimation de la monétisation des pertes.

Dans la fiche du projet TYNDP 2018 de l'interconnecteur AQUIND, il est indiqué:

[Traduction] « Dans le TYNDP 2018, ENTSO-E a utilisé une nouvelle approche pour monétiser les pertes associées à chaque projet décrite dans une nouvelle méthodologie d'analyse coûts-avantages, discutée avec les parties prenantes et approuvée par la Commission Européenne. La méthodologie a été suivie rigoureusement et correctement.

Cependant, il semble que les résultats finaux ont été étonnamment fort touchés pour certains projets par la différence de granularité des variables d'entrée ou par des projets de sensibilité différente aux conditions climatiques (les mêmes conditions ont été appliquées à tous les projets). Les mesures nécessaires pour modifier l'approche, y compris en modifiant la méthodologie, en discutant avec les parties intéressées et en la mettant en œuvre, étaient impossibles dans le calendrier du développement du TYNDP 2018. Cela a conduit à ce qui peut être considéré comme des valeurs de pertes monétisées trop élevées qui ne se produiraient pas dans la réalité. ENTSO-E reconnaît ces faits et recommande d'utiliser les résultats des pertes de calcul avec prudence lors de la réalisation de toute sorte d'analyse financière pour estimer la rentabilité du projet et la faisabilité.»⁸.

De plus, ENTSO-E a partagé une note concernant l'indicateur B5 avec les promoteurs du projet pour expliquer les résultats du TYNDP pour cet indicateur. Dans cette note, il est dit:

⁸ ENTSO-E, Project 247 – AQUIND Interconnector, <https://tyndp.entsoe.eu/tyndp2018/projects/projects/247>, consulté le 22 mai 2019.

[Traduction] «Après tous les calculs effectués, les experts du TYNDP ont noté que pour certains projets évalués dans le TYNDP 2018, les résultats de la variation des pertes monétisées (B5) semblaient irréalistes. Par conséquent, ENTSO-E a mené une enquête sur les raisons de ces résultats inattendus.»

Les points suivants ont été soulignés par ENTSO-E:

- L'influence des conditions climatiques sur les coûts marginaux horaires, utilisés pour la monétisation des résultats de pertes.
- L'influence des logiciels de modélisation sur les coûts marginaux horaires, utilisés pour la monétisation des résultats de pertes.
- La surtarification éventuelle des pertes dues à la monétisation des pertes à l'aide de 100 points par an pour le système électrique de Grande-Bretagne.

Cette note met en évidence l'éventuelle surestimation de la monétisation des pertes du TYNDP 2018, mais permet également d'estimer la variabilité de la variation des pertes sur le réseau et de sa monétisation en fonction des différents paramètres, comme détaillé dans les points suivants.

De plus, et comme mentionné à la Section 2.1.1.2.2, ENTSO-E a également indiqué dans « 2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects » que l'emplacement des unités de production est un facteur clé dans l'étude de la variation des pertes.

Les différents paramètres et hypothèses d'influence mentionnés ci-dessus expliquent les différences de résultats présentées dans la Section 0.

5.2.1. Influence des conditions climatiques

Les profils climatiques utilisés pour la monétisation des pertes du TYNDP 2018 sont les conditions climatiques de 2017, tandis que pour le calcul des indicateurs CBA, trois années climatiques ont été utilisées (1982, 1984 et 2007). Dans la note, les résultats de la variation des pertes sur le réseau pour les conditions climatiques de 2017 sont comparés à ceux obtenus pour les conditions climatiques de 1982 et 1984 pour quatre projets d'interconnexion (P16, P228, P276 et P285).

On observe une variation allant jusqu'à 56% entre les années climatiques pour la variation des pertes sur le réseau et jusqu'à 181% pour la monétisation de la variation des pertes⁹.

5.2.1. Influence des logiciels de modélisation

Pour le calcul des indicateurs CBA, ENTSO-E a utilisé trois logiciels de modélisation, les résultats finaux étant la moyenne des résultats des trois outils de modélisation (moyenne pondérée pour trois conditions climatiques pour chaque logiciel de modélisation). Toutefois, un seul outil de modélisation a été utilisé pour la monétisation des pertes.

⁹ La variation est calculée comme la valeur absolue de la différence des deux résultats divisée par le plus petit des deux résultats.

Dans la note, les résultats de la variation des pertes sur le réseau pour deux outils de modélisation du marché (Antares et Powrsym) sont comparés pour quatre projets d'interconnexion (P16, P228, P276 et P285).

Une variation allant jusqu'à 54% est observée entre les deux logiciels pour la variation des pertes sur le réseau et jusqu'à 126% pour la monétisation de la variation des pertes, pour une année climatique donnée.

5.2.2. Cas exceptionnel de monétisation des pertes à l'aide de 100 points dans le temps

Dans le TYNDP 2018, une monétisation représentative par heure a été utilisée pour le calcul de monétisation des pertes pour le système électrique de la Grande-Bretagne, en utilisant une valeur toutes les 87 heures. Cela a conduit, dans certains cas, à une augmentation sérieuse de la valeur des pertes monétisées, selon ENTSO-E. Une correction a été faite pour prendre en compte le prix moyen de chaque pas de temps, tout en laissant un risque de surévaluation du prix des pertes.

5.3. Indicateur B6 : Désagrégation de l'énergie non fournie

En raison de la façon dont l'indicateur B6 est calculé (c.-à-d. en résolvant un problème d'optimisation minimisant la quantité globale de délestage de la charge), il n'est pas pertinent d'avoir une désagrégation de la variation de l'EENS entre les pays. En effet, s'il y a une situation générale de pénurie d'électricité, l'emplacement exact du délestage de charge n'a pas d'influence sur la fonction objective tant qu'il n'y a pas de congestion.

En effet, par exemple, dans une situation avec deux zones : Zone A et Zone B. La Zone A a une demande de 400 MW et une capacité disponible de production de 600 MW. La Zone B a une demande de 600 MW et une capacité disponible de production de 300 MW. L'interconnexion entre les deux zones a une capacité de 300 MW. Cette situation est représentée dans la figure suivante.

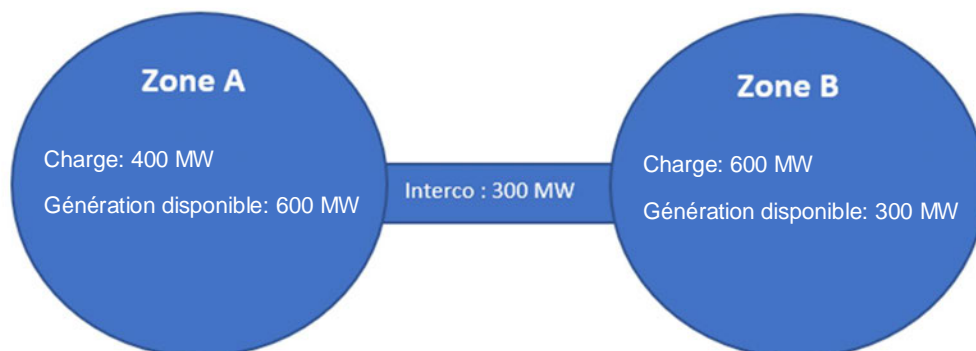


Figure 2: Indicateur B6 : désagrégation de l'énergie non desservie, exemple 1.

Dans ce cas, les deux solutions présentées ci-dessous (Figure 3 et Figure 4) conduisent à une valeur identique de la fonction objective si le VoLL est identique dans les deux zones et les pertes ne sont pas prises en compte.

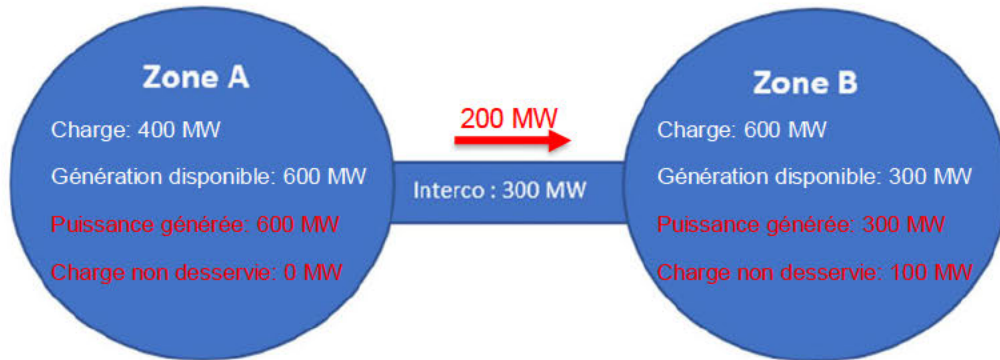


Figure 3: Indicateur B6 : désagrégation de l'énergie non desservie, exemple 1, solution 1.



Figure 4: Indicateur B6 : désagrégation de l'énergie non desservie, exemple 1, solution 2.

Cette multiplicité de solutions équivalentes implique que la quantité exacte de délestage dans la Zone A et la quantité exacte de délestage dans la Zone B est "aléatoire", selon le solveur utilisé, même si le montant total est bien défini. Pour cette raison, il n'est pas possible de désagréger la charge non desservie entre les différentes zones du système étudié, mais seulement de donner l'énergie totale non servie dans le système.

Remarque:

Dans l'exemple, si la capacité de l'interconnexion est égale à 100 MW, il n'y a qu'une seule solution optimale en raison de la congestion de l'interconnexion:

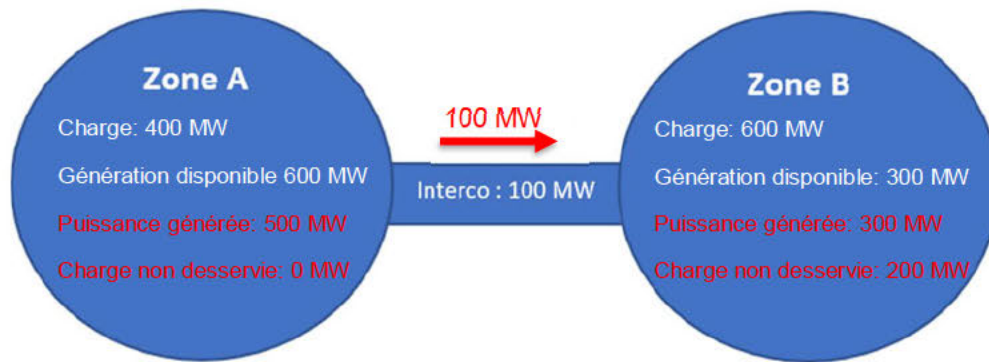


Figure 5: Indicateur B6 : désagrégation de l'énergie non desservie, exemple 2, solution.