




Filière Energie et techniques environnementales

Orientation Energies renouvelables

Travail de bachelor Diplôme 2024

Valère de Tribolet



*Élaboration et implémentation d'une tarification dynamique sur
le prix de l'électricité entre une exploitation industrielle
productrice d'électricité et ses clients*

-  *Professeur*
Stéphane Genoud
-  *Expert*
Arthur Rinaldi
-  *Date de la remise du rapport*
23.08.2024

Ce rapport est l'original remis par l'étudiant.
Il n'a pas été corrigé et peut donc contenir des inexactitudes ou des erreurs.

Filière / Studiengang ETE	Année académique / Studienjahr 2023-24	No TB / Nr. BA ER/2024/55
Mandant / Auftraggeber <input type="checkbox"/> HES—SO Valais-Wallis <input checked="" type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire <i>Partnerinstitution</i>	Etudiant·e / Student/in Valère de Tribolet-Hardy Professeur·e / Dozent/in Stéphane Genoud	Lieu d'exécution / Ausführungsort <input type="checkbox"/> HES—SO Valais-Wallis <input checked="" type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire <i>Partnerinstitution</i>
Travail confidentiel / vertrauliche Arbeit <input type="checkbox"/> oui / ja <input checked="" type="checkbox"/> non / nein	Expert·e / Experte/Expertin (données complètes/vollständige Angaben) Markus Mann Energy	

Titre / Titel Élaboration et implémentation d'une tarification dynamique sur le prix de l'électricité entre une exploitation industrielle productrice d'électricité et ses clients
Description / Beschreibung Le travail de bachelor se focalise sur l'implémentation d'une tarification dynamique au sein de l'entreprise MANN Naturenergie GmbH & Co. KG (MNE) en Allemagne. Pour mettre en place un tarif dynamique au sein de MNE, la première étape consiste à rencontrer ses clients notamment afin de leur présenter ce qu'est la tarification dynamique, leur demander s'ils y sont intéressés et finalement, d'évaluer le potentiel de flexibilité dont ils disposent. La deuxième étape consiste à simuler le fonctionnement d'une tarification dynamique sur une année type et d'y évaluer l'intérêt pour les clients de MNE. La recherche d'un automate pour la tarification dynamique constitue la troisième étape, impliquant la mise en place de boîtiers de contrôle-commande chez les clients. L'étendue complète des tâches de ces automates est à préciser au fil du travail. Dans tous les cas, il s'agira d'échanges de données entre les clients et MNE, soit définir comment ces échanges se font, quelles informations sont données aux clients et finalement, comment les clients commanderont leurs appareils électriques. C'est-à-dire comment le contrôle-commande sera fait.
Objectifs / Ziele — Évaluer l'intérêt des clients de MNE pour une tarification dynamique et la flexibilité dont ils disposent. — Simuler le fonctionnement d'une tarification dynamique et évaluer la rentabilité de celle-ci pour MNE mais aussi pour ses clients. — Sur la base de la simulation, définir et rédiger une proposition adaptée à chaque client. — Identifier quel moyen de communication et de contrôle-commande permettrait la mise en service d'une tarification dynamique.

Signature ou visa / Unterschrift oder Visum Responsable de l'orientation / Leiter/in der Vertiefungsrichtung:  1 Etudiant·e / Student/in: 	Délais / Termine Attribution du thème / Ausgabe des Auftrags: 13.05.2024 Présentation intermédiaire / Zwischenpräsentation: Semaine / Woche 26 (24-28.06.2024) Remise du rapport final / Abgabe des Schlussberichts: 23.08.2024, 12:00 Expositions / Ausstellungen der Diplomarbeiten: 23.08.2024 – Sion 26.08.2024 – Monthey 29.08.2024 – Visp Défense orale / HEI Mündliche Verfechtung: Semaine / Woche 35-36 (29.08-05.09.2024)
---	--

¹ Par sa signature, l'étudiant·e s'engage à respecter strictement la directive DI.1.2.02.07 liée au travail de bachelor.
Durch seine Unterschrift verpflichtet sich der/die Student/in, sich an die Richtlinie DI.1.2.02.07 der Diplomarbeit zu halten.



Tarification dynamique de l'électricité

Diplômant/e Valère de Tribolet

Objectif du projet

Évaluer l'effet d'un modèle de tarification dynamique (TD) entre MANN Naturenergie (MNE) et ses clients, en optimisant l'équilibre du groupe bilan grâce à la flexibilité des consommateurs.

Identifier un fournisseur de solution technique pour la TD.

Méthodes | Expériences | Résultats

Le travail est constitué en plusieurs étapes qui consistent en premier à visiter les clients de MNE afin d'estimer la flexibilité dont ils disposent. La deuxième étape implique de simuler l'impact financier de la flexibilité dans l'équilibrage du groupe bilan. Finalement, des fournisseurs potentiels sont contactés pour identifier s'ils peuvent proposer une solution technique traitant un signal de prix dynamique.

Trois clients ont pu être visités. Malheureusement, seuls deux disposent de flexibilité. Il s'agit du refroidissement de cuves de bière et de l'évacuation des boues d'un bassin d'épuration. La flexibilité totale identifiée s'élève à 145,8kW. La simulation sur les données de l'année 2023 a montré une potentielle réduction de près de 30% sur la facture liée aux déséquilibres (Fig. 1, point rouge). Bien que l'effet identifié soit significatif, la Figure 1, ci-dessous montre que plus la puissance de flexibilité augmente, moins la réduction de la facture est importante. Les pics de déséquilibre en sont la cause.

Parmi les quatre fournisseurs contactés, WAGO et Schneider Electric ont confirmé qu'ils proposent une solution technique pouvant traiter un signal variant à la minute près.

Travail de diplôme | édition 2024 |

Filière

*Energie et techniques
environnementales*

Domaine d'application
Énergies renouvelables

Professeur responsable
*Stéphane Genoud
stephane.genoud@hevs.ch*

Partenaire
*MANN Naturenergie GmbH &
Co. KG
Schulweg 8-14
DE-57520 Langenbach bei
Kirburg*

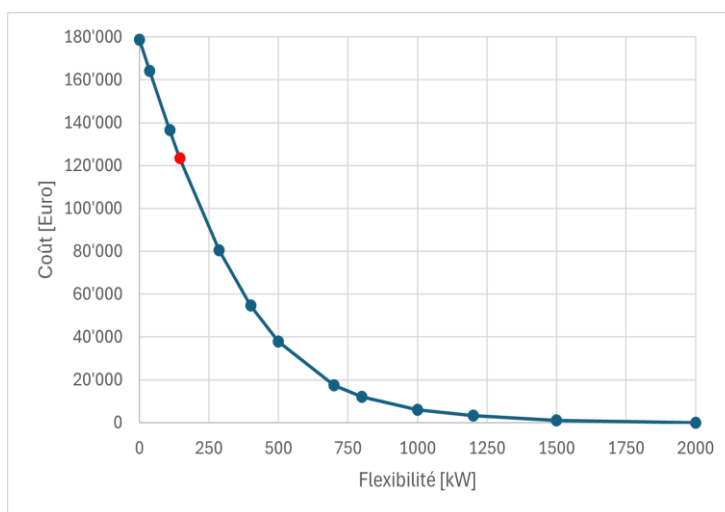


Fig. 1 : Évolution de la réduction de la facture liée aux déséquilibres quand la flexibilité totale augmente.



Dynamische Preisgestaltung für Elektrizität

Diplomand/in Valère de Tribolet

Ziel des Projekts

Bewertung der Wirkung einer dynamischen Strompreisgestaltung (DS) zwischen MANN Naturenergie (MNE) und seinen Kunden, wobei das Gleichgewicht des Bilanzkreises durch die Flexibilität der Verbraucher optimiert wird. Identifizierung eines Anbieters einer technischen Lösung für den DS.

Methoden | Experimente | Resultate

Die Arbeit besteht aus mehreren Schritten, die zunächst darin bestehen, die Kunden von MNE zu besuchen, um die ihnen zur Verfügung stehende Flexibilität zu schätzen. Der zweite Schritt beinhaltet die Simulation der finanziellen Auswirkungen der Flexibilität auf den Ausgleich des Bilanzkreises. Schließlich werden potenzielle Anbieter kontaktiert, um zu ermitteln, ob sie eine technische Lösung anbieten können, die ein dynamisches Preissignal verarbeiten kann.

Von drei besuchten Kunden verfügen nur zwei über Flexibilität. Dabei handelt es sich um die Kühlung von Biertanks und die Entsorgung von Schlamm aus einem Klärbecken. Die gesamte identifizierte Flexibilität beläuft sich auf 145,8kW. Die Simulation mit Daten von 2023 ergab eine potenzielle Senkung der durch Ungleichgewichte bedingten Rechnung um fast 30 % (Abb. 1, roter Punkt). Abb. 1 zeigt, dass mit steigender Flexibilitätsleistung die Rechnungskürzung sinkt. Die Ursache hierfür sind die Ungleichgewichtsspitzen.

Von den vier kontaktierten Anbietern bestätigten WAGO und Schneider Electric, dass sie eine technische Lösung anbieten, die ein minutengenau schwankendes Signal verarbeiten kann.

Diplomarbeit
| 2024 |

Studiengang
Energie und Umwelttechnik

Anwendungsbereich
Erneuerbare Energien

Verantwortliche/r Dozent/in
Stéphane Genoud
stephane.genoud@hevs.ch

Partner
MANN Naturenergie GmbH & Co. KG
Schulweg 8-14
DE-57520 Langenbach bei Kirburg

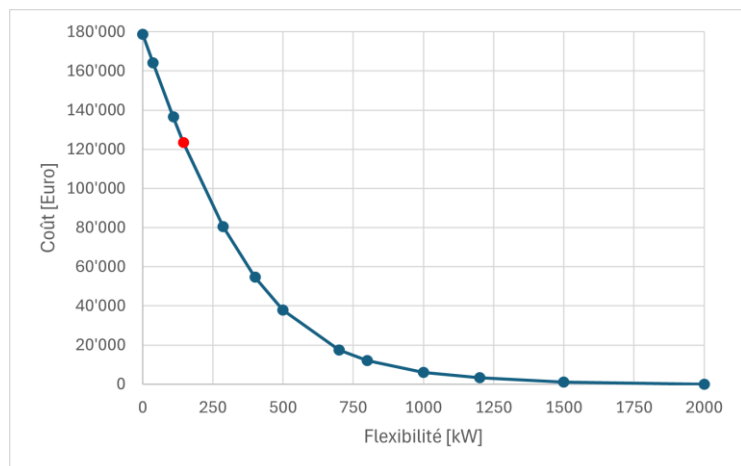


Abb. 1: Entwicklung der Reduzierung der durch Ungleichgewichte bedingten Rechnung bei steigender Gesamtflexibilität.

Remerciements

En tout premier, je souhaite particulièrement remercier Markus et sa famille. Ils m'ont accueilli chez eux avec tant de simplicité et de générosité. Je me souviens que Markus a tout de suite été friand de me faire visiter son entreprise ainsi que ses installations de production et de gestion d'énergie. Merci Markus de prouver qu'une activité industrielle est possible tout en respectant un engagement fort pour la durabilité. Merci de montrer que cela ne signifie pas forcément baisser son confort et que certains bénéfices peuvent même en être tirés. Merci Markus pour ta disponibilité, ta considération et ton attention malgré tes multiples responsabilités.

Merci à Julius, Pedro, Valeria et Luis pour la colocation « very international », de m'avoir intégré aussi rapidement et de m'avoir aidé à progresser en allemand (et en espagnol). J'ai passé d'excellents moments avec vous notamment lorsque j'avais besoin de décompresser, je vous en suis très reconnaissant.

Il ne le sait pas, mais mon prédécesseur, Valentin, m'a beaucoup aidé que ce soit par de petits conseils tout au long de mon séjour ou simplement en ayant ouvert une première voie en tant que diplômant au sein de MANN Naturenergie. Tu y as laissé une base de travail très solide sur laquelle j'ai pu m'appuyer. Valentin, merci pour ton appui et ce que tu as laissé ici sur place.

Mes proches ont joué un grand rôle en m'écoutant et en me conseillant lorsque j'ai rencontré des difficultés ou que j'ai dû faire des choix importants. Je vous remercie pour votre présence et nos partages.

Finalement, je souhaite témoigner ma reconnaissance envers mon professeur, Stéphane Genoud, sans qui cette expérience n'aurait jamais pu voir le jour. Tu m'as beaucoup apporté par ton expérience et ta connaissance, notamment quant au déroulement d'un travail de bachelor et les phases que l'étudiant traverse. Tu as su m'écouter, me rassurer et m'orienter lorsque j'étais perdu, inquiet et que je ne savais plus comment aller de l'avant. Un grand merci pour ton soutien, ton implication et ton accompagnement.

Résumé

MANN Naturenergie (MNE) est une entreprise qui vend de l'électricité aux consommateurs de son groupe bilan. Celui-ci subit des déséquilibres très coûteux lorsque la consommation n'est pas égale à l'approvisionnement. Ce travail vise à quantifier la réduction de ces coûts, en minimisant l'énergie d'équilibre grâce à la flexibilité des consommateurs industriels.

Pour ce faire, il est question d'identifier la flexibilité dont disposent les clients de MNE, de comprendre le fonctionnement du groupe bilan, de simuler la réduction des coûts et d'identifier le moyen technique qui permettrait le contrôle de la flexibilité.

Plusieurs scénarios ont permis de montrer que le potentiel de réduction est intéressant, allant jusqu'à plus de 40 % de réduction si toute la flexibilité identifiée est utilisée simultanément. Ces résultats nécessitent cependant de définir précisément la réelle disponibilité de la flexibilité et pourraient être complétés par quelques pistes d'amélioration.

Deux fournisseurs ont été identifiés pour proposer une solution technique correspondant aux besoins du projet.

Zusammenfassung

MANN Naturenergie (MNE) ist ein Unternehmen, das Strom an die Verbraucher in seinem Bilanzkreis verkauft. Dieser erleidet sehr kostspielige Ungleichgewichte, wenn der Verbrauch nicht gleich der Beschaffung ist. Ziel dieser Arbeit ist es, die Reduzierung dieser Kosten zu quantifizieren, indem die Ausgleichsenergie durch die Flexibilität der industriellen Verbraucher minimiert wird.

Dazu wird die Flexibilität, über die die Kunden von MNE verfügen, identifiziert, die Funktionsweise der Bilanzgruppe verstanden, die Kostensenkung simuliert und das technische Mittel identifiziert, das die Kontrolle der Flexibilität ermöglichen würde.

In mehreren Szenarien konnte gezeigt werden, dass es ein interessantes Reduktionspotenzial von bis zu über 40 % gibt, wenn die gesamte identifizierte Flexibilität gleichzeitig genutzt wird. Diese Ergebnisse erfordern jedoch eine genaue Bestimmung der tatsächlichen Verfügbarkeit der Flexibilität und könnten durch einige Verbesserungsansätze ergänzt werden.

Es wurden zwei Anbieter festgestellt, die eine technische Lösung anbieten konnten, die den Anforderungen des Projekts entsprach.

Table des matières

Remerciements	viii
Résumé	ix
Zusammenfassung	x
Table des matières	xi
Liste des figures	xiv
Liste des tableaux.....	xv
1. Introduction.....	1
1.1. Marché de l'électricité.....	1
1.1.1. <i>Historique</i>	1
1.1.2. <i>Prix de l'électricité</i>	1
1.1.3. <i>Tarification dynamique</i>	2
1.2. MANN Naturenergie	3
1.2.1. <i>Structure et activités</i>	3
1.2.2. <i>MANN Strom et groupe bilan</i>	5
1.3. Réfèrent au sein de MANN Naturenergie	7
1.4. Objectifs.....	8
1.5. Intégration de la durabilité	8
1.6. Structure du rapport.....	8
2. État de l'art	11
2.1. Modèles de tarification dynamique.....	11
2.2. Modèles de réponse à la demande.....	11
2.3. Bénéfices de la tarification dynamique	12
2.4. Utilisation de la tarification dynamique	13
2.5. Solution technique	14
3. Première estimation	15
3.1. Méthodologie	15
3.2. Application et paramètres	17
3.3. Résultats	18
3.4. Analyse.....	20

4.	Intérêt et potentiel des clients.....	23
4.1.	Méthodologie	23
4.2.	Visites des clients	23
4.3.	Résultats	24
4.4.	Analyse.....	24
	4.4.1. <i>Air comprimé</i>	26
5.	Équilibrage du groupe bilan	29
5.1.	Méthodologie	29
5.2.	Réalisation	29
5.3.	Résultats	30
	5.3.1. <i>Processus d'équilibrage</i>	30
	5.3.2. <i>Valeurs d'équilibrage</i>	33
5.4.	Analyse.....	34
6.	Simulation	37
6.1.	Méthodologie	37
6.2.	Scénarios	38
6.3.	Résultats	38
6.4.	Analyse.....	39
6.5.	Essais supplémentaires	42
	6.5.1. <i>Énergie d'équilibre sur l'Intraday</i>	42
	6.5.2. <i>Flexibilité grâce à la batterie de MANN Naturenergie</i>	43
7.	Solution technique.....	47
7.1.	Méthodologie	47
7.2.	Prise de contact	47
7.3.	Résultats et analyse	48
8.	Proposition.....	49
8.1.	MANN Naturenergie	49
8.2.	Westserwald-Brauerei.....	49
8.3.	Verbandsgemeindewerke Hachenburg	50
9.	Conclusion	51
9.1.	Résumé et rappel des résultats	51
9.2.	Alignement avec les objectifs définis	51
	9.2.1. <i>Flexibilité des clients</i>	51
	9.2.2. <i>Simulation</i>	52
	9.2.3. <i>Fournisseur</i>	52
	9.2.4. <i>Propositions</i>	52
9.3.	Perspectives	52
9.4.	Difficultés rencontrées.....	53

Bibliographie.....	55
Lexique	59
A Fiches d'évaluation.....	61
<i>Goerg & Schneider.....</i>	<i>61</i>
<i>Maschinenbau Strunk</i>	<i>61</i>
<i>Theodor Stephan</i>	<i>62</i>
<i>Verbandsgemeinwerke Hachenburg.....</i>	<i>63</i>
<i>Westerwald-Brauerei.....</i>	<i>67</i>

Liste des figures

Figure 1 : MANN Naturenergie, Langenbach bei Kirburg	4
Figure 2 : Puissance maximale annuelle dépassée (client HUF)	21
Figure 3 : Courbe de charge de TS.....	25
Figure 4 : Courbe de charge de WWB	25
Figure 5 : Équilibre et échanges en Day-Ahead	31
Figure 6 : Échanges Intraday	32
Figure 7 : Correction énergie d'équilibre	33
Figure 8 : Volatilité du prix de l'énergie d'équilibre	35
Figure 9 : Échanges d'énergie d'équilibre	40
Figure 10 : Évolution de la facture d'énergie d'équilibre entre les trois scénarios	41
Figure 11 : Réelle évolution de la facture d'énergie d'équilibre	41
Figure 12 : Échanges journaliers - Énergie d'équilibre	44
Figure 13 : Prix classés de l'énergie d'équilibre	46
Figure 14 : Concasseur	62
Figure 15 : Anciennes pompes (3 de gauche) et pompe actuelle (à droite)	64
Figure 16 : Bassin 3 d'eau potable	64
Figure 17 : Pompe pour le nettoyage des filtres (à droite)	64
Figure 18 : Plaquette de la pompe pour le nettoyage	64
Figure 19 : Déblayeur 1	65
Figure 20 : Bassin de dessablage et dégraissage	65
Figure 21 : Bassin de sédimentation	65
Figure 22 : Déblayeur 2	65
Figure 23 : Turbocompresseurs	66
Figure 24 : Plaquette des turbocompresseurs	66
Figure 25 : Cuves de bière	67
Figure 26 : Les trois moteurs des compresseurs	67

Liste des tableaux

Tableau 1 : Consommation 2023 au sein du GB	6
Tableau 2 : Noms des huit variantes de la première estimation	16
Tableau 3 : Clients et prix de l'énergie pour la première estimation	17
Tableau 4 : Résultats de la première estimation, Goerg & Schneider (G&S)	18
Tableau 5 : Résultats de la première estimation, HUF Haus (HUF)	18
Tableau 6 : Résultats de la première estimation, Maschinenbau Strunk (MS)	19
Tableau 7 : Résultats de la première estimation, Westerwald-Brauerei (WWB)	19
Tableau 8 : Potentiel de flexibilité des clients visités	24
Tableau 9 : Équilibre du GB	33
Tableau 10 : Échanges Day-Ahead, Intraday et énergie d'équilibre.....	34
Tableau 11 : Liste des scénarios.....	38
Tableau 12 : Impact scénario WWB.....	38
Tableau 13 : Impact scénario VGWE	39
Tableau 14 : Impact scénario WWB + VGWE.....	39
Tableau 15 : Économie possible de l'énergie d'équilibre sur l'Intraday	42
Tableau 16 : Impact scénario MNE	45
Tableau 17 : Impact scénario WWB + VGWE + MNE	45
Tableau 18 : Résultats – Solution technique.....	48

1. Introduction

1.1. Marché de l'électricité

1.1.1. Historique

Historiquement, dès le début du XXe siècle, le marché européen de l'électricité était dominé par des monopoles souvent détenus par l'État. Cela signifiait que la production, le transport et la distribution étaient assurés par une seule et même entreprise, ce qui limitait considérablement la concurrence et freinait l'innovation [1], [2].

À la suite des États-Unis, les pays européens commencent à libéraliser le marché de l'énergie entre 1980 et 1990. La Commission européenne assume alors un rôle particulièrement crucial en établissant les lignes directrices de cette réforme. En 1988, elle propose un document de travail intitulé « Le marché intérieur de l'énergie », visant à harmoniser les prix, assurer leur transparence et interconnecter les réseaux électriques de l'Union européenne (UE).

Une directive en 1996 permet ensuite l'ouverture progressive de la concurrence sur le marché de l'électricité et l'accès des tiers aux réseaux. La libéralisation est renforcée une nouvelle fois en 2003 avec l'adoption de nouvelles directives par l'UE. Ces directives ont pour premier objectif de finaliser l'ouverture de la concurrence, permettant à chaque client de choisir son fournisseur d'électricité d'ici à 2007. Deuxièmement, elles visent à séparer les secteurs de l'approvisionnement de ceux de la gestion des réseaux afin d'éviter les conflits d'intérêts. Troisièmement, des régulateurs nationaux sont instaurés avec pour mission de surveiller les marchés et d'assurer une concurrence équitable [3].

Cette libéralisation du marché permet alors l'intégration de celui-ci qui consiste à transformer les marchés nationaux en un seul marché compétitif à l'échelle de l'Europe incluant notamment des marchés de gros et de détail [4].

La plaque cuivrée européenne prend donc peu à peu forme et est aujourd'hui principalement régulée par la bourse European Energy Exchange (EEX).

1.1.2. Prix de l'électricité

Une bourse telle que l'EEX détermine le prix de l'électricité pour le marché de gros en Europe, lequel est ensuite utilisé pour définir le prix du marché de détail.

Le prix du marché de détail, appliqué aux consommateurs finaux, est déterminé par trois composantes : le prix de l'électricité consommée, les frais de livraison (réseau) et les taxes et redevances. Chaque composante est définie différemment selon les pays. Toutefois, le facteur le plus influent dans la détermination du prix de l'électricité consommée reste le prix de gros.

Ce prix est basé sur le principe du merit order appliqué au coût marginal, qui représente le coût de production d'un MWh supplémentaire pour un producteur d'électricité. Généralement, les productions renouvelables présentent un coût marginal inférieur à celui des autres sources de production.

Le merit order consiste à classer, dans l'ordre croissant, les producteurs d'électricité en fonction de leur coût marginal et à les activer dans cet ordre en fonction de la demande. Ainsi, la dernière centrale de production activée détermine le prix de la bourse qui s'applique à tous les producteurs.

Ce système permet de garantir l'approvisionnement tout en donnant la possibilité aux producteurs d'électricité de couvrir leurs coûts de production. De plus, il incite les producteurs à ne pas augmenter leurs prix [5].

Le marché de l'électricité est globalement divisé en trois temporalités. Premièrement, le marché à terme où l'électricité est achetée au préalable de la livraison physique, généralement jusqu'à trois ans en avance. Cela permet de diminuer les risques engendrés par les variations de prix du marché au comptant (SPOT). Ce deuxième marché accueille d'abord les échanges réalisés la veille pour le lendemain selon les prix Day-Ahead, puis ceux ayant lieu quelques minutes avant la livraison physique selon les prix Intraday. Cela permet d'équilibrer à l'avance le mieux possible la production et la consommation sur le réseau. Troisièmement, le marché d'équilibrage réalise, comme son nom l'indique, des échanges en temps réel afin d'équilibrer les échanges qui n'ont pas pu être ajustés dans le Day-Ahead et l'Intraday. Cela permet notamment d'éviter les coupures de courant qui seraient causées par un décalage entre l'offre et la demande. [5].

1.1.3. Tarification dynamique

Le prix de l'électricité sur le marché de gros (ou marché spot) représente alors en direct l'équilibre entre l'offre et la demande. Il donne ainsi un signal de prix fort, variable et fidèle à la situation réelle, que l'on peut nommer tarif dynamique ou tarification dynamique (TD). Les énergies renouvelables qui produisent de manière intermittente sont donc facilement intégrables dans le marché de l'électricité.

En résumé, un prix faible indique une électricité renouvelable abondante, alors qu'un prix élevé traduit une demande élevée qui doit être comblée par une production à base de ressources fossiles. Un tarif dynamique offre ainsi aux distributeurs le potentiel d'indiquer les moments où l'électricité est produite de manière renouvelable via un prix faible et par conséquent, incite la consommation durant ces périodes.

L'intérêt d'un tel système de tarification est grand et multiple. Si à première vue, il permet aux consommateurs d'optimiser leurs factures énergétiques, ce n'est, en réalité, qu'un de ses nombreux avantages. La transition énergétique promeut le développement des énergies renouvelables, qui en produisant de manière intermittente, ne peuvent que difficilement s'adapter à la consommation. À l'inverse, le système a justement été conçu de sorte à répondre à la demande. Il devient alors compréhensible que la consommation doit se flexibiliser pour s'adapter à la production. Par ailleurs, la volatilité des prix qui s'observe de plus en plus souvent et

dans des extrêmes toujours plus intenses confirme que la flexibilité du système énergétique est indispensable et urgente [5].

Selon l'EPEX SPOT SE, il existe plusieurs moyens pour augmenter la flexibilité du système, ils parlent notamment de stockage, de couplage sectoriel, des marchés de flexibilités et de réponse à la demande. C'est ce dernier élément proposé qui va nécessiter la tarification dynamique (cf. Modèles de réponse à la demande) [5].

D'un point de vue légal, la tarification dynamique est également mise en avant. La directive de l'UE publiée en 2019 stipule que les consommateurs finaux utilisant des compteurs électriques intelligents doivent pouvoir bénéficier de contrat de tarification dynamique. Les fluctuations des prix sur le marché spot sont à transcrire dans ces contrats de manière que les consommateurs puissent en profiter [6].

En Allemagne par exemple, ce n'est que depuis le 1^{er} janvier 2023 que les fournisseurs d'électricité comptant plus de 100'000 clients doivent proposer une possibilité de tarification dynamique [7].

Le sujet est donc récent et encore peu développé.

1.2. MANN Naturenergie

L'exemple de l'Allemagne est intéressant, car ce travail de bachelor est réalisé dans ce pays au sein de l'entreprise MANN Naturenergie GmbH & Co. KG (MNE) située à Langenbach bei Kirburg, un petit village de la Rhénanie-Palatinat.

1.2.1. Structure et activités

L'entreprise comporte plusieurs domaines d'activités que son fondateur, Markus Mann, a su développer et coordonner au fil des années en intégrant bon nombre d'innovations. Les efforts et les décisions avant-gardistes du chef d'entreprise ont plusieurs fois été récompensés par de multiples prix que ce soit dans les domaines d'activité de MNE ou pour la protection du climat [8].

Westerwälder Holzpellets

Créée en 2001, Westerwälder Holzpellets (WWP) est la première production de pellets de bois à grande échelle en Allemagne. Aujourd'hui, elle allie production d'énergie, scierie et production de pellets. Cette multidisciplinarité permet une exploitation optimisée des ressources entrant sur le site de Langenbach. L'entreprise est principalement livrée en troncs d'arbres, puis des planches destinées à l'emballage industriel et à la fabrication de palettes sont produites par la scierie. Les chutes de coupe, les déchets de cette exploitation et le bois de qualité insuffisante sont utilisés pour la production des pellets de bois. Enfin, la biomasse inexploitable est valorisée dans la centrale de cogénération produisant chaleur et électricité. Les ressources du soleil et du vent sont également exploitées avec une utilisation quasi-totale des surfaces ensoleillées pour la production photovoltaïque (cf. **Error! Not a valid bookmark self-reference.** [9]) et la présence de plusieurs éoliennes au sommet de la colline voisine [9]. Depuis 2021, une batterie de 1.4 MWh

a été installée sur le site, sa mission est de combler les intermittences des énergies renouvelables, procéder à du peak-shaving et contribuer à la stabilité du réseau électrique européen [10].



Figure 1 : MANN Naturenergie, Langenbach bei Kirburg

Electromobilité

L'entreprise promeut la mobilité électrique. Depuis plusieurs années, elle encourage techniquement et financièrement ses collaborateurs à opter pour ce moyen de locomotion. Dès 2022, elle a elle-même investi dans des camions électriques pour la livraison de pellets de bois. Dans ce développement, un premier travail de bachelor au sein de MNE a été mené en 2023. Il s'agissait d'optimiser la charge des camions électriques en incluant la batterie, les productions et les consommations d'électricité de MNE et les prix spot, un réel défi de flexibilité [11].

Chauffage Bois Anzère (CBA)

La famille Mann possédant une résidence secondaire dans le village d'Anzère en Valais, elle a été confrontée au problème général de vieillissement des chauffages à mazout. C'est pourquoi Markus Mann a porté le projet de chauffage à distance à pellets pour alimenter le centre du village [12].

MANN Strom

Markus Mann ayant déjà une activité de vente d'électricité, il a créé Mann Strom (MSt) en 2008. Il s'agit de sa propre marque de courant électrique 100 % renouvelable pour laquelle il a déjà plusieurs fois été récompensé. C'est dans ce troisième domaine d'activité que se déroule ce travail.

1.2.2. MANN Strom et groupe bilan

Les clients de MSt sont regroupés dans le groupe bilan de MNE. Un groupe bilan (GB) est une entité du modèle du marché de l'énergie qui permet d'équilibrer la consommation et la production sur le marché de l'électricité. Généralement, un GB peut être formé pour le gaz ou pour l'électricité et est géré par un responsable vis-à-vis du gestionnaire de réseau de transport (GRT) en question. Dans le cadre de l'électricité, le GB permet de regrouper virtuellement des consommateurs et/ou des producteurs dans un seul « compte » pour lequel les entrées et les sorties vis-à-vis du réseau doivent être équivalentes à chaque quart d'heure [13].

Afin de gérer au mieux l'équilibre, le responsable annonce chaque jour une prévision de consommation et de production pour le lendemain. En cas de déséquilibre, il peut vendre ou acheter de l'électricité sur le marché du Day-Ahead jusqu'à midi pour le lendemain, ce sont généralement des transactions à l'heure [14]. Depuis 15h la veille jusqu'à 5 minutes avant le temps effectif, il peut encore affiner son équilibre en concluant des transactions au quart d'heure dans le marché Intraday [15]. MNE a mandaté la municipalité de Schwäbisch Hall (SH) pour réaliser ces opérations d'équilibrage.

En temps réel, l'équilibre du groupe bilan est mesuré par le GRT et le déséquilibre est facturé au prix de l'énergie d'équilibre (AE, Ausgleichsenergie en allemand) qui est généralement le prix le plus élevé [13]. Outre l'obligation légale [16], [17], ce prix plus élevé incite les responsables de GB à tenir le meilleur équilibre possible, notamment avec de bons modèles de prévision.

Pour MNE, cette énergie d'équilibre est facturée jusqu'à huit mois après la livraison, en partie, car les compteurs ne communiquent pas en temps réel les mesures de consommations. Le GB doit donc subir ses écarts en les découvrant qu'à posteriori lors de la facturation.

Pour se représenter l'importance du coût de l'énergie d'équilibre, MNE a payé plus de 170'000 Euro pour cela en 2023.

Les consommateurs

Le GB de MNE comporte quatre profils de clients que sont les SLP, les TLP, les RLM et deux services municipaux (Stadtwerke en Allemand). À chaque type de clients, des modèles de prévision différents sont appliqués pour l'équilibrage des GB.

Standardlastprofil (SLP) : traduit par « profil de charge standard », ce sont les industriels et les consommateurs finaux de moins de 100MWh/an pour lesquels une courbe de charge standard est appliquée dans les prévisions.

Tagesparameterabhängige Lastprofile (TLP) : littéralement « profil de charge dépendant des paramètres journaliers », cette catégorie représente les installations dont la consommation varie en fonction de la température extérieure. Les prévisions dépendent logiquement de ce facteur. Il s'agit principalement des pompes à chaleur et des chauffages à accumulation.

Registrierende Leistungsmessung (RLM) : en français « mesure de la puissance enregistrée », cette catégorie regroupe les consommateurs de plus 100MWh par année. Une prévision spécifique à chaque consommateur est alors appliquée.

L'énergie destinée aux deux Stadtwerke leur est directement revendue. Aucune prévision n'est donc nécessaire.

Le Tableau 1 ci-dessous présente la consommation des clients de MNE en 2023.

Tableau 1 : Consommation 2023 au sein du GB

Catégorie de clients	Consommation [GWh]
SLP	34.3
TLP	3.5
RLM	31.4
Stadtwerke	102.8

L'approvisionnement

Le fournisseur d'électricité de MNE est la municipalité de Schwäbisch Hall (SH). Pour les clients SLP, les TLP et les petits RLM, MNE achète une quantité d'électricité (peak et base) correspondant à la somme de la consommation de ces clients. Pour les autres consommateurs RLM et les deux Stadtwerke, MNE se fournit spécifiquement selon les profils de chaque client. L'électricité achetée est uniquement issue des énergies renouvelables, notamment de la force hydraulique norvégienne. Ceci est assuré grâce aux garanties d'origines.

Les achats de MNE sont répartis par trimestre, car si le prix varie au cours de l'année, cela permet de réduire le coût moyen de l'énergie, par exemple en compensant un trimestre cher avec un trimestre meilleur marché. L'objectif de MNE est d'avoir conclu tous ses achats minimum six mois avant le début de l'année de livraison.

Ces achats sont complétés par les énergies renouvelables locales principalement du solaire et de l'éolien. Il s'agit d'une part d'énergie produite sur le site de Langenbach bei Kirburg, bien que celle-ci soit quasiment entièrement

autoconsommée sur place, et d'autre part, des contrats PPA (Power Purchase Agreement) convenus avec des éoliennes ou des centrales PV de la région.

N.B. : Les déséquilibres du GB ne dépendent que des consommations exactes des clients RLM. En effet, les courbes de charge standard des clients SLP et TLP sont appliquées dans l'équilibre du GB et comme mentionné précédemment, l'énergie destinée aux deux Stadtwerke leur est directement revendue.

Vision

L'entreprise MANN Naturenergie affirme une vision axée vers une empreinte écologique la plus faible possible. Effectivement, il a pu être montré précédemment que l'entreprise investit beaucoup pour cette cause, notamment grâce à l'innovation. Elle souhaite justement intégrer un modèle de tarification dynamique au sein de son GB en vue des intérêts mentionnés précédemment. Elle souhaite également pouvoir utiliser la flexibilité des clients pour équilibrer le GB en temps réel et minimiser la facture de l'énergie d'équilibre. La motivation principale pour les clients est financière. Premièrement en consommant lorsque le prix est faible réduisant ainsi la facture énergétique, et deuxièmement en recevant une rétribution lorsque leur flexibilité sert à équilibrer le GB.

Le GB pourrait notamment réagir à la volatilité des prix de manière à en tirer profit. Une première étape a déjà été franchie en termes de tarification dynamique avec le travail de bachelor réalisé en 2023 sur l'optimisation de la charge des camions électriques. En effet, cela a permis d'adapter la charge des camions en partie en fonction du prix Day-Ahead, voilà une prémisse de l'utilisation de la tarification dynamique.

Le travail qui est mené ici représente une sorte d'étude d'avant-projet cherchant à quantifier les intérêts de la tarification dynamique au sein du GB et d'identifier un moyen technique à sa mise en place.

1.3. Référent au sein de MANN Naturenergie

L'intérêt de MNE dans ce travail est de pouvoir se rendre compte du potentiel de la TD dans son GB. La relation qu'elle entretient avec ses clients étant tout de même en jeu, ce travail est encadré sur place par Markus Mann. Il occupe une position de référent dans ce travail et peut superviser et orienter le travail selon les besoins de l'entreprise.

1.4. Objectifs

Pour mener ce travail, quatre objectifs sont à remplir, voici leur formulation :

1. Évaluer l'intérêt des clients de MNE pour une tarification dynamique et la flexibilité dont ils disposent.
2. Simuler le fonctionnement d'une tarification dynamique et évaluer la rentabilité de celle-ci pour MNE, mais aussi pour ses clients.
3. Sur la base de la simulation, définir et rédiger une proposition adaptée à chaque client.
4. Identifier quel moyen de communication et de contrôle-commande permettrait la mise en service d'une tarification dynamique.

1.5. Intégration de la durabilité

Cette étude s'inscrit entièrement au sein des objectifs de développement durable que l'ONU a adopté en 2015. L'objectif 7 : Énergie propre et d'un coût abordable et l'objectif 13 : Mesures relatives à la lutte contre les changements climatiques, sont particulièrement concernées. En effet, en étudiant l'intégration d'une TD au sein du GB de MNE, le projet cherche à mettre en avant un contrôle plus flexible de l'énergie, favorisant ainsi l'intégration des énergies renouvelables et réduisant la nécessité des productions fossiles.

Cette stratégie renforce la fiabilité de l'approvisionnement en électricité et permet de la consommer lorsqu'elle est davantage abordable et verte. Par conséquent, MANN Naturenergie et ses clients diminuent leur empreinte carbone.

De plus, ce mode de consommation ciblée peut probablement répondre à l'objectif 12 : Consommation et production responsable.

1.6. Structure du rapport

Chaque étape de cette étude dépendant des résultats et des conclusions qui émergent du chapitre précédent, le rapport cherche à guider le lecteur à travers ce déroulement, présentant consécutivement méthode, application, résultats et analyse de chaque étape.

À la suite de l'**Introduction** qui définit le cadre et le but de la recherche, une revue de la littérature expose au chapitre **2**, les pratiques actuelles concernant la tarification dynamique et la réponse à la demande. Elle permet de motiver les raisons de cette étude et d'appuyer le choix de la méthodologie pour la **Première estimation**.

Les résultats étant peu concluants et sans intérêts pour MNE, l'élaboration et la **Simulation** d'un nouveau modèle d'application de la tarification dynamique est souhaité. Cependant, celui-ci nécessite deux éléments. D'abord connaître le potentiel de flexibilité de quelques clients de MNE, puis savoir où appliquer la flexibilité des clients en comprenant comment le GB est équilibré.

Le chapitre **4, Intérêt et potentiel des clients** et le chapitre **5, Équilibrage du groupe bilan** présentent ces deux étapes.

La simulation est donc détaillée au chapitre **6** et évalue le potentiel d'économie financière que permettrait l'usage de la flexibilité des clients pour compenser les déséquilibres du GB.

Une TD ne pouvant pas fonctionner sans automate, le chapitre **7, Solution technique** explique comment les fournisseurs compétant ont été recherchés. Le troisième objectif est volontairement traité en dernier, car les recommandations qu'il contient découlent des résultats obtenus en amont.

Pour terminer, un compte-rendu du travail et les potentielles suites sont exposés au chapitre **9, Conclusion**.

N.B. : De nombreux acronymes sont utilisés dans ce rapport. Afin de fournir une aide au lecteur, un **Lexique** est disponible en fin de document.

2. État de l'art

2.1 Modèles de tarification dynamique

Selon ces deux revues [18], [19], il existe plusieurs modèles de tarification dynamique, dont voici un descriptif :

Time of Use (TOU)

C'est un tarif prédéterminé variant heure par heure (tarif horaire), le prix aux heures de pointe est élevé et baisse lors des heures creuses.

Superpeak TOU (STOU)

C'est un système TOU où les heures pleines sont moins nombreuses (généralement 4h). Il permet de générer un signal plus fort.

Critical Peak Pricing (CPP)

Le prix est élevé pendant quelques heures de manière fixe et identique de jours en jours alors que le reste du temps, le tarif est réduit. Un signal de prix très fort en est dégagé.

Variable Peak Pricing (VPP)

Il s'agit du même fonctionnement que pour le CPP à la différence près que le prix des heures de pointe varie chaque jour. Le prix est tout de même communiqué en avance aux consommateurs.

Real Time Pricing (RTP)

Le prix varie à l'heure ou au quart d'heure et sa valeur est définie selon la bourse (prix SPOT). Il permet de représenter les coûts réels de l'offre.

Peak Time Rebates (PTR)

C'est le contraire du CPP, c'est-à-dire que pour une consommation inférieure à la quantité de référence, un rabais sur le prix est alloué pendant les heures de pointe. La consommation est compensée ultérieurement.

2.2 Modèles de réponse à la demande

Comme mentionné dans l'introduction, la tarification dynamique n'est réellement qu'un moyen pour entraîner de la flexibilité chez la demande par le principe d'élasticité prix. Cette flexibilité engendrée est nommée réponse à la demande (RD).

En outre, plusieurs articles [20], [21], décrivent un deuxième modèle de RD composé de six méthodes basées sur un principe incitatif. Il s'agit de recevoir une compensation habituellement financière contre une diminution de la consommation lors des moments critiques sur le réseau électrique.

Voici un descriptif des six fonctionnements :

1. Contrôle direct de la charge

Cette méthode permet à l'opérateur de piloter en direct certains consommateurs d'un client afin de les désactiver avec un préavis très court. Une contrepartie financière est la plupart du temps créditée sur la facture d'électricité du client en question.

2. Service interruptible ou réductible

Partie intégrante du tarif du client, ce système permet à ce dernier une réduction sur sa facture pour une baisse ou un arrêt de la consommation à un niveau préétabli.

3. Appel d'offres ou rachat de la demande

Sur le marché de gros, les grands consommateurs sont motivés à lancer des appels d'offres pour réduire leur consommation à un prix auquel ils sont prêts à le faire. Si une offre est prise, celle-ci doit être accomplie au risque de recevoir des pénalités.

4. Réponse à la demande d'urgence

Des paiements incitatifs sont attribués aux clients qui réduisent leur consommation en fonction de la quantité réduite.

5. Marché de la capacité

Un client s'engage à se tenir prêt à baisser sa consommation de manière prédéfinie. Pour son « attente », il perçoit des paiements selon les prix du marché de la capacité, ces montants sont complétés lorsque la réduction est effectivement demandée par l'opérateur. S'il ne peut pas tenir son engagement, des pénalités peuvent être exercées.

6. Marché des services auxiliaires

Les clients disposant de potentiels de réduction importants peuvent proposer des réductions sur les marchés des opérateurs en tant que réserve opérationnelle. Les prix du marché des services auxiliaires s'appliquent pour la période d'attente alors que les prix SPOT s'appliquent pour la réduction.

Au terme de ce descriptif, une RTP agissant sur l'élasticité prix pour générer de la RD semble le plus adapté pour l'équilibre d'un groupe bilan, car celui-ci varie rapidement (de l'ordre du quart d'heure). Une RTP au quart d'heure serait donc nécessaire. Il est alors important de déterminer si ce modèle s'avère potentiellement intéressant vis-à-vis d'un tarif traditionnellement fixe.

2.3 Bénéfices de la tarification dynamique

Les auteurs Dutta et Mitra [18] décrivent l'équilibre entre risque et rentabilité des différents modèles de tarification dynamique en comparaison au modèle de prix fixe. La RTP semble alors permettre les meilleurs retours financiers au détriment d'un risque au moins aussi élevé que les retours. En revanche, le PTR semble proposer une économie intéressante avec des risques très faibles.

Un deuxième article portant exclusivement sur la RTP [22], confirme, à travers un exercice de simulation, que ce modèle de TD offre des bénéfices pour un consommateur qui peut facilement adapter sa consommation en fonction du prix. Elle permet effectivement de baisser la consommation lors des heures pleines et ainsi de diminuer la nécessité de compléter la production renouvelable par les autres moyens de production électrique. Cette étude souligne également que les risques sont élevés vis-à-vis de la volatilité, spécifiquement lors des pics de prix où la facture peut s'avérer très élevée si la consommation ne peut pas être massivement réduite. De plus, cela demande une certaine éducation du consommateur en termes de compréhension du prix et de l'adaptation qui doit en découler. Les coûts d'investissement peuvent également être considérables et donc amortis seulement à long terme.

Une expérience menée à Washington D.C. dans le marché de détail a cherché à comparer trois modèles de TD que sont : la RTP, la CPP et la PTR [23]. Il ressort que les deux premiers modèles semblent être similairement plus efficaces que la PTR. Les risques mentionnés sont plus ou moins les mêmes, il est effectivement question de volatilité des prix et de la gestion de la consommation qui en découle. Selon l'article, ce qui freine l'efficacité de la PTR est d'une part que le client a toujours la possibilité de ne pas réduire sa consommation en payant le plein tarif, et d'autre part qu'il est compliqué de définir le niveau de référence à partir duquel le rabais sera accordé et que cette référence peut être gonflée par le client afin d'augmenter le rabais.

2.4 Utilisation de la tarification dynamique

Malgré des recherches peu fructueuses concernant l'utilisation de la tarification dynamique dans l'industrie et d'éventuelles méthodes de tarification dynamique applicables à un groupe bilan, quelques articles ont pu être relevés portant sur des cas concrets de RTP à l'heure, annoncé un jour à l'avance.

La première étude montre que la consommation lors des heures pleines a effectivement pu être réduite grâce à ce système de tarification [24]. Une particularité est soulevée dans la RD des consommateurs disposant de générateurs auxiliaires. En effet, si le prix devient trop élevé, il est plus intéressant pour eux d'utiliser leur génératrice pour subvenir à leur consommation électrique. Celle-ci s'efface alors du réseau et augmente ainsi leur RD.

Le deuxième article explique que les industries étudiées ont pu adapter leur planification en fonction du prix. Par exemple, un consommateur et son distributeur se sont coordonnés afin de décharger le réseau lors des heures de pointe en décalant l'utilisation d'un four. Le gain est alors partagé entre les deux parties. Au terme de cet exemple, il est mentionné qu'il serait intéressant de développer un fonctionnement qui permette à l'usine de connaître en temps réel la charge du réseau et sa propre charge, afin d'adapter au mieux sa consommation et donc d'augmenter le gain [25]. Ici, apparaissent les prémises d'un système qui pourrait s'appliquer à un groupe bilan.

Quelques autres publications ont été faites sur des systèmes de tarification dynamique, mais la variation des prix n'est jamais plus rapide que l'heure [26], [27]. Un projet aux Pays-Bas, nommé Enexis, a utilisé des appareils intelligents et connectés pour adapter automatiquement la consommation aux prix horaires annoncés la veille pour le lendemain.

En effet sur le marché de détail, plusieurs fournisseurs proposent une tarification dynamique sur le Day-Ahead. Certains fournissent les appareils de commande et/ou les compteurs intelligents pour connaître la consommation en temps réel et/ou pour contrôler automatiquement les appareils électriques du ménage [7], [28].

Les fournisseurs (Stadtwerke) locaux ont été contactés pour obtenir plus d'informations que celles disponibles publiquement, mais aucun n'a répondu aux sollicitations. Selon les informations publiques seules certaines proposent des tarifs dynamiques et une fois de plus, cela s'adresse au marché de détail et fonctionne avec des prix à l'heure [29], [30], [31]. Il n'est généralement pas spécifié si l'adaptation de la consommation peut être gérée automatiquement, ni par quel appareil cela serait possible.

2.5 Solution technique

Pour automatiser la réponse à la demande chez un client, il a déjà été mentionné précédemment qu'il est nécessaire de mesurer la consommation de celui-ci en temps réel, afin de pouvoir réagir automatiquement à un signal de prix.

Pour ce faire, quelques articles présentent un horizon du type d'appareils à utiliser et leur architecture [32], [33]. Des compteurs intelligents, ou Smart meters en anglais, permettent de mesurer notamment la puissance d'un consommateur en temps réel ou de recevoir des commandes à effectuer sur le consommateur. Un système de collecte de données permet de faire le lien entre le smart meter et le système de gestion, c'est-à-dire l'automate. Ce dernier est programmé de sorte à gérer les consommations en fonction du signal de prix qu'il reçoit.

3. Première estimation

3.1. Méthodologie

Le premier objectif permet de chiffrer la flexibilité que les clients pourraient utiliser pour répondre aux fluctuations du prix. L'état de l'art a permis de constater que le système de TD le plus répandu repose sur un tarif variant à l'heure. Par conséquent, une première simulation est réalisée afin d'estimer le profit qu'un client pourrait tirer d'une TD à l'heure. Cela permet également d'avoir un premier modèle et une première approximation à présenter aux clients lors des visites.

Pour ce faire, les logiciels robotron*epredict (epredict) et Excel sont utilisés en exploitant les données de consommation de quatre clients indiqués par le référent. Cette première estimation est réalisée sur les données de 2023.

Une référence est d'abord établie selon le contrat signé avec MNE pour connaître la facture que le client paie sous le modèle actuel. Ce modèle facture un prix fixe par kWh consommé (ex : 12cts/kWh) et un prix par kW de puissance maximale annuelle (ex :170€/kW), à cela s'ajoute le coût de l'utilisation du réseau et les taxes/redevances. Seul les frais de l'énergie et de la puissance maximale annuelle sont considérés, car les autres coûts ne vont pas varier.

Les données disponibles étant des mesures de la puissance (P) consommée par un client tous les quarts d'heure, le coût de l'énergie ($C_{én\ 1/4h}$) est calculé pour chaque quart d'heure à partir du prix l'énergie ($p_{én}$) selon l'Equation 1. Le coût de l'énergie pour une période donnée ($C_{én}$) peut donc être obtenu en additionnant le coût de l'énergie de tous les quarts d'heure de cette période (cf. Equation 2).

$$C_{én\ 1/4h} = \frac{P}{4} \cdot p_{én}$$

Equation 1

$$C_{én} = \sum C_{én\ 1/4h}$$

Equation 2

Le coût dû à la puissance maximale annuelle (C_{Pmax}) peut être calculé avec l'Equation 3 et le prix de la puissance maximale annuelle (p_{Pmax}).

$$C_{Pmax} = P \cdot p_{Pmax}$$

Equation 3

Le coût total est ensuite calculé grâce à l'Equation 4.

$$C_{tot} = C_{én} + C_{Pmax}$$

Equation 4

Plusieurs variantes sont établies :

1. Tarif dynamique (TD) : le prix Day-Ahead de l'énergie sur le marché de gros (incluant la marge de MNE) est utilisé pour calculer le coût total si, heure par heure, le prix du day-Ahead était appliqué à la consommation du client.
2. Tarif dynamique + réponse à la demande (TD + RD) : une réponse à la demande est ajoutée. Pour chaque jour durant les heures d'activités du client (par exemple entre 05h00 et 18h00), 20 % de la consommation des deux heures les plus chères est reporté aux deux heures les moins chères.
3. Tarif dynamique + réponse à la demande + puissance maximale (TD + RD + Pmax) : une protection de la puissance maximale annuelle est ajoutée à la variante précédente. Cela signifie que si, avec les 20 % supplémentaires, la puissance à une heure bon marché dépasse la puissance maximale annuelle, les 20 % excédentaires sont reportés à la troisième heure la moins chère, et ainsi de suite, jusqu'à ce que la puissance maximale annuelle ne soit pas dépassée.
4. Pour la variante 2 et 3, le pourcentage de 20 % est varié à 10 % et 30 % afin d'estimer la sensibilité de la quantité d'énergie reportée sur la facture énergétique du client.

Voici donc les noms des huit variantes :

Tableau 2 : Noms des huit variantes de la première estimation

1	Référence
2	TD
3	TD + RD 10 %
4	TD + RD 20 %
5	TD + RD 30 %
6	TD + RD 10 % + Pmax
7	TD + RD 20 % + Pmax
8	TD + RD 30 % + Pmax

Jusqu'ici, tous les calculs sont réalisés sur epredict excepté le coût de la puissance maximale annuelle. Le reste est exécuté sur Excel. L'économie financière résultant de chaque variante est calculée selon la différence entre la variante de référence et la variante en question.

De plus, selon l'Equation 5, un prix équivalent (p_{eq}) en centimes par kWh (cts/kWh) est calculé à partir du coût total et de l'énergie consommée sur la période choisie (E). Il est un bon indicateur de l'influence de chaque variante.

$$p_{eq} = \frac{C_{tot} \cdot 100}{E}$$

Equation 5

3.2. Application et paramètres

Le référent a choisi de réaliser la première estimation sur les données de consommations de quatre clients. Celles-ci sont fournies depuis la base de données de MNE.

Les contrats des quatre clients sont donc utilisés pour déterminer le prix de l'électricité dans la variante de référence. Certains clients disposent d'un prix de l'énergie différent entre les heures creuses ($p_{\text{én Base}}$) et les heures pleines ($p_{\text{én Peak}}$). Pour ces clients, le prix de l'énergie ($p_{\text{én}}$) est calculé selon l'Equation 6 ci-dessous.

$$p_{\text{én}} = 0.8 \cdot p_{\text{én Base}} + 0.2 \cdot p_{\text{én Peak}}$$

Equation 6

Le prix de la puissance maximale annuelle de chaque client n'étant pas connu, le prix appliqué à WWP est utilisé, soit 170 €/kW.

Voici un résumé des clients choisis et les prix tirés des contrats :

Tableau 3 : Clients et prix de l'énergie pour la première estimation

Client	Acronyme	Activité	Prix énergie [€/kWh]			Prix puissance [€/kW]
			Base	Peak	Annuel	
Goerg & Schneider	G&S	Céramique	-	-	57.217	170
HUF Haus	HUF	Maisons préfabriquées	-	-	18.91	170
Maschinenbau Strunk	MS	Usinage de précision	8.13	9.615	8.427	170
Westerwald-Brauerei	WWB	Brasserie	-	-	44.613	170

Concernant les variantes utilisant la TD, le prix Day-Ahead est issu de la plateforme officielle allemande « netztransparenz.de » [34].

Pour les variantes incluant de la RD, 10 %, 20 % ou 30 % de la consommation des deux heures les plus chères sont donc repoussées aux deux heures les moins chères. On parle alors de délestage et de réalimentation. Dans l'estimation réalisée ici, la puissance de réalimentation équivaut à la puissance moyenne délestée.

3.3. Résultats

Les tableaux ci-dessous présentent les résultats obtenus par la première estimation.

Tableau 4 : Résultats de la première estimation, Goerg & Schneider (G&S)

Variantes	Energie		Pmax		Total		Economie	
	[kWh]	[Euro]	[kW]	[Euro]	[Euro]	[cts/ kWh]	[Euro]	[%]
Référence	2'867'596	1'640'752.4	1'432.7	81'186.9	1'721'939.3	60.05	0	0.00
TD		389'362.8	1'432.7	81'186.9	470'549.7	16.41	1'251'390	72.67
TD + RD 10%		387'258.8	1'432.7	81'186.9	468'445.7	16.34	1'253'494	72.80
TD + RD 20%		385'154.7	1'432.7	81'186.9	466'341.6	16.26	1'255'598	72.92
TD + RD 30%		383'050.6	1'501.8	85'099.2	468'149.8	16.33	1'253'789	72.81
TD + RD 10% + Pmax		387'258.8	1'432.7	81'186.9	468'445.7	16.34	1'253'494	72.80
TD + RD 20% + Pmax		385'154.7	1'432.7	81'186.9	466'341.6	16.26	1'255'598	72.92
TD + RD 30% + Pmax		383'051.9	1'432.7	81'186.9	464'238.8	16.19	1'257'701	73.04

Tableau 5 : Résultats de la première estimation, HUF Haus (HUF)

Variantes	Energie		Pmax		Total		Economie	
	[kWh]	[Euro]	[kW]	[Euro]	[Euro]	[cts/ kWh]	[Euro]	[%]
Référence	1'176'929	222'557.2	428.0	24'253.3	246'810.5	20.97	0	0.00
TD		156'291.0	428.0	24'253.3	180'544.3	15.34	66'266	26.85
TD + RD 10%		155'171.7	424.0	24'026.7	179'198.4	15.23	67'612	27.39
TD + RD 20%		154'052.4	459.0	26'010.0	180'062.4	15.30	66'748	27.04
TD + RD 30%		152'933.1	496.5	28'135.0	181'068.1	15.38	65'742	26.64
TD + RD 10% + Pmax		155'171.7	424.0	24'026.7	179'198.4	15.23	67'612	27.39
TD + RD 20% + Pmax		154'067.7	426.9	24'191.0	178'258.7	15.15	68'552	27.78
TD + RD 30% + Pmax		153'500.6	424.0	24'026.7	177'527.3	15.08	69'283	28.07

Tableau 6 : Résultats de la première estimation, Maschinenbau Strunk (MS)

Variantes	Energie		Pmax		Total		Economie	
	[kWh]	[Euro]	[kW]	[Euro]	[Euro]	[cts/ kWh]	[Euro]	[%]
Référence	686'196	57'825.7	174.4	9'882.7	67'708.4	9.87	0	0.00
TD		90'805.6	174.4	9'882.7	100'688.3	14.67	-32'980	-48.71
TD + RD 10%		90'348.9	174.4	9'882.7	100'231.6	14.61	-32'523	-48.03
TD + RD 20%		89'892.2	174.4	9'882.7	99'774.8	14.54	-32'066	-47.36
TD + RD 30%		89'435.4	184.4	10'449.3	99'884.7	14.56	-32'176	-47.52
TD + RD 10% + Pmax		90'348.9	174.4	9'882.7	100'231.6	14.61	-32'523	-48.03
TD + RD 20% + Pmax		89'892.2	174.4	9'882.7	99'774.8	14.54	-32'066	-47.36
TD + RD 30% + Pmax		89'436.8	174.4	9'882.7	99'319.5	14.47	-31'611	-46.69

Tableau 7 : Résultats de la première estimation, Westerwald-Brauerei (WWB)

Variantes	Energie		Pmax		Total		Economie	
	[kWh]	[Euro]	[kW]	[Euro]	[Euro]	[cts/ kWh]	[Euro]	[%]
Référence	1'339'363	597'530.2	465.2	26'359.1	623'889.3	46.58	0	0.00
TD		172'828.3	465.2	26'359.1	199'187.4	14.87	424'702	68.07
TD + RD 10%		171'849.0	462.8	26'227.0	198'076.1	14.79	425'813	68.25
TD + RD 20%		170'869.8	481.5	27'284.4	198'154.2	14.79	425'735	68.24
TD + RD 30%		169'890.5	508.6	28'817.8	198'708.3	14.84	425'181	68.15
TD + RD 10% + Pmax		171'849.0	462.8	26'227.0	198'076.1	14.79	425'813	68.25
TD + RD 20% + Pmax		170'870.0	462.8	26'227.0	197'097.0	14.72	426'792	68.41
TD + RD 30% + Pmax		169'890.9	462.8	26'227.0	196'117.9	14.64	427'771	68.57

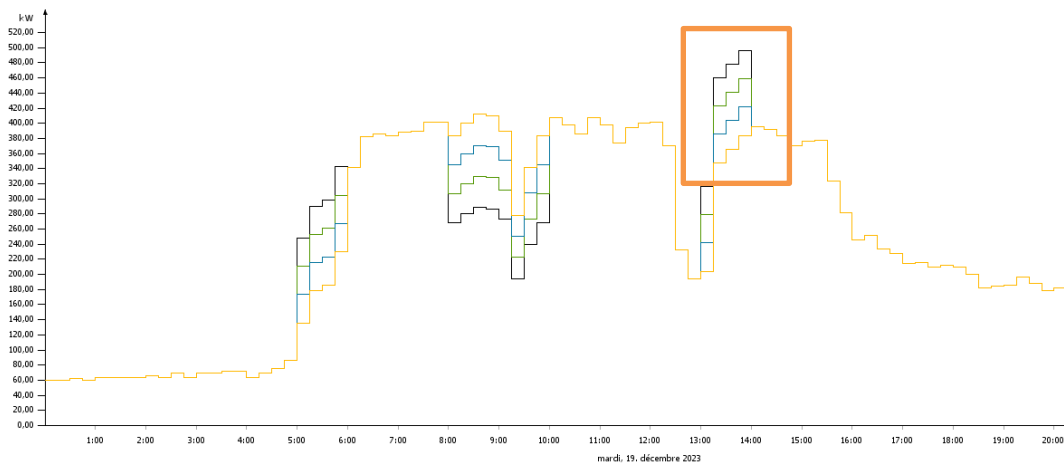
3.4. Analyse

Selon ces résultats, la TD semble être avantageuse pour trois des quatre clients évalués, en diminuant la facture énergétique de 26 % à 72 %. Cela s'explique par la date à laquelle le contrat de vente d'électricité a été conclu entre MNE et chaque client. Par exemple, les contrats de WWB et de G&S ayant été signés en 2022, ils présentent des prix bien plus élevés que les autres. En effet, le prix de l'électricité était particulièrement haut à cette période. Plus le prix du contrat est élevé plus la réduction de la facture sera grande.

Cette première simulation montre que le prix moyen de l'électricité engendré par la TD en 2023 varie entre 14.5 cts/kWh et 16.5 cts/kWh (ce prix inclut le coût de la puissance maximale annuelle). Par conséquent, il apparaît que pour l'année 2023, la TD est avantageuse pour un client si le prix fixe selon contrat est supérieur à environ 17 cts/kWh. Ce prix inclut toujours le coût de la puissance maximale annuelle et ne considère aucune marge de sécurité. En effet, MS ne tire aucun profit de la TD, car le prix de son contrat est suffisamment bas (9.87 cts/kWh).

La RD révèle effectivement apporter une diminution supplémentaire à la TD, mais elle est très faible. Sans protection de la puissance maximale, augmenter la RD semble très légèrement péjorer l'économie sur la facture énergétique, de l'ordre de quelques dixièmes de pourcent (cf. variantes TD+RD10 % à 30 %). Cela est en réalité logique, car plus la puissance délestée est importante, plus la puissance réalimentée va dépasser la puissance maximale annuelle. Par exemple, dans l'encadré orange de la Figure 2 ci-dessous, avec la RD de 20 % (en vert) et 30 % (en noir), la puissance annuelle maximale est dépassée, la réduction de la facture énergétique annuelle est donc diminuée, car une puissance plus élevée coûte plus cher.

À l'inverse, la protection de la puissance maximale annuelle permet d'améliorer l'économie sur la facture énergétique, mais là aussi, il s'agit de quelques dixièmes de pourcent (cf. variantes TD+RD10 % à 30 %+Pmax).



	Unité	Cou...	Données statistiques	Référence	Energie	Maximum de pu...	Maximum de pu...
CDC_RD30%_HUF	kW		19.12.2023 00:15 - 20.12.20...	<input type="checkbox"/>	5 615,00 kWh	496,50 kW	19.12.2023 14:00
CDC_RD20%_HUF	kW		19.12.2023 00:15 - 20.12.20...	<input type="checkbox"/>	5 615,00 kWh	459,00 kW	19.12.2023 14:00
CDC_RD10%_HUF	kW		19.12.2023 00:15 - 20.12.20...	<input type="checkbox"/>	5 615,00 kWh	421,50 kW	19.12.2023 14:00
CDC_2023-042024_HUF	kW		19.12.2023 00:15 - 20.12.20...	<input type="checkbox"/>	5 615,00 kWh	412,00 kW	19.12.2023 08:45

Figure 2 : Puissance maximale annuelle dépassée (client HUF)

Si la TD semble donc intéressante pour certains clients lorsque le prix fixe de référence est suffisamment élevé, la réponse à la demande propose une légère économie supplémentaire à condition de limiter la puissance maximale annuelle. Ce fonctionnement permet aux clients de baisser leur facture énergétique. En revanche, il présente un intérêt très minime pour MNE, car ce système de RD ne répond pas aux déséquilibres du GB. De plus, le potentiel de flexibilité utilisé dans cette estimation n'est pas représentatif de la réalité des clients.

Par conséquent, il est d'abord nécessaire d'approcher les clients. Ensuite, l'équilibrage du GB de MNE doit être étudié afin qu'un modèle de TD intéressant pour MNE et ses clients puisse être élaboré. Une simulation cohérente et réaliste pourra ensuite être réalisée.

4. Intérêt et potentiel des clients

Dans ce chapitre, il s'agit d'estimer le potentiel de flexibilité des clients, les valeurs pourront alors être utilisées pour la simulation.

4.1. Méthodologie

Le référent choisit et contacte les clients avec qui il souhaite travailler sur le sujet. Une visite est ensuite planifiée avec les clients intéressés. Lors de celle-ci, plusieurs informations sont à récolter, en voici la liste :

1. L'intérêt du client pour une tarification dynamique
2. Quels équipements peuvent reporter leur consommation (pompes, presses, broyeurs, ventilateurs, etc.), ce qui implique de déterminer :
 - a. La puissance de délestage
 - b. Le temps pendant lequel cette puissance doit être consommée
 - c. Le délai de report, c'est-à-dire pendant combien de temps la puissance peut être "en pause"
3. Comment le consommateur est contrôlé : manuellement ou automatiquement.

4.2. Visites des clients

Pour obtenir les informations énumérées dans la méthodologie, il est important de relever les données techniques des installations visitées. Ces informations sont généralement disponibles sur les fiches techniques (ex : plaquette métallique, souvent disponible sur l'appareil) ou sur les schémas de fonctionnement. En cas de besoin, le savoir des techniciens est également une excellente source d'information.

Pour estimer le temps d'utilisation des appareils, il est propice de demander à un technicien de pouvoir consulter l'interface d'automatisation. La plupart du temps, ce dernier peut afficher l'utilisation temporelle des consommateurs électriques.

Une compréhension globale des activités du client est recherchée afin de bien déceler le potentiel de flexibilité et l'impact que celle-ci pourrait avoir.

Des photos sont réalisées afin d'appuyer la rédaction d'une fiche d'évaluation du potentiel de flexibilité propre à chaque client. Toutes les informations recueillies lors de la visite y sont rassemblées.

4.3. Résultats

Au total, cinq clients ont été contactés par le référent et trois ont répondu positivement. Une à deux visites se sont réalisées chez ces derniers. Le Tableau 8, ci-dessous, résume les informations récoltées.

Les fiches d'évaluation de la flexibilité de chaque client sont disponibles en annexes (cf. A Fiches d'évaluation). Il est important de les consulter, car elles présentent les clients et détaillent les informations recueillies lors des visites.

Tableau 8 : Potentiel de flexibilité des clients visités

Clients	Acronyme	Intérêt	Puissance de délestage	Temps de consommation	Délais de report	Contrôle
			[kW]	[h]		
Goerg & Schneider (Céramique)	G&S	Non	-	-	-	-
Maschinenbau Strunk (Usinage de précision)	MS	Non	-	-	-	-
Theodor Stephan (Extraction et traitement d'argile)	TS	Oui	-	-	-	-
Verbandsgemeindewerke Hachenburg (Eau potable et eaux usées)	VGWE	Oui	19	6 - 12	15 min.	Automatique
			5.5	1	1 sem.	Automatique
			12.3	2	12h	Automatique
Westerwald-Brauerei (Brasserie)	WWB	Oui	109	6 - 24	6h	Automatique

4.4. Analyse

À première vue, la flexibilité a plutôt tendance à être liée avec la physique de la matière. Il est question de matière chauffée, refroidie, compressée/pressée, dilatée/détendue, déplacée, stockée, concassée, etc. Cette liste n'est pas exhaustive. Par conséquent, les industries qui traitent ou utilisent de la matière auront généralement davantage tendance à disposer de flexibilité.

Des clients tels que MS et TS ne dispose malheureusement pas de flexibilité, cela peut notamment s'observer sur leurs courbes de consommation qui présentent peu de saut de puissance. En d'autres termes, elle est relativement continue (cf. Figure 3).

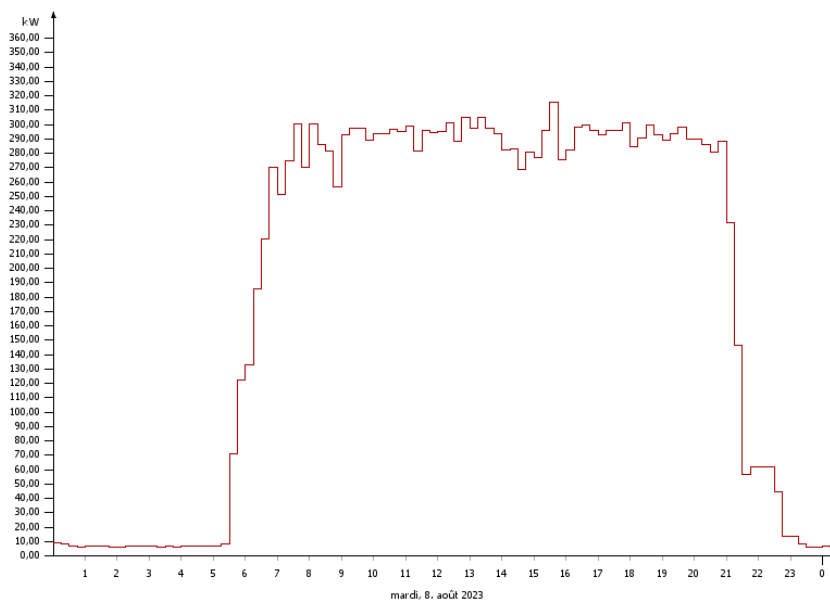


Figure 3 : Courbe de charge de TS

À contrario, une entreprise comme WWB dispose de bien plus de flexibilité qui peut également se remarquer sur la courbe de charge (cf. Figure 4).

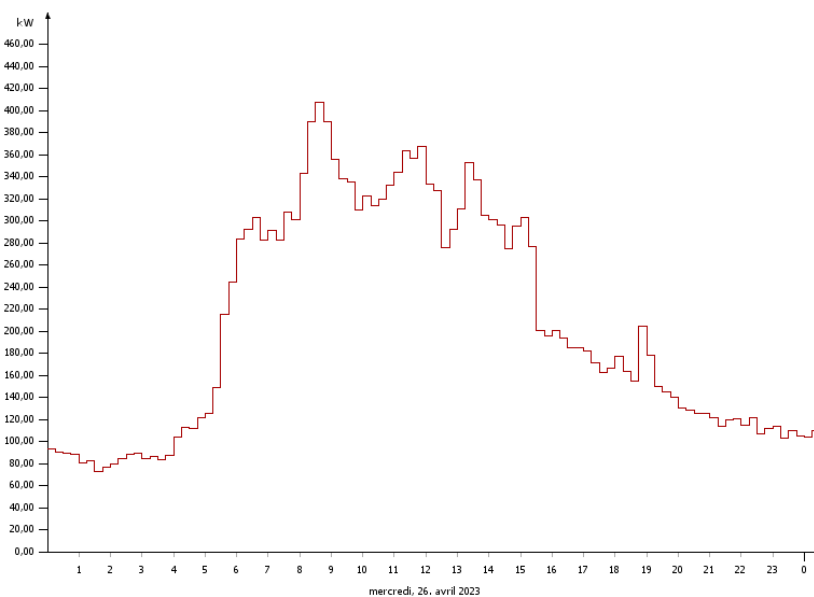


Figure 4 : Courbe de charge de WWB

La flexibilité identifiée chez les VGWE est assez faible. Toutefois, ce sont les valeurs correspondant à un seul captage d'eau et à une seule station de traitement des eaux usées. L'ensemble du portfolio des VGWE contient plusieurs captages et jusqu'à 12 stations d'épuration. La démarche devrait donc être reproduite pour toutes les installations existantes. Les VGWE appartenant à la commune, chaque projet doit être validé par un long processus administratif ce qui peut être un gros frein pour le lancement de la TD. Le responsable avec qui la visite a été menée parlait de 3 à 5 ans.

Le potentiel identifié à travers les visites est un potentiel maximal or, il est très peu probable que celui-ci soit disponible à tout moment. Malgré les temps de fonctionnement et de report recueillis, il est seulement possible de dire que WWB a probablement une bonne disponibilité et que les VGWE ont probablement une mauvaise disponibilité. Il est donc souhaitable que cela soit pris en compte lors de la simulation par exemple en faisant varier le potentiel de 10 % à 100 % par incrément de 10 %. Pour être plus précis, il faudrait mener une étude supplémentaire.

Selon la fiche d'évaluation, le potentiel de flexibilité des VGWE peut potentiellement être augmenté grâce à un système d'air comprimé, mais cela nécessite une évaluation supplémentaire (cf. Verbandsgemeindewerke Hachenburg).

4.4.1. Air comprimé

Ce chapitre va rapidement traiter de cette évaluation. Dans le dernier bassin de la station d'épuration, de l'air est injecté à intervalle régulier afin de faciliter le traitement de l'eau par des microorganismes. L'idée est d'installer un réservoir d'air comprimé permettant de flexibiliser la consommation des compresseurs, en comprimant de l'air dans le réservoir selon la TD et en le libérant lors des cycles de soufflage. Afin de déterminer si cela est réaliste, la question est de savoir quel volume devrait pouvoir contenir le réservoir.

Méthode de calcul

Une courte recherche permet d'identifier un moyen rapide d'estimer le volume du réservoir. En faisant abstraction des variations de température lors de la compression et de la détente, la loi de Boyle-Mariotte sera considérée et utilisée [35], la voici :

$$P_1V_1 = P_2V_2$$

Equation 7

En connaissant la pression (P_2) et le volume d'air insufflé (V_2), il devient possible de calculer le volume du réservoir (V_1).

Le volume d'air insufflé peut être déterminé grâce au débit (Q_2) et au temps (t) d'air insufflé via l'Equation 8, ci-dessous.

$$V_2 = Q_2 \cdot t$$

Equation 8

Finalement, le volume du réservoir est calculé à l'aide de l'Equation 9 issue de l'Equation 7.

$$V_1 = \frac{P_2V_2}{P_1}$$

Equation 9

Pour définir si cette possibilité est réaliste ou non, le volume du réservoir obtenu sera comparé avec les réservoirs généralement vendus sur le marché

Application numérique

Les données recensées dans la fiche d'évaluation (cf. Verbandsgemeindewerke Hachenburg) sont les suivantes :

- $Q_2 = 35 \text{ m}^3/\text{min}$
- $P_2 = 59 \text{ kPa (0.6bar)}$

Un temps de 1.5 heure est utilisé dans le calcul pour estimer le volume minimal que devrait contenir le réservoir. Si celui-ci n'est pas réaliste, un réservoir plus grand répondant à un cycle plus long, ne le sera pas non plus.

Si la pression standard d'un réseau d'air comprimé dans l'industrie peut monter jusqu'à environ 120 psi, soit entre 8 et 9 bar [36], [37], il existe des fournisseurs de réservoir pouvant contenir un grand volume pressurisé jusqu'à 16 bar [38], [39]. Le calcul sera donc effectué avec cette dernière valeur.

Résultats et analyse

Un volume d'air insufflé de 3150 m^3 a été calculé, comprimé à 16 bar, cela donne un volume de 118 m^3 , c'est-à-dire un réservoir de 118'000 litres. Les réservoirs identifiés précédemment sur le marché peuvent contenir au maximum 10'000 litres à la pression de 16 bar [38], [39].

Avec cette méthode de calcul, il est clair qu'un réservoir d'air comprimé ne peut pas permettre de créer de la flexibilité supplémentaire chez les VGWE. Le volume de réservoir nécessaire n'est pas réaliste.

Par conséquent, seule la flexibilité identifiée à la brasserie et aux VGWE pourra être utilisée dans la simulation. Il est question de 109 kW et de, respectivement, 36.8 kW (potentiel maximal).

5. Équilibrage du groupe bilan

Maintenant que la flexibilité potentielle des clients a été identifiée, il est nécessaire de comprendre le processus d'équilibrage du GB. Cela permettra de définir à quelle étape l'utilisation de la flexibilité peut être la plus efficace.

5.1. Méthodologie

Pour ce faire, il s'agit d'abord de comprendre quand et comment sont réalisées les opérations d'équilibrage que sont les échanges sur le Day-Ahead et l'Intraday. Puis d'obtenir les données du GB en puissance par quart d'heure pour l'année 2023.

C'est-à-dire :

1. L'approvisionnement annoncé chaque jour pour le lendemain (pronostics)
2. Idem pour la consommation
3. Les échanges effectués sur le Day-Ahead et l'Intraday sur la base des annonces (avec le prix de transaction)
4. L'approvisionnement réel
5. La consommation réelle
6. L'énergie d'équilibre échangée (avec le prix de transaction)

Les données sont ensuite importées sur epredict afin de pouvoir reconstituer le processus d'équilibrage et déceler où la flexibilité serait la plus efficace. Les résultats expliqueront donc comment le GB est équilibré.

5.2. Réalisation

Les opérations d'équilibrage du GB bilan (Day-Ahead, Intraday et énergie d'équilibre) sont obtenues à travers un premier décompte mensuel que MNE reçoit trois mois après le mois écoulé. Huit mois plus tard, le décompte est finalisé, mais les différences sont minimes.

Comme expliqué dans l'introduction (cf. MANN Strom et groupe bilan), la municipalité de Schwäbisch Hall (SH) est mandatée pour gérer l'équilibre du GB de MNE. La personne de contact chez SH est donc sollicitée afin d'obtenir les données de pronostics, de consommation réelle et d'approvisionnement réel. Elle sera recontactée plusieurs fois pour des explications complémentaires.

Toutes les données à disposition sont des puissances au quart d'heure et sont structurées de la manière suivante :

1. Approvisionnement (pronostics et données réelles) :
 - a. Somme des contrats PPA
 - b. Énergie fournie par SH est fixe selon contrat d'achat (Base et Peak)
2. Consommation (pronostics et données réelles) : somme par type de client (SLP, TLP, RLM et Stadtwerke)
3. Échange Day-Ahead, Intraday et énergie d'équilibre : chaque opération est détaillée en quatre colonnes :
 - a. Achat (puissance)
 - b. Coût de l'achat
 - c. Vente (puissance)
 - d. Coût de la vente

5.3. Résultats

5.3.1. Processus d'équilibrage

Voici un court explicatif du procédé d'équilibrage exécuté par SH.

Équilibre pronostiqué

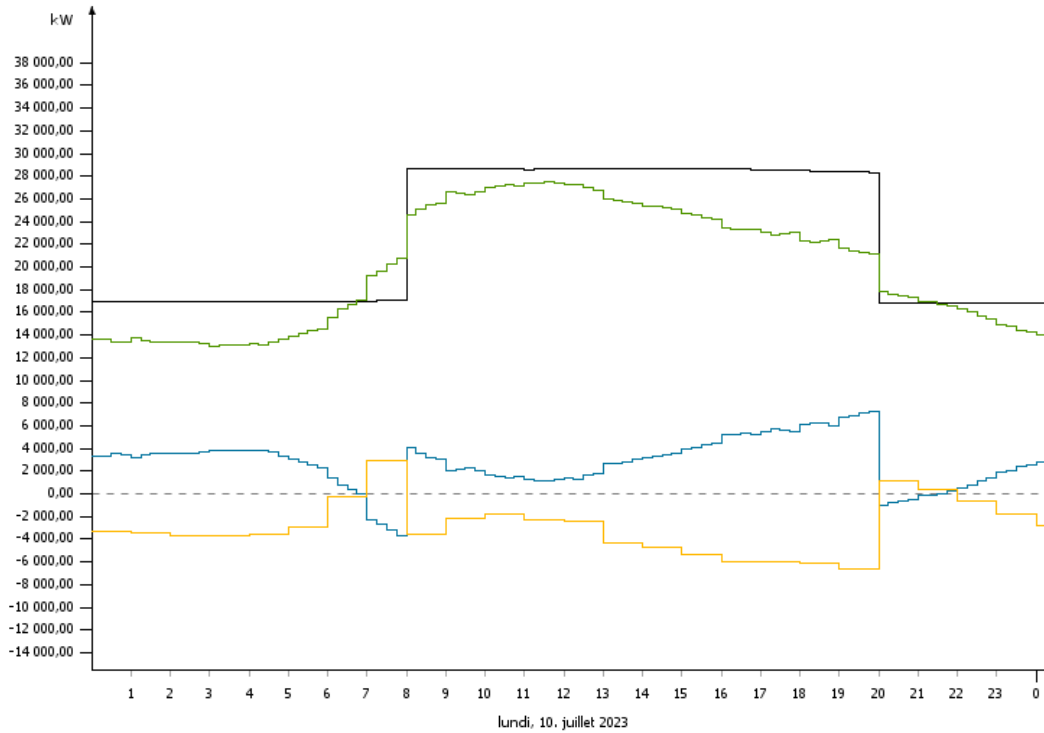
En premier lieu, l'équilibre est calculé à partir des pronostics d'approvisionnement et de consommation. La différence entre ces deux données indique l'équilibre du GB. Si sa valeur est positive, cela indique que le GB aura trop d'énergie (cf. Figure 5, par exemple entre 08h00 et 20h00). À l'inverse, une valeur négative indique un manque d'énergie (cf. Figure 5, par exemple entre 07h00 et 08h00).

N.B. : Pour simplifier l'écriture, le terme « long » sera utilisé pour parler d'un surplus d'énergie et le terme « court » représentera un manque d'énergie.

Échanges Day-Ahead

Les échanges sur le Day-Ahead constituent la première opération d'équilibrage. La valeur échangée est définie par la moyenne horaire de l'équilibre. Si celui-ci est long, la moyenne horaire sera vendue (cf. Figure 5, courbe jaune par exemple entre 08h00 et 20h00). S'il est court, elle sera achetée (cf. Figure 5, courbe jaune par exemple entre 07h00 et 08h00).

N.B. Concernant les échanges, tout ce qui sort du GB est affiché négatif et tout ce qui rentre est positif (pour l'argent comme pour l'énergie).

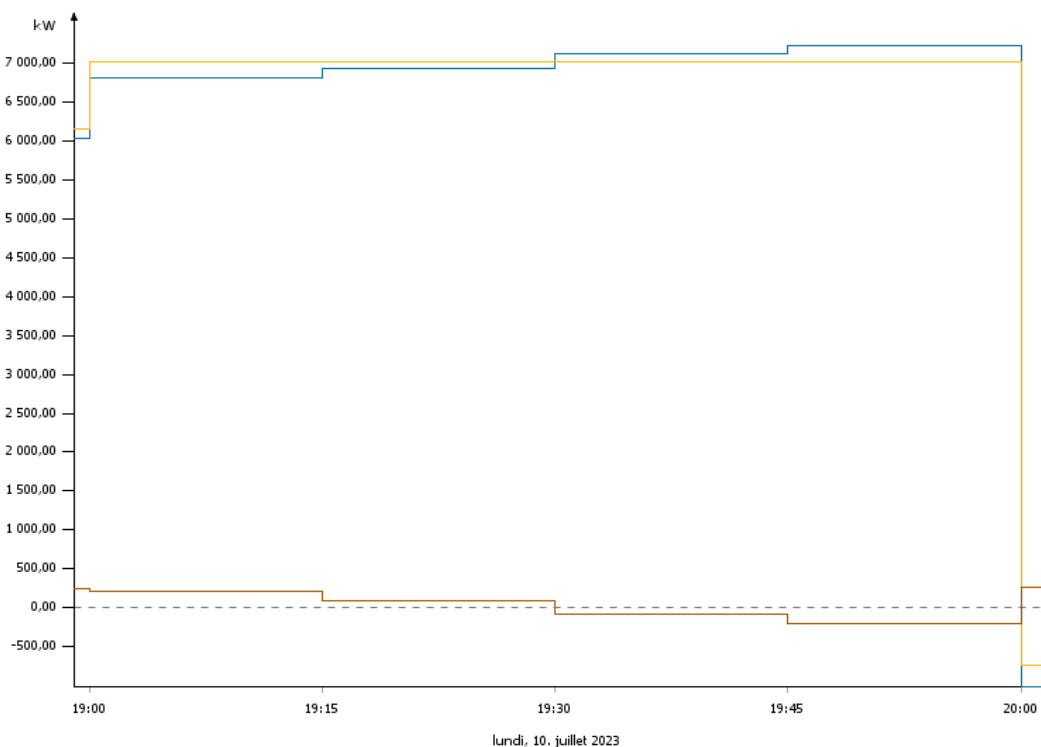


Noir : Pronostics en approvisionnement
Vert : Pronostics en consommation
Bleu : Equilibre pronostiqué
Jaune : Échange Day-Ahead

Figure 5 : Équilibre et échanges en Day-Ahead

Intraday

L'Intraday est défini par les écarts entre la moyenne horaire de l'équilibre (c'est-à-dire, les échanges Day-Ahead) et l'équilibre en soit. La Figure 6 ci-dessous le représente bien. De 19h00 à 19h15, l'équilibre pronostiqué se trouve au-dessous de la moyenne horaire, cela signifie que durant ce quart d'heure, trop d'énergie sera vendue sur le Day-Ahead. Pour pallier cela, le manque d'énergie est racheté sur l'Intraday.



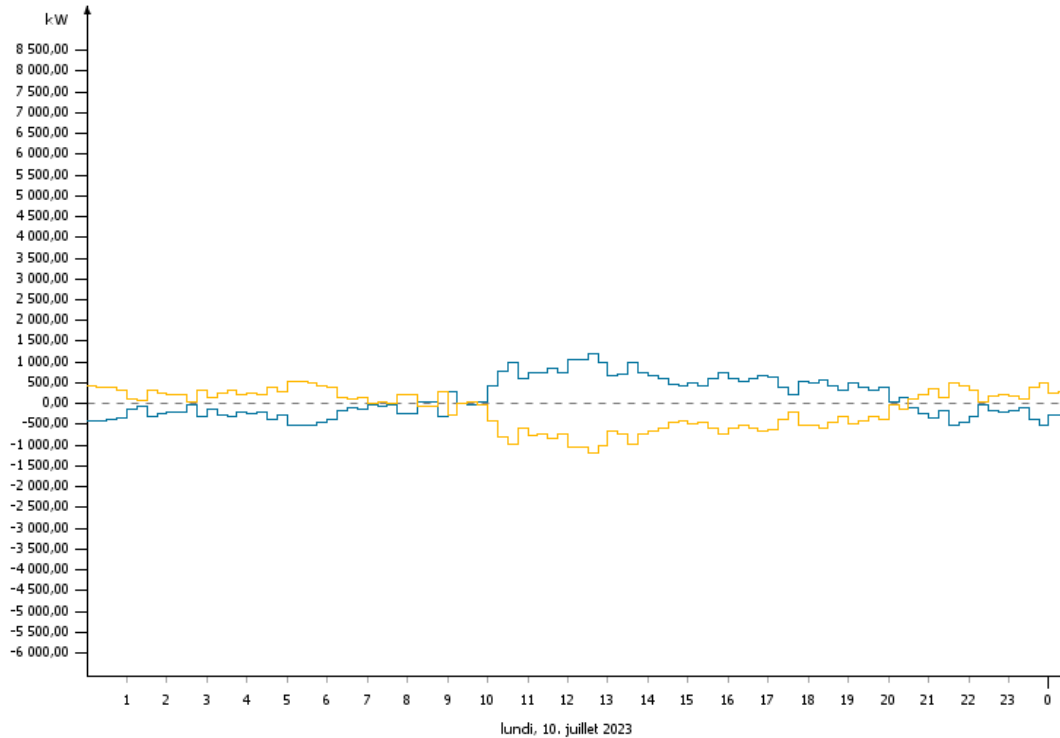
Bleu : Equilibre pronostiqué **Jaune** : Échanges Day-Ahead **Brun** : Échanges Intraday

Figure 6 : Échanges Intraday

Jusqu'ici, tous les échanges de SH sont effectués la veille pour le lendemain. Cela signifie que seuls les déséquilibres pronostiqués sont corrigés et que la réalité survenant en temps réel sera compensée par l'énergie d'équilibre.

Équilibre effectif

En effet, les consommations et les approvisionnements sont mesurés par le GRT, cela comprend les échanges déjà programmés sur le Day-Ahead et sur l'Intraday. Il en découle un équilibre effectif qui est corrigé par le GRT avec l'énergie d'équilibre. Finalement, le GB est parfaitement équilibré.



Bleu : Equilibre effectif

Jaune : Échanges énergie d'équilibre

Figure 7 : Correction énergie d'équilibre

Pour rappel, seule la consommation des clients RLM impacte l'état du GB vis-à-vis des prédictions (cf. N.B. dans L'approvisionnement).

5.3.2. Valeurs d'équilibrage

Le Tableau 9 et le Tableau 10 présente le bilan annuel de l'équilibrage.

Tableau 9 : Équilibre du GB

	Surplus [GWh]	Manque [GWh]
Pronostics	24.4	-2.3
Mesures	26.8	-2.5

Tableau 10 : Échanges Day-Ahead, Intraday et énergie d'équilibre

	Vente		Achat		Différence	
	[GWh]	[k€]	[GWh]	[k€]	[GWh]	[k€]
Day-Ahead	-27.4	2'219.5	2.3	-318.1	-25.1	1'901.4
Intraday	-0.9	84.9	0.9	-101.0	0.0	-16.1
Énergie d'équilibre	-0.9	55.6	2.0	-234.3	1.1	-178.7

Rappel : Ce qui sort du GB est représenté en négatif, ce qui rentre en positif. Par conséquent, les recettes de la vente sont affichées positives alors que l'énergie vendue est affichée négative. C'est l'inverse pour l'achat.

5.4. Analyse

À travers le fonctionnement d'équilibrage de SH, il apparaît qu'après avoir équilibré les pronostics, le GB est complètement passif et subit l'énergie d'équilibre. L'absence de données en temps réel sur le GB justifie cette passivité. Effectivement, sans ces informations, il est impossible de savoir en direct si le GB est trop long ou trop court. Ces données sont donc primordiales. Afin de connaître l'état du GB en direct, l'installation de smart meters chez les clients RLM est nécessaire.

Concernant l'équilibrage, la solution qui semblerait la plus efficace serait composée de deux prédictions. D'abord un pronostic la veille pour le lendemain afin de réaliser les échanges sur le Day-Ahead. Et ensuite une prédiction à plus court terme, par exemple une heure ou une demi-heure à l'avance, pour réaliser des opérations sur l'Intraday. Avec de bons pronostics à court terme, la part d'énergie d'équilibre serait grandement réduite et transférée sur le marché de l'Intraday. Il pourrait donc être intéressant, dans un deuxième temps, de simuler l'impact sur la facture si toute l'énergie d'équilibre pouvait être échangée sur le marché de l'Intraday.

Les pronostics n'étant jamais parfaits, des échanges sur l'énergie d'équilibre seront donc toujours nécessaires. Par conséquent, la flexibilité des clients qui serait contrôlable en temps réel semblerait trouver sa place minute après minute pour compenser les déséquilibres de chaque quart d'heure que les pronostics n'auraient pas pu anticiper. De plus, c'est le seul moyen d'ajustement qui est pilotable dans une temporalité plus courte que le quart d'heure (à la minute, voir à la seconde).

Cependant, réaliser deux pronostics pour tous les clients de MNE semble nécessiter un investissement trop important pour le moment. La variante la plus probable aujourd'hui consiste, en plus du fonctionnement d'équilibrage actuel, à simplement utiliser la flexibilité des clients pour minimiser l'énergie d'équilibre. Cela consiste à contrôler la flexibilité en utilisant un signal de TD qui varie selon l'équilibre du GB.

En observant le Tableau 9 et le Tableau 10, il peut être remarqué que l'équilibre est majoritairement en surplus (26.8 GWh contre -2.5 GWh). Cela est en réalité voulu par MNE, car selon le référent, il est plus simple et plus rentable de revendre de l'énergie sur le marché du Day-Ahead que d'en acheter. En 2023, les échanges sur le Day-Ahead se résument à la vente de 25.1 GWh qui génère 1.9 million d'euros.

Selon le Tableau 10, les échanges sur l'Intraday se compensent toujours sur une période donnée (la somme vaut zéro). Cela paraît d'abord étonnant, mais est en réalité tout à fait normal et peut s'expliquer par la manière dont l'énergie échangée est définie. En effet, il s'agit de la différence avec la moyenne horaire (cf. Intraday) et justement, la somme des écarts à une moyenne est toujours nulle.

Il peut également être remarqué que le bilan d'énergie d'équilibre de 2023 se résume à 1.1 GWh d'énergie achetée et une dépense d'environ 178'700 euros. En observant l'évolution du prix de l'énergie d'équilibre, une volatilité non-négligeable peut être observée. En effet, le prix peut varier de manière très marquée, allant de -6.68 €/kWh à 13.6 €/kWh (cf. Figure 8). Par conséquent, vendre de l'énergie à un prix négatif peut entraîner des coûts, alors qu'en acheter à un prix négatif peut rapporter de l'argent. Il pourrait donc valoir la peine d'optimiser le groupe bilan en fonction du prix de l'énergie d'équilibre, c'est-à-dire en assurant un excédent d'énergie lorsque le prix est élevé afin de la vendre à un bon prix, et en assurant un déficit lorsque le prix est bas voire négatif, pour l'acheter à ce moment-là. Malheureusement, le prix de l'énergie d'équilibre n'est disponible ni en avance, ni en temps réel. Dès lors, optimiser l'équilibre du groupe bilan pour réduire les échanges d'énergie d'équilibre semble une nouvelle fois, être le moyen le plus évident pour minimiser la facture liée à l'énergie d'équilibre.

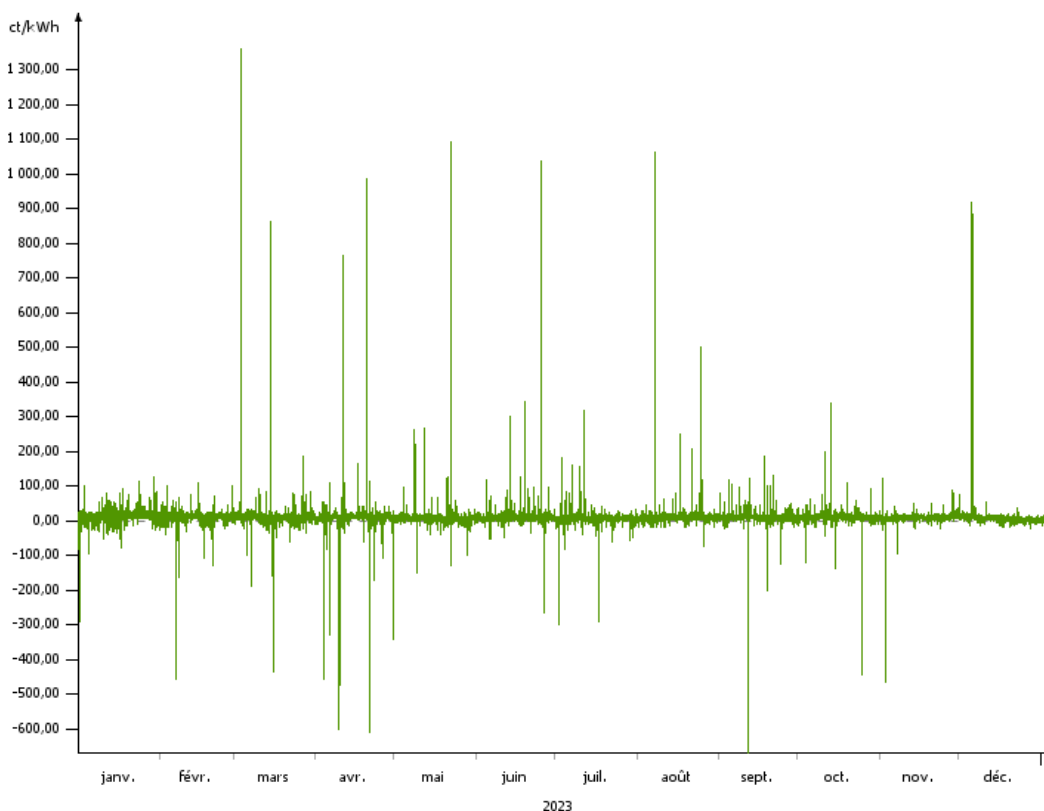


Figure 8 : Volatilité du prix de l'énergie d'équilibre

En remarquant qu'environ deux fois plus d'énergie d'équilibre est achetée que vendue, il apparaît qu'à cette étape, le GB manque d'énergie. Sachant que beaucoup d'énergie est vendue sur le Day-Ahead, il serait intéressant d'analyser si moins vendre sur le Day-Ahead permettrait de réduire l'achat coûteux d'énergie d'équilibre.

De plus, la simulation part du principe que la flexibilité est délestée lorsque de l'énergie d'équilibre est achetée (GB court) et réalimentée lorsque de l'énergie d'équilibre est vendue (GB long). De ce fait, devoir acheter deux fois plus d'énergie d'équilibre, signifie que le délestage est deux fois plus important que la réalimentation. Cela représente une contrainte compliquée à soutenir pour les clients. En vendant moins sur le Day-Ahead, l'énergie d'équilibre pourrait probablement être achetée et vendue dans les mêmes proportions réduisant ainsi les pressions sur la flexibilité.

6. Simulation

En résumé, le chapitre précédent a relevé trois éléments qui justifient que la flexibilité des clients semble devoir être utilisée le plus possible à la place de l'énergie d'équilibre. Premièrement, réaliser des pronostics à court terme pour tous les clients RLM n'est pour le moment pas envisageable. Deuxièmement, la flexibilité est contrôlable en temps réel dans une temporalité variant de la minute à la seconde. Et troisièmement, le prix de l'énergie d'équilibre n'est connu qu'à posteriori.

Cette simulation doit estimer l'effet du modèle choisi. C'est-à-dire quelle quantité d'énergie d'équilibre est échangé et quelle réduction des coûts est possible.

6.1. Méthodologie

La modélisation est construite sur le fait que la flexibilité des clients sert à équilibrer le GB au même titre que l'énergie d'équilibre. Cela signifie que tant qu'elle est disponible, la flexibilité est utilisée pour compenser les déséquilibres du GB. Si elle n'est pas suffisante, de l'énergie d'équilibre est comptabilisée et sera facturée selon le modèle déjà existant.

Pour ce faire, une hypothèse est supposée : l'entière des clients RLM de MNE dispose de smart meters. Ce qui permet en tout temps de connaître l'équilibre du GB et donc de piloter la flexibilité. Pour rappel, seule la consommation réelle de ces clients modifie l'état du GB (cf. L'approvisionnement).

Le calcul de réduction est réalisé sur epredict de la manière suivante :

1. Si le GB est en manque d'énergie (et devrait acheter de l'énergie d'équilibre), la puissance de délestage des clients flexibles est soustraite à l'énergie d'équilibre effectivement achetée en 2023.
2. Au contraire, si le GB a trop d'énergie (et devrait vendre de l'énergie d'équilibre), la puissance de délestage est soustraite à l'énergie effectivement vendue en 2023.

Le nouveau coût de l'énergie d'équilibre (avec flexibilité) est calculé pour chaque quart d'heure selon l'Equation 1, puis additionné sur toute l'année pour obtenir la facture annuelle. La rentabilité est déterminée par la différence entre le coût initial et le nouveau coût.

Comme la puissance de délestage ne peut pas toujours être garantie en raison des contraintes des clients, elle est ajustée de 10 % à 100 % par incréments de 10 %. Cela permet d'estimer la rentabilité pour différentes disponibilités de flexibilité.

6.2. Scénarios

Étant donné que seuls deux clients visités disposent de flexibilité, trois scénarios peuvent être réalisés (cf. Tableau 11).

Les deux premiers considèrent séparément la flexibilité des deux clients. Cela permet d'estimer l'impact d'un client sur le GB s'il était le seul à utiliser sa flexibilité.

Le troisième scénario considère le total de flexibilité disponible avec les deux clients.

Tableau 11 : Liste des scénarios

Scénario	Clients	Flexibilité [kW]
1	WWB	109
2	VGWE	36.8
3	WWB + VGWE	145.8

6.3. Résultats

Voici les résultats des trois scénarios.

Tableau 12 : Impact scénario WWB

Dispo. flex. [%]	Achat [MWh]	Réduction [%]	Vente [MWh]	Réduction [%]	Coût total [k€]	Réduction [k€]	Réduction [%]
0	2'005.7	0	894.6	0	178.7	0.0	0
10	1'946.1	3	859.9	4	174.4	4.3	2
20	1'887.5	6	826.3	8	170.1	8.6	5
30	1'829.9	9	793.9	11	165.8	13.0	7
40	1'773.6	12	762.6	15	161.5	17.2	10
50	1'718.5	14	732.5	18	157.2	21.5	12
60	1'664.6	17	703.3	21	153.1	25.6	14
70	1'611.9	20	675.1	25	148.9	29.8	17
80	1'560.5	22	648.0	28	144.7	34.0	19
90	1'510.2	25	624.9	30	140.7	38.0	21
100	1'461.2	27	596.9	33	136.6	42.1	24

Tableau 13 : Impact scénario VGWE

Dispo. flex. [%]	Achat [MWh]	Réduction [%]	Vente [MWh]	Réduction [%]	Coût total [k€]	Réduction [k€]	Réduction [%]
0	2'005.7	0	894.6	0	178.7	0.0	0.0
10	1'985.5	1	882.7	1	177.3	1.4	0.8
20	1'965.4	2	871.0	3	175.8	2.9	1.6
30	1'945.3	3	859.4	4	174.3	4.4	2.5
40	1'925.4	4	848.0	5	172.9	5.8	3.2
50	1'905.6	5	836.6	6	171.4	7.3	4.1
60	1'885.9	6	825.4	8	170.0	8.8	4.9
70	1'866.5	7	814.4	9	168.5	10.2	5.7
80	1'847.0	8	803.4	10	167.0	11.7	6.5
90	1'827.8	9	792.6	11	165.6	13.1	7.3
100	1'808.6	10	782.0	13	164.1	14.6	8.1

Tableau 14 : Impact scénario WWB + VGWE

Dispo. flex. [%]	Achat [MWh]	Réduction [%]	Vente [MWh]	Réduction [%]	Coût total [k€]	Réduction [k€]	Réduction [%]
0	2'005.7	0	894.6	0	178.7	0.0	0
10	1'926.2	4	848.4	5	172.9	5.8	3
20	1'848.5	8	804.3	10	167.1	11.6	6
30	1'772.9	12	762.2	15	161.4	17.3	10
40	1'699.5	15	722.1	19	155.8	22.9	13
50	1'628.2	19	683.8	24	150.2	28.5	16
60	1'559.1	22	647.3	28	144.6	34.1	19
70	1'492.2	26	612.7	32	139.2	39.5	22
80	1'427.5	29	579.9	35	133.8	44.9	25
90	1'364.9	32	548.9	39	128.5	50.2	28
100	1'304.3	35	519.3	42	123.3	55.4	31

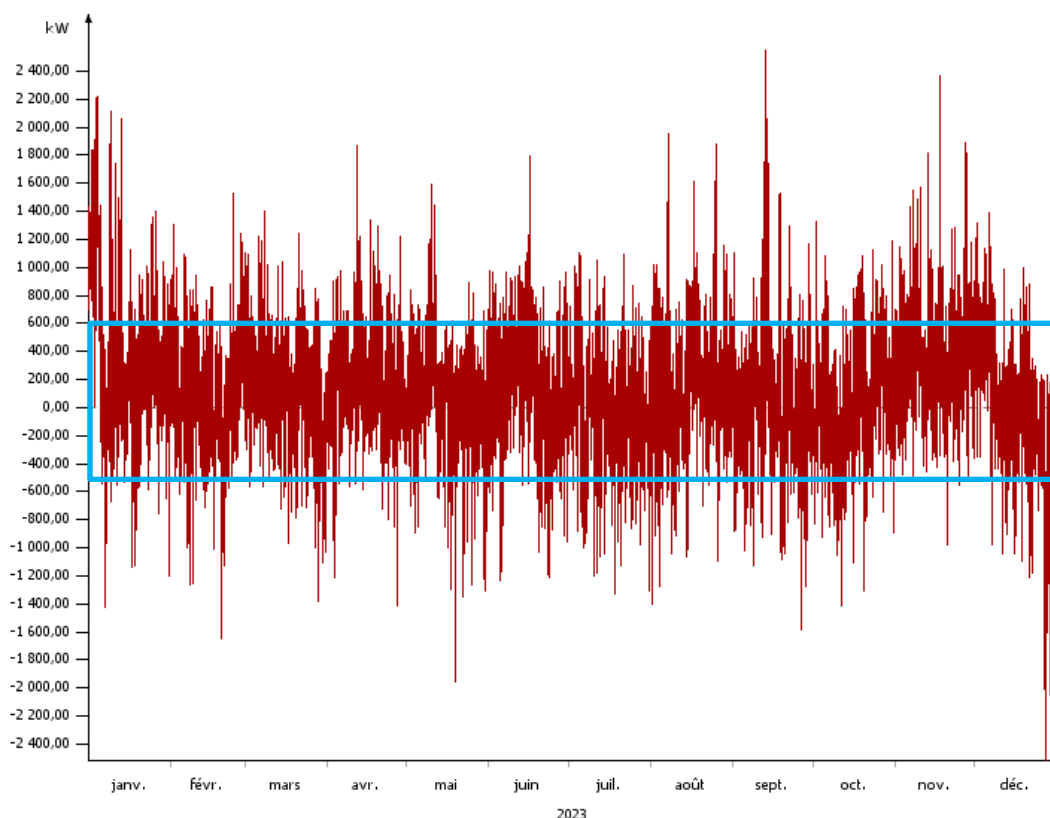
6.4. Analyse

Le premier point qui peut être soulevé est que malgré un potentiel de flexibilité peu élevé en comparaison aux pics de puissance échangée sur l'énergie d'équilibre (cf. Figure 9, ± 2500 kW), l'effet sur la facture d'énergie d'équilibre du GB est déjà considérable. Rien qu'avec la brasserie, près d'un quart de la facture pourrait être économisé si la flexibilité était disponible en tout temps (bien évidemment, ce n'est probablement pas le cas dans la réalité). Cela montre tout le potentiel de la flexibilité et les économies que MNE pourrait partager avec ses clients.

Les VGWE ont un impact plus faible représentant au maximum un peu moins de 10 % de la facture. Cette valeur est vouée à être plus élevée si toutes leurs installations sont intégrées.

Les deux clients simulés ensemble pourraient apporter jusqu'à plus de 55'000 euros d'économie sur la facture d'énergie d'équilibre, ce qui représente environ 30 % de réduction. Attention, la flexibilité n'est très certainement pas disponible à 100 % en tout temps. Une estimation complémentaire serait nécessaire pour estimer précisément la disponibilité de la flexibilité.

La rentabilité pour les clients dépendra de la manière dont MNE souhaite partager les économies générées. A priori, un partage équitable semblerait légitime.



Unité	Energie	Maximum ...	Minimum ...	Moyenne ...
kW	1 111 221,33 kWh	2 549,22 kW	-2 517,20 kW	126,85 kW

Figure 9 : Échanges d'énergie d'équilibre

Ensuite, il peut être noté que plus le potentiel de flexibilité est élevé plus la facture diminue. En représentant graphiquement le coût de la facture d'énergie d'équilibre en fonction de la flexibilité totale des trois scénarios cela semble évoluer de manière linéaire (cf. Figure 10). En réalisant une rapide simulation pour des flexibilités bien plus élevées, il apparaît que l'évolution est en réalité exponentielle décroissante (cf. Figure 11). Cela peut s'expliquer en observant le Figure 9, les échanges forment une sorte de bandeau visible environ entre 500 kW et -400 kW (l'encadré bleu). Ceci représente les puissances les plus souvent échangées et donc le corps de

l'énergie facturée. Une fois que ces puissances sont compensées, les pics, qui sont très courts, ne représentent plus qu'une petite part de la facture. Ainsi, en les compensant avec une flexibilité plus élevée, la réduction de la facture est moins importante.

L'entreprise MNE doit donc s'attendre à ce phénomène lors de la mise en place de la flexibilité dans son GB. Plus la flexibilité sera élevée, plus les investissements nécessiteront un long temps d'amortissement. Il apparaît qu'à partir d'environ 600 kW de flexibilité utilisée (cf. l'entouré rouge de la Figure 11), cet effet sera significatif.

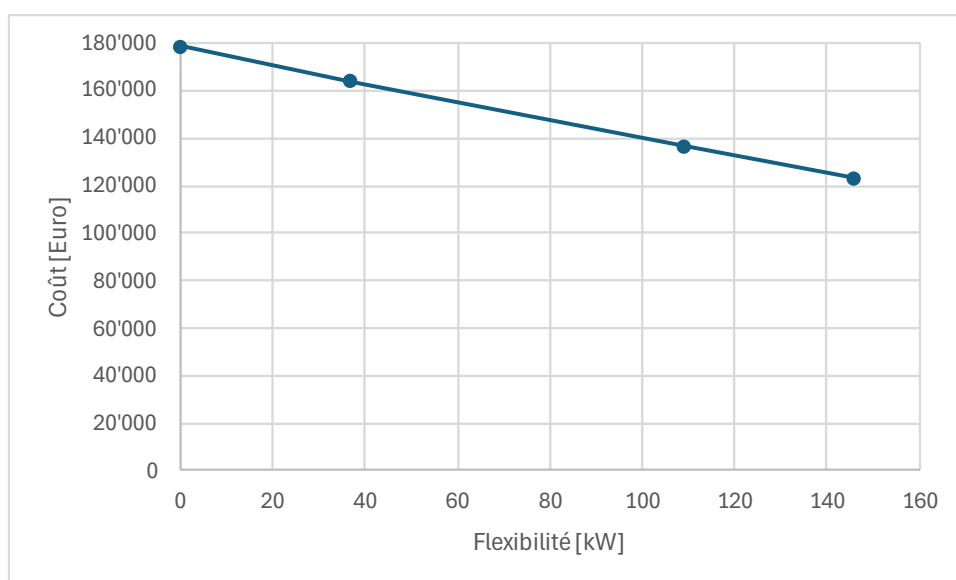


Figure 10 : Évolution de la facture d'énergie d'équilibre entre les trois scénarios

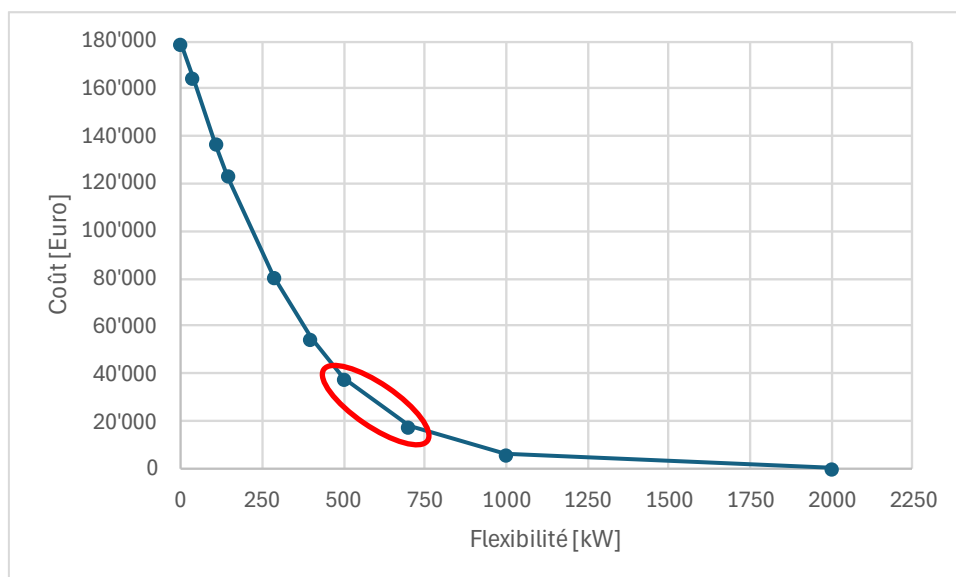


Figure 11 : Réelle évolution de la facture d'énergie d'équilibre

Avec de tels résultats, davantage de flexibilité pourrait apporter beaucoup pour le GB de MNE. Beaucoup de solutions peuvent exister, par exemple, la municipalité de Flensburg a construit deux réservoirs d'eau chaude pour amortir les pics de

besoin de chaleur du réseau. Dans le cadre de la tarification dynamique, les chaudières à électrodes sont enclenchées lorsque le prix est faible ou négatif pour chauffer l'eau jusqu'à près de 100 °C [40]. Dans le cas de MNE, l'entreprise dispose d'une batterie d'une capacité de 1.4 MWh dont la puissance maximale vaut 1.4 MW. Il pourrait être intéressant de simuler l'utilisation de la batterie pour augmenter la flexibilité du GB.

6.5. Essais supplémentaires

Deux essais supplémentaires ont été réalisés pour compléter l'analyse des premiers résultats.

Premièrement, lors de l'analyse du fonctionnement d'équilibrage du GB, il a été mentionné qu'il serait intéressant de simuler le cas où l'énergie d'équilibre serait anticipée par de très bons pronostics à court terme (une heure ou 30 minutes à l'avance). L'équivalent de cette énergie serait alors échangé sur l'Intraday.

Deuxièmement, la simulation de la flexibilité a révélé que le potentiel de réduction de la facture de l'énergie d'équilibre semblait élevé et que la flexibilité du GB pourrait être agrandie grâce à l'utilisation de la batterie de MNE.

Ce sous-chapitre détaille, présente et analyse les résultats de ces deux simulations supplémentaires.

6.5.1. Énergie d'équilibre sur l'Intraday

Il s'agit de comparer le coût des échanges de l'énergie d'équilibre (AE) sur son propre prix avec le coût des échanges d'énergie d'équilibre sur le prix de l'Intraday. La simulation est toujours réalisée sur les données de 2023.

Méthode

Pour ce faire, le coût de référence de l'énergie d'équilibre est relevé. Ensuite, le coût de l'énergie d'équilibre sur l'Intraday est calculé selon l'Equation 1 et l'Equation 2 à partir des puissances d'échange d'énergie d'équilibre et du prix de l'Intraday.

La différence entre le nouveau coût et le coût de référence représente l'économie qui peut être faite.

Résultats et analyse

Voici le résultat obtenu :

Tableau 15 : Économie possible de l'énergie d'équilibre sur l'Intraday

	Cout AE [€]
AE sur prix AE (référence)	-178'743
AE sur prix Intraday	-142'755
Économie :	35'988

L'économie possible en 2023 vaut près de 36'000 euros. Cela semble peu, car rien que WWB avec une flexibilité disponible à 100 % permettrait d'économiser un peu plus de 40'000 euros.

Il faut avoir conscience que cette économie serait le résultat d'investissements importants pour des pronostics à courts termes pour tous les clients de MNE. En considérant que les pronostics ont toujours des erreurs, de l'énergie d'équilibre devrait tout de même être facturée ou compensée par la flexibilité du GB. Une flexibilité qui nécessite également des investissements. L'économie possible apparaît donc comme faible à côté des investissements nécessaires.

En comparaison à l'effet de la flexibilité, réussir à anticiper les échanges de l'énergie d'équilibre sur l'Intraday ne ressort pas aussi intéressant. Cette solution n'est probablement pas à recommander.

6.5.2. Flexibilité grâce à la batterie de MANN Naturenergie

Le but est de simuler la réduction de la facture d'énergie d'équilibre qu'apporterait la flexibilité de la batterie de MNE.

Méthode

Pour réaliser cela, il est nécessaire de déterminer la flexibilité dont la batterie peut disposer. Ensuite, la simulation est réalisée selon la même méthodologie que précédemment. Une simulation pour la batterie de MNE seule est d'abord réalisée, puis une simulation avec WWB, les VGWE et la batterie ensemble va clore les simulations. Il y a donc deux scénarios supplémentaires (MNE et WWB + VGWE + MNE).

Définition du potentiel de la batterie

La batterie dispose d'une capacité brute de 1.4 MWh (C_{Bat}), d'une puissance de charge ou de décharge de 1.4 MW ($P_{c/d}$) et elle est déjà utilisée pour du peak-shaving. La puissance totale ne peut donc pas être utilisée surtout que cela signifierait que la batterie serait vide en une heure. Le but est de pouvoir disposer de la flexibilité le plus souvent possible. La batterie fournirait une puissance lorsque le GB est trop court et consommerait lorsqu'il est trop long.

En 2023, l'énergie d'équilibre achetée est environ deux fois plus récurrente que l'énergie vendue (cf. Tableau 10). L'hypothèse que la batterie devrait être déchargée à une puissance deux fois plus faible que la puissance de charge est donc posée. Ainsi, elle pourrait fournir de l'énergie pendant une durée deux fois plus longue que sa période de consommation. Sur 24h, il est alors question de 16 heures de décharge (T_d) et 8 h de charge (T_c). Les puissances correspondantes sont calculées avec l'Equation 10 ci-dessous.

$$P_{c/d} = \frac{C_{Bat}}{T_{c/d}}$$

Equation 10

La puissance de décharge vaut donc 87.5 W et la puissance de charge est alors de 175 W. La puissance maximale n'est de loin pas utilisée, le peak-shaving ne devrait donc pas être altéré.

Le découpage 16h-8h paraît plutôt cohérent en observant le comportement des échanges de l'énergie d'équilibre sur 24h (cf. Figure 12). Ce qui est positif représente l'énergie achetée (entrant dans le GB) et vice-versa pour les valeurs négative. Effectivement, pendant près de 16h de l'énergie est achetée, c'est-à-dire que le GB manque d'énergie. La batterie doit donc fournir sa puissance pendant cette durée ($P_d=87.5$ W). L'inverse se produit pendant les huit heures restantes, le GB a trop d'énergie et la batterie est en charge ($P_c=175$ W).

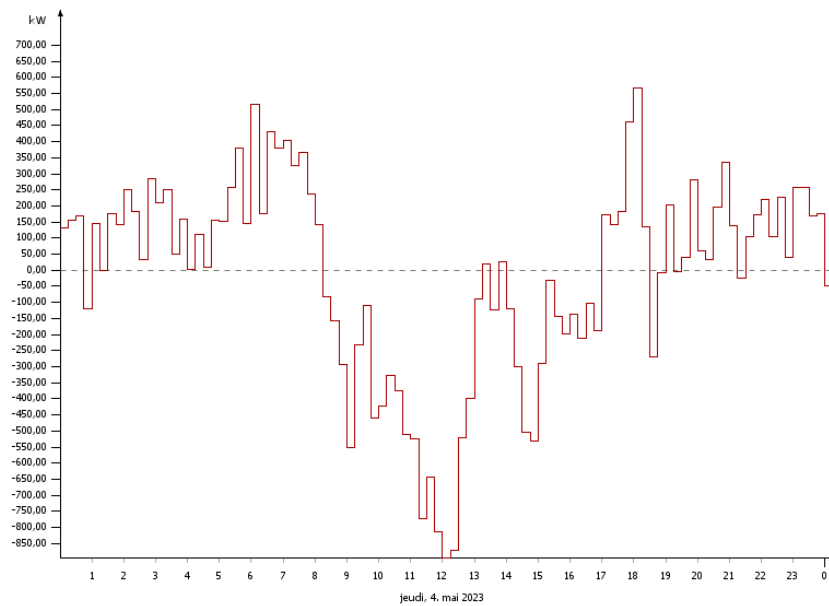


Figure 12 : Échanges journaliers - Énergie d'équilibre

Résultats

Les deux tableaux ci-dessous présentent les résultats des deux scénarios supplémentaires.

Tableau 16 : Impact scénario MNE

Dispo. flex. [%]	Achat [MWh]	Réduction [%]	Vente [MWh]	Réduction [%]	Coût total [k€]	Réduction [k€]	Réduction [%]
0	2'005.7	0	894.6	0	178.7	0.0	0
10	1'957.8	2	839.4	6	177.1	1.6	1
20	1'910.5	5	787.2	12	175.3	3.4	2
30	1'863.9	7	737.9	18	173.4	5.3	3
40	1'818.0	9	691.3	23	171.3	7.4	4
50	1'772.8	12	647.3	28	169.1	9.6	5
60	1'728.5	14	606.0	32	166.7	12.0	7
70	1'685.0	16	567.3	37	164.3	14.4	8
80	1'642.2	18	531.0	41	161.8	16.9	9
90	1'600.2	20	496.9	44	159.2	19.5	11
100	1'559.1	22	464.8	48	156.5	22.2	12

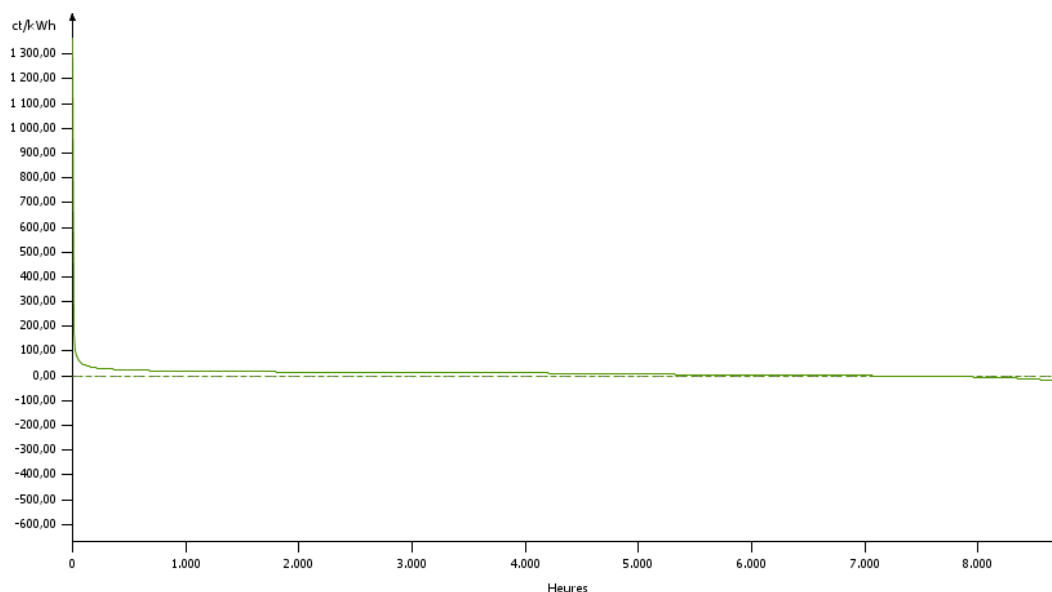
Tableau 17 : Impact scénario WWB + VGWE + MNE

Dispo. flex. [%]	Achat [MWh]	Réduction [%]	Vente [MWh]	Réduction [%]	Coût total [k€]	Réduction [k€]	Réduction [%]
0	2'005.7	0	894.6	0	178.7	0.0	0
10	1'879.3	6	795.7	11	171.2	7.5	4
20	1'758.0	12	706.5	21	163.5	15.2	9
30	1'642.2	18	626.3	30	155.6	23.1	13
40	1'532.1	24	554.9	38	147.5	31.2	17
50	1'427.5	29	491.4	45	139.5	39.2	22
60	1'328.2	34	434.6	51	131.6	47.1	26
70	1'234.3	38	384.1	57	123.8	54.9	31
80	1'145.8	43	339.3	62	116.2	62.5	35
90	1'062.6	47	299.7	67	109.0	69.7	39
100	984.5	51	264.7	70	101.9	76.8	43

Analyse

Le Tableau 16 montre une réduction de près de 22'200 euros sur la facture de l'énergie d'équilibre. Cela ne paraît pas très élevé en comparaison à ce que WWB peut apporter. En effet, les puissances de délestage sont dans le même ordre de grandeur, d'ailleurs la flexibilité de la batterie semble même plus élevée que celle de WWB. Une réduction plus importante grâce à la batterie pourrait donc être attendue.

Ce qui pourrait expliquer cela est peut-être le prix de l'énergie d'équilibre. Voici quelques explications. Le potentiel de délestage lors de l'achat d'énergie d'équilibre est plus faible ($P_d=87.5$ W) que lors de la revente ($P_c=175$ W). Ainsi la revente subit une diminution plus forte que l'achat. Or, en 2023, le prix de l'énergie d'équilibre est positif durant 7'267 heures, ce qui fait près de 83 % de l'année (cf. Figure 13). Par conséquent, environ 83 % du temps, la revente fait gagner de l'argent au GB. Du moins, elle atténue la facture de l'énergie d'équilibre. Si la revente subit donc une diminution plus importante que l'achat à cause de la flexibilité de la batterie asymétrique, l'atténuation qu'elle permettait est diminuée et la réduction de la facture finale est moins importante qu'attendue.



Unité	Valeur cible...	Moyenne ...	Durée au-dessus...	Durée au-dessus...	Durée au-desso...	Durée au-desso...
ct/kWh	0,00	9,56 ct/kWh	7 267,00 h	82,96 %	1 493,00 h	17,04 %

Figure 13 : Prix classés de l'énergie d'équilibre

Dans ce contexte, l'idée émise précédemment de vendre moins dans le Day-Ahead pour moins devoir racheter d'énergie d'équilibre est renforcée. Premièrement, si l'énergie d'équilibre était vendue et achetée environ dans les mêmes proportions, les recettes de la vente d'énergie d'équilibre couvriraient une bien plus grande part des dépenses due à l'achat de celle-ci. Deuxièmement, la flexibilité de la batterie pourrait être symétrique ($P_d=P_c$). Ainsi, le phénomène serait annulé, car la flexibilité de la batterie agirait de la même manière sur l'achat et sur la vente d'énergie d'équilibre.

De manière générale, cette étude s'est surtout tournée vers une approche financière et énergétique, mais très peu vers un point de vue environnemental. Il serait intéressant de conduire une étude parallèle pour estimer la réduction de l'empreinte carbone du GB grâce à la TD.

7. Solution technique

Après avoir simulé le potentiel de la flexibilité généré par la TD au sein du GB, il est question de savoir comment elle peut être mise en place et par qui. Il s'agit d'identifier quelle solution technique peut être envisagée.

7.1. Méthodologie

Pour réaliser cet objectif, les fournisseurs potentiels sont contactés afin d'identifier s'ils ont la capacité de proposer une solution technique pour la tarification dynamique.

Dans la mesure du possible, il est nécessaire de répondre aux questions suivantes :

1. Est-ce que l'automate peut contrôler plusieurs consommateurs en fonction d'un signal de prix ?
2. Quelle temporalité est exploitable (heure, quart d'heure ou minute) ?
3. L'automate, peut-il être programmé à distance ?
4. Quel est l'investissement financier d'une telle solution (ordre de grandeur) ?

7.2. Prise de contact

Les fournisseurs sont d'abord contactés par mail. Un délai de deux semaines est donné pour recevoir une réponse. L'avantage de procéder de cette manière, est que la réponse fournit le contact direct du collaborateur concerné par le sujet. Parfois même, il arrive que la réponse vienne directement lui. De plus, l'interlocuteur peut prendre le temps de se documenter à l'interne sur la question.

Après la première réponse écrite, un contact téléphonique est établi afin d'échanger plus en profondeur sur le besoin et donc de mieux identifier si le fournisseur peut proposer une solution correspondante ou non et de s'assurer de récolter les quatre informations nécessaires.

Les fournisseurs contactés sont les suivants :

- WAGO
- Siemens
- Schneider Electric
- Solar Manager

7.3. Résultats et analyse

Le Tableau 18, ci-dessous, résume les réponses obtenues.

Tableau 18 : Résultats – Solution technique

Fournisseur	Réponse	Contrôle de plusieurs appareils	Temporalité	Programmable à distance	Investissement [Euro]
Schneider Electric	Oui	Oui	À la minute ou à la seconde	Oui (VPN)	~ 10'000
Siemens	Non	-	-	-	-
Solar Manager	Oui	-	-	-	-
Wago	Oui	Oui	À la minute ou à la seconde	Oui (VPN)	-

Il faut savoir que Siemens n'a jamais répondu au premier mail. Ce fournisseur est donc tout de suite écarté.

La réponse obtenue de Solar Manager est négative. Leur solution n'est pas conçue pour une utilisation industrielle et ne peut pas être adaptée à chaque besoin, car l'interface de programmation n'est pas ouverte.

La personne de contact chez WAGO a communiqué qu'une solution était disponible depuis peu, par conséquent l'expérience sur cette solution n'est pas encore très développée. La solution semble tout de même pouvoir répondre aux besoins de la TD.

Finalement, Schneider Electric possède effectivement une solution qui répondrait au besoin. Ce fournisseur semble, en plus, avoir de l'expérience sur le sujet. C'est d'ailleurs le seul qui a pu estimer un coût potentiel. L'estimation considère une mise en place sur maximum quatre ou cinq machines au sein d'une industrie où le contrôle est d'avance automatisé, mais cette information est très fragile. Effectivement, la valeur dépend des paramètres et contraintes spécifiques de chaque cas d'application.

L'entreprise MNE est déjà en collaboration avec Schneider Electric et WAGO, les approcher pour la mise en place de la TD devrait donc être facilité et serait probablement à recommander.

8. Proposition

Maintenant que beaucoup d'aspects ont été estimés, simulés, quantifiés et analysés, des propositions peuvent être recommandées à l'intention de MNE.

Elles sont structurées de manière à proposer en premier lieu des actions internes à MNE puis des actions portées vers les clients.

8.1. MANN Naturenergie

Cela a déjà été mentionné, pour pouvoir piloter une tarification dynamique dans l'intérêt du GB, MNE doit connaître en temps réel les déséquilibres de son GB.

Une simulation supplémentaire a permis de montrer que MNE pourrait utiliser la flexibilité de sa batterie et ainsi baisser la facture de l'énergie d'équilibre de près de 22'000 euros, soit d'environ 12 %. Ce potentiel étant situé à l'interne de l'entreprise, sa mise en place semble davantage facile et propice qu'en collaboration avec un client. En effet, les techniciens sont sur place, MNE est libre de réaliser ce qu'elle souhaite et les économies générées appartiendront à part entière à MNE. De plus, la batterie propose une grande adaptabilité, ce qui peut être un énorme atout pour un projet pilote.

L'analyse du processus d'équilibrage du GB a révélé une asymétrie dans les échanges d'énergie d'équilibre qui a pour conséquences d'engendrer une contrainte sur la flexibilité et une facture de l'énergie d'équilibre importante.

Recommandations

Chronologiquement, nous recommandons :

1. L'installation de smart meters sur l'ensemble des clients RLM afin de connaître les déséquilibres du GB en temps réel.
2. La réalisation d'une étude quant à la possibilité de symétriser les échanges d'énergie d'équilibre en vendant moins d'énergie sur le marché du Day-Ahead.
3. De mener un premier projet pilote de flexibilité avec la batterie en collaborant avec le fournisseur Schneider Electric. Effectivement, celui-ci semble plus expérimenté que WAGO.

8.2. Westserwald-Brauerei

Un client tel que WWB est très intéressant pour le thème de la TD dans le GB. D'abord, son potentiel de flexibilité est plutôt élevé avec 109 kW. Le délai de report est relativement long grâce à l'isolation des cuves et les consommateurs électriques ont peu de restrictions. Cela prédit donc une flexibilité importante et sans grandes contraintes. Ensuite, la simulation révèle un impact important sur l'énergie d'équilibre

et sa facture avec une réduction un peu inférieure à 25 %. Finalement, WWB est une entreprise très ouverte sur l'innovation avec qui MNE entretient une très bonne entente.

La disponibilité de la flexibilité n'est cependant pas précisément estimable et mériterait une recherche supplémentaire afin de confirmer le potentiel de réduction de la facture de l'énergie d'équilibre.

Recommandations

Nous recommandons d'abord de réaliser une étude complémentaire afin d'identifier la réelle disponibilité de la flexibilité chez WWB. Puis, suite ou simultanément au projet pilote mené à l'interne de MNE, construire un projet avec WWB pour contrôler leur flexibilité selon l'état du GB. Afin de renforcer la collaboration entre les deux entreprises, nous conseillons de partager équitablement les économies qui seront générées par la flexibilité de WWB.

8.3. Verbandsgemeindewerke Hachenburg

Les VGWE présentent un intérêt secondaire, car leur flexibilité est passablement faible et la disponibilité pré-estimée est mauvaise. Ceci reste à préciser. En outre, la commune doit valider chaque projet ce qui représente un long processus administratif.

En revanche, les VGWE disposent un total de 12 stations d'épuration. Par conséquent, si la disponibilité s'avère intéressante sur l'ensemble du parc, un gros potentiel de flexibilité peut être exploité avec un processus de mise en place similaire.

Recommandations

Nous recommandons en premier lieu de définir si MNE souhaite s'engager dans un projet de TD avec les VGWE malgré les multiples contraintes (temps, potentiels, multisites, etc.). Si oui, nous préconisons d'abord d'estimer la réelle disponibilité de la flexibilité des VGWE. Puis de mener une étude sur l'ensemble des installations. À l'issue de cette recherche, nous suggérons de reconsidérer la collaboration des VGWE et de MNE quant à un projet de TD.

9. Conclusion

9.1. Résumé et rappel des résultats

MANN Naturenergie (MNE) est une entreprise allemande active dans le marché de l'électricité, avec son propre groupe bilan (GB). Elle doit constamment y équilibrer les consommations et les approvisionnements, influencés par les clients industriels. Les corrections anticipées sur les marchés du Day-Ahead et de l'Intraday ne suffisent pas et entraînent des déséquilibres compensés par une énergie d'équilibre très coûteuse.

Outre d'autres avantages, l'entreprise souhaite réduire ses coûts en minimisant l'énergie d'équilibre grâce à une tarification dynamique (TD) qui flexibilise la consommation des clients.

Ce travail a permis d'évaluer la flexibilité de quelques clients et d'explorer le mécanisme d'équilibrage du GB de MNE. Une simulation a mis en évidence l'effet de la flexibilité sur la facture liée à l'énergie d'équilibre. Des fournisseurs ont pu être identifiés afin de fournir une solution technique à la mise en place de la TD.

En résumé, la flexibilité identifiée permettrait de réduire la facture d'environ 77'000 euros, ce qui représente une diminution proche de 43 %. Deux potentiels fournisseurs ont pu être identifiés, WAGO et Schneider Electric avec une préférence pour ce dernier.

Des recommandations ont pu être proposées pour les prochaines actions à accomplir et pour les études complémentaires à réaliser.

9.2. Alignement avec les objectifs définis

9.2.1. Flexibilité des clients

Il s'agissait d'évaluer l'intérêt des clients de MNE pour une tarification dynamique et la flexibilité dont ils disposent.

Une première simulation a été réalisée pour une flexibilité répondant au prix du Day-Ahead. Elle a permis de montrer un type de fonctionnement aux clients lors des visites et d'appuyer la recherche d'un fonctionnement plus efficace, car les résultats n'étaient pas concluants.

Des visites chez les clients ont été effectuées. Le potentiel de flexibilité a effectivement été évalué, mais la disponibilité de celle-ci n'a pu être définie avec précision.

9.2.2. Simulation

L'objectif était de simuler le fonctionnement d'une tarification dynamique et d'évaluer la rentabilité de celle-ci pour MNE, mais aussi pour ses clients.

Le processus d'équilibrage du groupe bilan a été décortiqué et a permis de montrer à quel moment la flexibilité semblait être la plus efficace. Sur cette base, les simulations ont été développées.

Avec les essais supplémentaires, ce sont au total cinq variantes qui ont été simulées afin d'évaluer les économies possibles générées par la flexibilité de chaque client, séparément ou ensemble. La rentabilité dépendant de beaucoup de facteurs dont le coût d'investissement, elle ne peut pas être définie plus précisément qu'à la hauteur des économies possibles.

9.2.3. Fournisseur

Il était question d'identifier quel moyen de communication et de contrôle-commande permettrait la mise en service d'une tarification dynamique. Cela signifie identifier quel fournisseur peut proposer un appareil fonctionnel avec la TD.

Une recherche a été menée en approchant quatre fournisseurs potentiels. Le contact d'abord établi par mail puis par téléphone a conduit à récolter toutes les informations nécessaires excepté le coût d'investissement qui semble très variable selon le cas d'application.

9.2.4. Propositions

Le dernier objectif impliquait de définir et de rédiger une proposition adaptée à chaque client sur la base des résultats obtenus.

Des propositions ont effectivement pu être établies sous forme de recommandations à l'intention de MNE.

9.3. Perspectives

À l'issue de ce travail, plusieurs perspectives sont possibles.

L'analyse des résultats a mis en évidence quelques limites de la méthodologie utilisée et à soulever des recherches complémentaires à réaliser. Certaines ont rapidement pu faire l'objet de simulations supplémentaires, mais ce n'est pas le cas des suivantes :

- Estimer l'impact d'une vente d'énergie moins importante sur le Day-Ahead afin de symétriser les échanges d'énergie d'équilibre.
- Estimer précisément la disponibilité de la flexibilité identifiée chez les clients.
- Évaluer la réduction de l'empreinte carbone de MNE et de ses clients grâce la tarification dynamique.

La flexibilité déjà identifiée peut dans tous les cas être complétée afin de minimiser au maximum l'énergie d'équilibre. D'autres clients peuvent être approchés et donner lieu à des visites telles que celles mentionnées dans ce document.

Les résultats obtenus étant prometteurs, le travail appelle à la suite du développement de la tarification dynamique au sein de MNE et à sa mise en place. Ceci représente un projet à part entière contenant de nombreuses étapes.

9.4. Difficultés rencontrées

Plusieurs défis ont dû être relevés pour la réalisation de ce travail de bachelor. Tout d'abord, le marché de l'électricité ainsi que tout ce qui touche à un groupe bilan a peu été traité lors des trois années d'études. Par conséquent, l'apprentissage a dû être mené à travers la littérature et les connaissances des collaborateurs sur places.

Cela a nécessité passablement de temps, car d'un côté, bien que les collaborateurs comprenaient la facturation du groupe bilan, ils ne pouvaient pas expliquer le processus d'équilibrage. Il a fallu contacter les externes concernés pour comprendre, récolter les données et apporter ces informations au sein de MNE. Venant de l'extérieur, les données obtenues ont justement été compliquées à décomposer et à comprendre, rallongeant ainsi le processus.

D'un autre côté, les sujets de la tarification dynamique, de la flexibilité de la consommation et de la réponse à la demande, sont documentés dans la littérature, mais de manière peu précise quant à des méthodes propres d'applications. En effet, le sujet semble innovateur et donc peu documenté ce qui a rallongé l'élaboration de l'état de l'art et n'a pas permis de se baser sur une méthode déjà existante pour la simulation.

Le développement des variantes sur epredict a régulièrement été confronté aux limites du logiciel et a nécessité des alternatives demandeuses en temps et en créativité, notamment pour la première estimation.

Ajoutez une langue étrangère à cet ensemble et les défis reprennent un niveau d'importance notamment pour les discussions avec les externes. Ils ont généralement été bienveillants avec moi, mais la richesse des dialectes régionaux ou le bruit des machines lors des visites ont tout de même considérablement complexifié la compréhension orale en allemand.

Pour conclure ce travail, je suis heureux d'avoir fait face à ces défis et d'avoir réussi à les relever à la hauteur de mes compétences. Je suis conscient que le travail de bachelor n'est qu'un début et qu'il me reste énormément de notions à développer concernant un travail de recherche en tant qu'ingénieur.

Bibliographie

- [1] L. Meeus, K. Purchala, et R. Belmans, « Development of the Internal Electricity Market in Europe », *Electr. J.*, vol. 18, n° 6, p. 25-35, juill. 2005, doi: 10.1016/j.tej.2005.06.008.
- [2] R. Bolton, *Making energy markets: the origins of electricity liberalisation in Europe*. Cham: Palgrave Macmillan, 2021. doi: 10.1007/978-3-030-90075-5.
- [3] F. R. Aune, R. Golombek *, S. A. C. Kittelsen, et K. E. Rosendahl, « Liberalizing the energy markets of Western Europe – a computable equilibrium model approach », *Appl. Econ.*, vol. 36, n° 19, p. 2137-2149, oct. 2004, doi: 10.1080/00036840310001641742.
- [4] S. Zalzar, E. Bompard, A. Purvins, et M. Masera, « The impacts of an integrated European adjustment market for electricity under high share of renewables », *Energy Policy*, vol. 136, p. 111055, janv. 2020, doi: 10.1016/j.enpol.2019.111055.
- [5] EPEX SPOT SE – PART OF EEX GROUP, « FACTSHEET: FUNDAMENTALS OF THE EUROPEAN ELECTRICITY MARKET ». 2022.
- [6] *Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (recast) (Text with EEA relevance.)*, vol. 158. 2019. Consulté le: 24 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj/eng>
- [7] « Dynamic electricity pricing explained – gridX ». Consulté le: 24 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.gridx.ai/knowledge/dynamic-electricity-pricing>
- [8] « Markus MANN Geschäftsführender Gesellschafter », MANN NATURENERGIE. Consulté le: 25 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.mann-energie.de/markus-mann>
- [9] « Unternehmensgeschichte der Firmengruppe Mann », MANN NATURENERGIE. Consulté le: 25 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.mann-energie.de/geschichte>
- [10] « Großbatterie », MANN NATURENERGIE. Consulté le: 25 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.mann-energie.de/grossbatterie>
- [11] V. Sandoz, « Intégration et gestion de la charge d'un parc de véhicules électriques dans une exploitation industrielle incluant la prédiction de vent et d'ensoleillement », 2023, Consulté le: 25 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://sonar.rero.ch/global/documents/328507>
- [12] « Anzère - Projet de Centrale de chauffage à bois », Chauffage Bois-Energie Anzère. Consulté le: 25 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <http://chauffageboisanszere.ch/projekt.php?fr>

- [13] « Was ist ein Bilanzkreis und wie wird er ausgeglichen? Wer ist beim Übertragungsnetzbetreiber für Bilanzkreise verantwortlich? Was ist eine Systemdienstleistung? Diese Fragen & mehr beantworten wir im Wissensartikel. Jetzt hier lesen. » Consulté le: 25 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/bilanzkreis>
- [14] « Day-Ahead-Handel ist der Handel von Strom für den folgenden Tag an der European Power Exchange (EPEX SPOT). Doch wie hat sich dieser Strommarkt etabliert und wie funktioniert der Handel day ahead konkret? Hier finden Sie Antworten. » Consulté le: 25 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/day-ahead-handel>
- [15] « Der Intraday Handel ist der kurzfristige Stromhandel und dient meist zum Bilanzkreisausgleich. Wir zeigen unter anderem typische Preisverläufe, die Entwicklung des Intraday-Börsenmarkts sowie Handelsfristen auf. Jetzt mehr erfahren. » Consulté le: 25 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/intraday-handel>
- [16] « BK6_23_102_bkv_kons_lesefassung.pdf ». Consulté le: 25 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2023/BK6-23-102/BK6_23_102_bkv_kons_lesefassung.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [17] « § 4 StromNZV - Einzelnorm ». Consulté le: 25 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: https://www.gesetze-im-internet.de/stromnzhv/__4.html
- [18] G. Dutta et K. Mitra, « A literature review on dynamic pricing of electricity », *J. Oper. Res. Soc.*, vol. 68, n° 10, p. 1131-1145, oct. 2017, doi: 10.1057/s41274-016-0149-4.
- [19] Z. Hu, J. Kim, J. Wang, et J. Byrne, « Review of dynamic pricing programs in the U.S. and Europe: Status quo and policy recommendations », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, p. 743-751, févr. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.078.
- [20] US Dept. Energy, « Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them », févr. 2006.
- [21] H. A. Aalami, M. P. Moghaddam, et G. R. Yousefi, « Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs », *Appl. Energy*, vol. 87, n° 1, p. 243-250, janv. 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.05.041.
- [22] S. Borenstein, « The Long-Run Efficiency of Real-Time Electricity Pricing », *Energy J.*, vol. 26, n° 3, p. 93-116, juill. 2005, doi: 10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol26-No3-5.
- [23] F. A. Wolak, « An Experimental Comparison of Critical Peak and Hourly Pricing: The PowerCentsDC Program », mars 2010.

- [24] P. M. Schwarz, T. N. Taylor, M. Birmingham, et S. L. Dardan, « INDUSTRIAL RESPONSE TO ELECTRICITY REAL-TIME PRICES: SHORT RUN AND LONG RUN », *Econ. Inq.*, vol. 40, n° 4, p. 597-610, oct. 2002, doi: 10.1093/ei/40.4.597.
- [25] S. Storelli et G. Pillet, « La tarification dynamique de l'électricité: option tarifaire dans la gestion de la demande des grands consommateurs », 1997, doi: 10.5169/SEALS-902223.
- [26] C. Eid, E. Koliou, M. Valles, J. Reneses, et R. Hakvoort, « Time-based pricing and electricity demand response: Existing barriers and next steps », *Util. Policy*, vol. 40, p. 15-25, juin 2016, doi: 10.1016/j.jup.2016.04.001.
- [27] R. Lu, S. H. Hong, et X. Zhang, « A Dynamic pricing demand response algorithm for smart grid: Reinforcement learning approach », *Appl. Energy*, vol. 220, p. 220-230, juin 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.072.
- [28] « Dynamischer Stromtarif ⚡ Tibber ». Consulté le: 29 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://tibber.com/de/stromtarif/dynamischer-stromtarif>
- [29] « StadtwerkeFlex Ökostrom - dynamische Stromtarif der Stadtwerke Bochum », stadtwerke-bochum.de. Consulté le: 29 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.stadtwerke-bochum.de/privatkunden/produkte/strom-erdgas/strom-fuer-zuhause/strompreis/stadtwerkeflex>
- [30] « Dynamischer Stromtarif ». Consulté le: 29 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.swk.de/privatkunden/strom/dynamischer-stromtarif>
- [31] « Beethoven-Strom LIVE - SWB Energie und Wasser - Stadtwerke Bonn ». Consulté le: 29 juillet 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.stadtwerke-bonn.de/fuer-zuhause/produkte/strom/beethoven-strom-live/>
- [32] A. Iwayemi, P. Yi, X. Dong, et C. Zhou, « Knowing when to act: an optimal stopping method for smart grid demand response », *IEEE Netw.*, vol. 25, n° 5, p. 44-49, sept. 2011, doi: 10.1109/MNET.2011.6033035.
- [33] M. F. Khan, A. Jain, V. Arunachalam, et A. Paventhan, « Communication technologies for smart metering infrastructure », in *2014 IEEE Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science*, mars 2014, p. 1-5. doi: 10.1109/SCEECS.2014.6804427.
- [34] « Netztransparenz > Erneuerbare Energien und Umlagen > EEG > Transparenzanforderungen > Marktprämie > Spotmarktpreis nach § 3 Nr. 42a EEG ». Consulté le: 23 juin 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktpr%C3%A4mie/Spotmarktpreis-nach-3-Nr-42a-EEG>

- [35] J. B. West, « The original presentation of Boyle's law », *J. Appl. Physiol.*, vol. 87, n° 4, p. 1543-1545, oct. 1999, doi: 10.1152/jappl.1999.87.4.1543.
- [36] M. L. Stowe, « Compressed Air Basics ». mai 2017. Consulté le: 7 août 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.aiche.org/sites/default/files/cep/20170540.pdf>
- [37] « Complete Guide to Industrial Compressed Air Systems », Fluid-Aire Dynamics. Consulté le: 7 août 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://fluidairedynamics.com/blogs/articles/compressed-air-101-the-basics>
- [38] « Compressed Air Tank available in various capacities ». Consulté le: 8 août 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://indors.eu/371-vertical-compressed-air-tank>
- [39] « Réservoirs d'air comprimé – KAESER KOMPRESSOREN AG », KAESER. Consulté le: 8 août 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://ch.kaeser.com/fr/produits/stockage-d-air-comprime-et-maintien-de-pressure/reservoirs-d-air-comprime/default.aspx>
- [40] E&M, « E&M daily, die Tageszeitung für den Energiemarkt », juin 2024, Consulté le: 10 juin 2024. [En ligne]. Disponible sur: <https://dailyweb.energie-und-management.de/index.php?mail=m.mann@mann-energie.de&date=2024-06-06&hash=442eachbeec7c8a3fb9c0415c8f7c22dd3fcafcd949fdad5744a4847a9fd4bad>

Lexique

1	AE	Énergie d'équilibre
Énergie très coûteuse échangée pour compenser les déséquilibres d'un groupe bilan.		
2	CPP	Critical Peak Pricing
Modèle de tarification dynamique où le prix est élevé pendant quelques heures.		
3	Epredict	Robotron*epredict
Logiciel de traitement et de prévision de séries chronologiques voué à l'énergie.		
4	G&S	Goerg & Schneider GmbH u. Co. KG
Consommateur du groupe bilan, producteur de céramique.		
5	GB	Groupe bilan
Entité du modèle du marché de l'énergie qui permet d'équilibrer la consommation et la production sur le marché de l'énergie.		
6	GRT	Gestionnaire de réseau de transport
Responsable de la gestion et de l'exploitation du réseau de transport pour l'électricité.		
7	HUF	HUF Haus GmbH & Co. KG
Consommateur du groupe bilan, producteur de maisons préfabriquées.		
8	MNE	MANN Naturenergie
Entreprise de la famille Mann.		
9	MS	Maschinenbau Strunk
Consommateur du groupe bilan, usinage de précision.		
10	MSt	MANN Strom
Marque de courant électrique créée par MANN Naturenergie.		
11	PTR	Peak Time Rebates
Modèle de tarification dynamique où le prix subit un rabais pendant les heures de points si la consommation est diminuée.		
12	RD	Réponse à la demande
Flexibilité de la demande créée par un tarif dynamique de l'électricité.		
13	RTP	Real Time Pricing
Modèle de tarification dynamique où le prix varie au cours du temps.		
14	SH	Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH
Fournisseur d'électricité de MANN Naturenergie et responsable de l'équilibre du groupe bilan.		
15	STOU	Superpeak Time of Use
Modèle de tarification dynamique basé sur le TOU où les heures pleines sont moins nombreuses.		
16	TD	Tarification dynamique
Modèle de prix de l'électricité variable.		
17	TOU	Time of Use
Modèle de tarification dynamique où le prix prédéfini varie chaque heure, cher aux heures de pointe et bon marché aux heures creuses.		

18	TS	Thodor Stephan KG GmbH & Co. KG
Consommateur du groupe bilan, extracteur d'argile.		
19	VGWE	Verbandsgemeindewerke Hachenburg
Consommateur du groupe bilan, approvisionnement en eau potable et traitement des eaux usées.		
20	VPP	Variable Peak Pricing
Modèle de tarification dynamique où le prix des heures pleines est élevé, mais varie.		
21	WWB	Westerwald-Brauerei
Consommateur du groupe bilan, producteur de bière et de boissons dérivées.		
22	WWP	Westerwälder Holzpellets GmbH
Filiiale de MANN Naturenergie, productrice de planche, de pellet de bois et d'électricité.		

A Fiches d'évaluation


Goerg & Schneider

Évaluation du potentiel de flexibilité		1/1
Client :	Goerg & Schneider (G&S)	
Activité :	Production de céramique	
Consommation annuelle :	~2.8 GWh	
Part dans le groupe bilan :	4.1 % de la consommation du groupe bilan	
Date(s) de visite(s) :	-	
Intérêt pour la tarification dynamique :	Non	
Équipements flexibles :	-	
Potentiel maximal de flexibilité :	-	
Description :		
L'entreprise est actuellement trop occupée pour libérer du temps, du personnel et de l'énergie dans un projet de tarification dynamique.		

Maschinenbau Strunk

Évaluation du potentiel de flexibilité		1/1
Client :	Maschinenbau Strunk (MS)	
Activité :	Usinage de précision	
Consommation annuelle :	~690 MWh	
Part dans le groupe bilan :	1 % de la consommation du groupe bilan	
Date(s) de visite(s) :	-	
Intérêt pour la tarification dynamique :	Non	
Équipements flexibles :	-	
Potentiel maximal de flexibilité :	-	
Description :		
L'entreprise a une consommation passablement lisse ne permettant pas de dégager de la flexibilité. De plus, l'importance de la facture énergétique pour le client est trop faible pour s'intéresser à la tarification dynamique.		

Theodor Stephan

Évaluation du potentiel de flexibilité		1/1
Client :	Theodor Stephan KG (TS)	
Activité :	Extraction et transformation d'argile	
Consommation annuelle :	~1.2 GWh	
Part dans le groupe bilan :	1.7 % de la consommation du groupe bilan	
Date(s) de visite(s) :	15.07.2024	
Intérêt pour la tarification dynamique :	Oui	
Équipements flexibles :	-	
Potentiel maximal de flexibilité :	-	
Les informations recueillies ci-dessous sont fournies par le client lors de la/les visite(s) sur la base des fiches techniques des appareils, des schémas de fonctionnement et/ou du savoir des techniciens.		
Description :		
L'entreprise TS serait probablement intéressée à flexibiliser sa consommation, malheureusement elle travaille à flux tendu et le seul élément de la chaîne de production disposant de flexibilité est un concasseur qui est alimenté par une génératrice au diesel (cf. Figure 14). Il faudrait alors installer un câble d'alimentation électrique, mais cela semble compliqué vu la réalité du terrain et le besoin de mobilité du concasseur.		
Concasseur :		
		
<p style="text-align: center;"><i>Figure 14 : Concasseur</i></p>		

Verbandsgemeindewerke Hachenburg

Évaluation du potentiel de flexibilité		1/4
Client :	Verbandsgemeindewerke Hachenburg (VGWE)	
Activité :	Fourniture d'eau potable et épuration des eaux usées	
Consommation annuelle :	~160 MWh	
Part dans le groupe bilan :	<0.1 % de la consommation du groupe bilan	
Date(s) de visite(s) :	31.07.2024 & 07.08.2024	
Intérêt pour la tarification dynamique :	Oui	
Équipements flexibles :	Pompe et moteur	
Potentiel maximal de flexibilité :	36.8 kW	
Les informations recueillies ci-dessous sont fournies par le client lors de la/les visite(s) sur la base des fiches techniques des appareils, des schémas de fonctionnement et/ou du savoir des techniciens.		
Description :		
<p>Les services municipaux de Hachenburg (VGWE) ont la charge d'alimenter le réseau d'eau potable et de traiter les eaux usées. Pour cela, ils disposent d'une prise d'eau en surplomb de la ville. L'approvisionnement en eau se fait par une source naturelle qui récupère les eaux de surfaces et lorsqu'elle ne fournit pas assez d'eau, trois pompes dans un puits de près de 120 m de profond sont activées. Les pompes sont deux à trois fois plus actives en été qu'en hiver, car la source fournit moins d'eau à cette période. L'eau est d'abord filtrée puis désinfectée avant d'être stockée dans des bassins. Le niveau d'eau de ses bassins doit être très bien régulé, car ils définissent la pression dans les conduites.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Les pompes disposent donc d'une flexibilité très restreinte puisqu'elle régule le niveau d'eau. 2. En revanche, le nettoyage des filtres se fait une fois par semaine à l'aide d'une pompe dédiée à cela et est totalement flexible. <p>En parallèle, les VGWE traitent les eaux usées de la ville dans leur station d'épuration. À travers le traitement, trois processus par sédimentation ont lieu dans trois bassins différents (dessablage/dégraissage, sédimentation et traitement biologique). Les particules non-flottantes une fois déposées au fond, un déblayeur à très basse vitesse vient les ratisser au fond du bassin, les boues formées sont ensuite stockées dans un réservoir et tous les mois, elles sont pressées par un camion en vue du traitement final (incinération ou enfouissement).</p> <ol style="list-style-type: none"> 3. Deux des trois déblayeurs ne fonctionnent pas en permanence, leur consommation peut donc être flexible. 4. La presse à boue représente un gros potentiel de flexibilité, mais actuellement, elle est réalisée par un camion présent sur place que trois jours par mois. Ce potentiel ne peut donc pas être comptabilisé. <p>Dans le troisième bassin de sédimentation, selon un cycle précis, de l'air est injecté dans l'eau afin de permettre le traitement des eaux par les bactéries. Cet air est actuellement produit en direct par deux turbocompresseurs, mais il serait intéressant d'étudier la possibilité d'installer un système de stockage d'air comprimé, afin de créer de la flexibilité.</p>		

Pompes (approvisionnement en eau) :	2/4
--	------------



Figure 15 : Anciennes pompes (3 de gauche) et pompe actuelle (à droite)



Figure 16 : Bassin 3 d'eau potable

Potentiel de délestage :	19 kW
Pompe 1, 2 & 3	5 kW, 7 kW & 7 kW
Temps de consommation (été & hiver) :	~6 h & ~12 h
Délais de report :	15 minutes
Commande :	Automatique

Le système de pompage est équipé de trois pompes selon le modèle actuel (cf. Figure 15). Selon le client, seule une petite flexibilité peut être considérée, car le niveau minimal de l'eau se situe environ 10 cm sous le trop-plein (cf. Figure 16). La marge de remplissage est donc très faible.

Pompe (nettoyage des filtres) :
--



Figure 17 : Pompe pour le nettoyage des filtres (à droite)

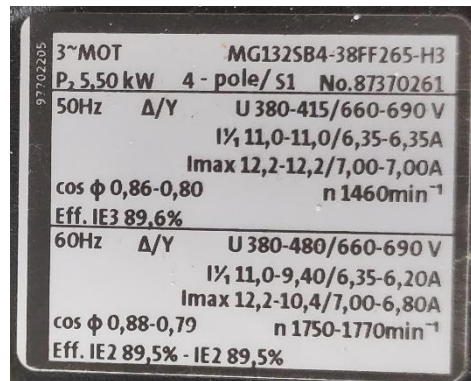
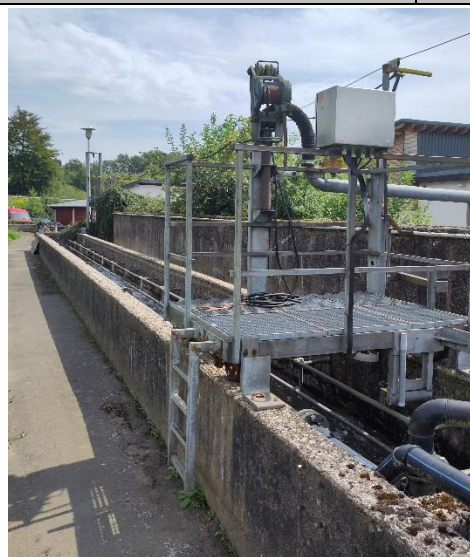


Figure 18 : Plaquette de la pompe pour le nettoyage

Potentiel de délestage :	5.5 kW (cf. Figure 18)
Temps de consommation :	1 h
Délais de report :	1 semaine
Commande :	Automatique

La pompe (cf. Figure 17) injecte de l'eau à contresens dans les filtres pendant une heure, une fois par semaine. Cette heure de consommation est totalement flexible, mais doit se faire en une fois.

Déblayeur 1 :**3/4***Figure 19 : Déblayeur 1**Figure 20 : Bassin de dessablage et dégraissage*

Potentiel de délestage :	2.5 kW
Temps de consommation :	2 h
Délais de report :	12 h
Commande :	Automatique

Dans ce bassin (cf. Figure 20), l'eau est dessablée et dégraissée. Le dépôt qui se fait au fond du canal est ratissé à très basse vitesse et directement aspiré deux fois par jour par le déblayeur 1 (cf. Figure 19). La puissance de la pompe s'élève à 2.5 kW.

Déblayeur 2 :*Figure 21 : Bassin de sédimentation**Figure 22 : Déblayeur 2*

Potentiel de délestage :	9.8 kW
Temps de consommation :	2 h
Délais de report :	12 h
Commande :	Automatique

Le bassin de sédimentation est triplé afin de recueillir le supplément d'eau usée survenant lors de précipitations (cf. Figure 21). Deux fois par jour, le déblayeur (cf. Figure 22) ratisse la boue déposée au fonds des trois bassins. Sa consommation électrique est de 9.8 kW et un ratissage dure une heure.

Presse à boue (non comptabilisée) :	4/4
--	------------

Potentiel de délestage :	50 kW
Temps de consommation :	8 h
Délais de report :	Plusieurs heures
Commande :	Automatique

Actuellement, la presse n'est effectuée que tous les mois par un camion mobile appartenant aux VGWE. La presse dure trois jours de huit heures d'activité. À long terme, il existe le projet de construire une presse sur place. Dans cette hypothèse, la presse pourrait être très flexible, car le réservoir à boue est suffisamment grand pour contenir jusqu'à un mois d'amasement. La presse consomme 125 A à 400 V, la puissance vaut donc 50 kW.

Turbocompresseurs (non comptabilisés) :
--



Figure 23 : Turbocompresseurs



AERZEN		CE
Type	AT50-0.6S G5 PLUS	
Flow rate	35 m ³ /min	1236 scfm Fluid Type AIR
Discharge Pressure	59 kpa	8.557 psi
Power	42 kW	Class 50 HP
Rated Voltage/Frequency	400 V	50 / 60 Hz
Rated Current	66 A	
Discharge Flange	150 A	
Weight	550 kg	1213 lbs
Temp. Range	-20 / 45 degC	-4 / 113 degF
Rotating Speed	37000 rpm	
Year of Manufacture	2023	
Serial No.	P-23012361	
www.aerzen-turbo.com		AERZEN TURBO Co., Ltd.
60, Geonjeseong-dol, Bupyeong-Myeon, Sejong-city, KOREA, 30077		

Figure 24 : Plaquette des turbocompresseurs

Potentiel de délestage :	84 kW (2 x 42 kW)
Temps de consommation :	10-15 h
Délais de report :	0 h
Commande :	Automatique

Selon des cycles précis alternant environ 1.5 heure à 2 heures de compression et autant de repos, de l'air est insufflé dans l'eau par deux turbocompresseurs de chacun 42 kW (cf. Figure 23 et Figure 24). Cela permet le traitement de l'eau par des microorganismes. L'air est comprimé à une pression de 59 kPa (~0.6 bar) avec un débit de 35 m³/min (cf. Figure 24). L'air étant fourni en direct, un réservoir d'air comprimé pourrait permettre de la flexibilité, cette possibilité serait à étudier.

Westerwald-Brauerei

Évaluation du potentiel de flexibilité			1/2
Client :	Westerwald-Brauerei (WWB)		
Activité :	Production de bière et de boissons dérivées		
Consommation annuelle :	~1.3 GWh		
Part dans le groupe bilan :	1.9 % de la consommation du groupe bilan		
Date(s) de visite(s) :	17.07.2024 & 24.07.2024		
Intérêt pour la tarification dynamique :	Oui		
Équipements flexibles :	Machines de froid et ventilateurs		
Potentiel maximal de flexibilité :	109 kW		
Les informations recueillies ci-dessous sont fournies par le client lors de la/les visite(s) sur la base des fiches techniques des appareils, des schémas de fonctionnement et/ou du savoir des techniciens.			
Description :			
En plus d'autres produits, WWB produit de la bière dans la petite ville de Hachenburg. Dans le processus de brassage, la bière une fois fermentée doit reposer dans des cuves à une température de -1 °C pendant près de six semaines. Durant cette période, la bière libère le CO ₂ produit lors de la fermentation.			
<ol style="list-style-type: none"> 1. La température pouvant varier entre -2 °C et 0 °C et les cuves étant isolées (cf. Figure 25), il serait tout à fait possible de mettre en arrêt le système de froid pendant un certain temps. 2. Le CO₂ libéré étant d'abord amassé dans un ballon avant d'être compressé en vue de la gazéification d'un autre produit de la brasserie, il serait possible de suspendre l'activité du compresseur pendant que le ballon se remplit. 			
Machine de froid :			
 <p>Figure 25 : Cuves de bière</p>		 <p>Figure 26 : Les trois moteurs des compresseurs</p>	
Potentiel de délestage :		109 kW (87 kW + 22 kW)	
Appareil :	Nombre :	Puissance [kW]	Puissance totale [kW]
Moteur	3	29	87
Ventilateur	2	11	22
Temps de consommation :		Variable entre 24 h et 6 h	
Délais de report :		~6 h	
Commande :		Automatique	
Le système de froid est composé de trois compresseurs chacun entraîné par un moteur électrique d'une puissance électrique de 29 kW (cf. Figure 26). Le rejet de chaleur du système est évacué à l'air libre par deux ventilateurs d'une puissance totale de 22 kW (2 x 11 kW). Certains appareils tournent quasiment constamment, d'autres par phase dans la journée, mais l'inertie thermique permet une flexibilité de plusieurs heures selon le client.			

Compresseur CO₂ (non comptabilisé) :		2/2
Potentiel de délestage :	50 kW	
Temps de consommation :	Estimation impossible	
Délais de report :	Estimation impossible	
Commande :	Automatique	
Après analyse et réflexion du client, il s'avère que le compresseur ne peut pas faire plus de quatre démarrages par heure. De plus, la brasserie ne peut actuellement estimer ni le temps de compression ni le temps de remplissage du ballon. Par conséquent, le client préfère écarter le compresseur de CO ₂ du potentiel de flexibilité.		