



HAL
open science

Contributions à la gestion des réseaux de distribution intégrant massivement des flexibilités distribuées

Guénolé Cherot

► **To cite this version:**

Guénolé Cherot. Contributions à la gestion des réseaux de distribution intégrant massivement des flexibilités distribuées. Energie électrique. Université de Rennes, 2024. Français. NNT : 2024URENE003 . tel-04836993

HAL Id: tel-04836993

<https://theses.hal.science/tel-04836993v1>

Submitted on 13 Dec 2024

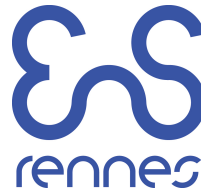
HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

COLLEGE MATHS, TELECOMS

DOCTORAL INFORMATIQUE, SIGNAL

BRETAGNE SYSTEMES, ELECTRONIQUE



école
normale
supérieure

THÈSE DE DOCTORAT DE

L'ÉCOLE NORMALE
SUPÉRIEURE RENNES

ÉCOLE DOCTORALE N° 601
*Mathématiques, Télécommunications,
Informatique, Signal, Systèmes, Électronique*
Spécialité : *Génie Électrique*

Par

Guénolé CHÉROT

Contributions à la gestion des réseaux de distribution intégrant massivement des flexibilités distribuées

Thèse présentée et soutenue à l'École Normale Supérieure de Rennes, le 14 novembre 2024
Unité de recherche : Laboratoire SATIE, UMR CNRS 8029

Rapporteuses avant soutenance :

Marie-Cécile ALVAREZ-HÉRAULT Maîtresse de conférences, G2ELAB, Grenoble INP
Luce BROTCORNE Directrice de recherche, INRIA Lille

Composition du Jury :

Président :	Romain BOURDAIS	Professeur des universités, IETR, CentraleSupélec
Examineur :	Salvy BOURGUET	Professeur des universités, IREENA, Nantes Université
Directeur de thèse :	Hamid BEN AHMED	Professeur des universités, SATIE, ENS Rennes
Encadrant de thèse :	Roman LE GOFF LATIMIER	Maître de conférences, SATIE, ENS Rennes

Invité :

Emmanuel JEAN Directeur délégué Innovation, Smart grid, Mobilité, Cyber et Data, ENEDIS

REMERCIEMENTS

En me lançant dans cette thèse, je ne pensais pas qu'elle serait si éprouvante. Mon travail a souvent été solitaire, tard le soir dans mon bureau de l'ENS, accompagné des beats de Lofi girl. Heureusement, j'étais bien accompagné, je veux ici exprimer toute ma gratitude envers ceux qui m'ont aidé sur ce long chemin.

Tout d'abord, je remercie les membres de jury. Salvy Bourguet, Romain Bourdais, Luce Brotcorne, j'appréhendais nos échanges, je suis ravi qu'ils aient été si constructifs. Marie-Cécile, merci encore pour ta bienveillance et ton compte rendu détaillé qui ont permis d'améliorer grandement la qualité de ce manuscrit. Merci également à Emmanuel Jean d'avoir fait le déplacement, j'espère que cette thèse ouvrira la voie à de nouvelles collaborations entre notre laboratoire et Enedis, renforçant ainsi notre ancrage dans les réalités du terrain.

Merci à mes encadrants, Roman et Hamid. J'ai mis du temps à comprendre le Romi-nidé et j'ai l'impression que cette thèse nous aura beaucoup fait évoluer tous les deux. Merci pour ton aide, souvent après 18h ! Je ressens maintenant ce que signifie être PRAG et chercheur à la fois. Hamid, merci pour nos discussions, qui n'étaient pas toujours purement scientifiques. En plus d'être mon directeur de thèse, tu as été mon tuteur lors de mes premiers enseignements. Tes conseils pratiques et théoriques me guident maintenant quotidiennement. J'espère un jour avoir ton talent pour raconter les histoires.

Je remercie l'ENS Paris-Saclay d'avoir financé cette thèse ; espérons que les coupes budgétaires à venir ne nuiront pas trop à la qualité de la recherche dans les années futures. Et merci à Sci-Hub, qui m'a permis d'accéder facilement aux contributions scientifiques de mes pairs.

Merci aux collègues de l'ENS, dont certains sont devenus des amis. Ibra, Dave, Gervan, Cajna, Damien, Bastien, Anas, Béa, Claire, Pauline, Aly, Kircho, Thibault, Aurélien, Éloann, Briac, Hassen, c'était toujours un plaisir de prendre une pause à vos côtés. Mais la thèse ne limite pas son impact à la sphère professionnelle. Merci à tous mes amis qui ont su me faire décompresser quand j'en avais besoin. Le palier de rêve, les Cachanais, la Rushe, Incognito, les Génies, Marie, Anne, Élodie, Agathe, Tanguy, Vincent, Paul, Claire, Noémie, Guiblanç, je vais enfin avoir plus de temps à vous consacrer !

Un grand merci à Louis, ma béquille Malouine, toujours là pour prendre un verre et bitcher le samedi soir ! Merci à ma petite famille, Papa, Maman, Hélène, pour votre amour inconditionnel. Je vous aime.

La thèse m'aura apporté son lot de surprises. Tu es la plus belle d'entre elles. Louise, je ne sais pas comment j'aurais fait sans toi. Cette thèse, c'est aussi un peu la tienne.

TABLE DES MATIÈRES

Nomenclature	ix
0 Introduction générale	xiii
I Gestion des réseaux de distribution : enjeux et problématiques	1
1 Introduction du chapitre	2
2 Vers un système soutenable ?	2
2.1 Changement climatique : un constat sans appel	2
2.2 Les solutions existent et sont connues	3
2.3 Implications de la transition énergétique	6
3 Quels enjeux pour le réseau électrique ?	8
3.1 Les réseaux au cœur de la transition énergétique	8
3.2 Structure actuelle des réseaux	9
3.3 Du centralisée au distribuée : défis du réseau	19
4 Réseau de distribution actif	22
4.1 Nouveaux moyens d'information et de communication	22
4.2 Les flexibilités du réseau de distribution	23
4.3 Gestion des flexibilités du réseau de distribution	28
5 Gestion optimale des flux de puissance : OPF	36
5.1 Formulations et relaxations	36
5.2 Prix nodaux	39
6 Contributions de la thèse	41
6.1 Contexte	41
6.2 Positionnement	41
6.3 Méthode	42
II Impact de l'incertitude des impédances sur la gestion optimale	45
1 Introduction	46
1.1 Résumé du chapitre	46
1.2 Motivations	47

TABLE DES MATIÈRES

2	Modélisation du réseau	48
2.1	Le résultat de l'OPF dépendant des impédances	48
2.2	Modèle électrique des conducteurs	48
2.3	Mesure d'impédance	50
2.4	Modèle d'incertitudes	52
3	Propagation d'incertitudes	55
3.1	Approches possibles	55
3.2	Méthode de Monte-Carlo	57
4	Génération de cas tests	60
4.1	Motivation	60
4.2	État de l'art	60
4.3	Cas test utilisé pour ce chapitre	61
4.4	Méthode de simulation	69
5	Résultats et analyses	70
5.1	Influence des impédances sur le résultat de l'OPF	70
5.2	Flux dans les lignes	76
5.3	Impact de la distribution de probabilité	77
5.4	Part des producteurs par rapport aux consommateurs	80
6	Perspectives	82
6.1	Modélisation de l'incertitude	82
6.2	Méthode de propagation de l'incertitude	84
6.3	Études complémentaires	87
7	Conclusion	89
III Apprentissage du prix d'échange avec une communauté		91
1	Introduction	92
1.1	Résumé du chapitre	92
1.2	Motivations	92
2	Cas d'étude	94
2.1	Prix nodaux pour la gestion de réseau	94
2.2	Cas d'étude proposé	100
2.3	Cas d'étude simplifié	102
3	Méthodes de résolution	106
3.1	Objectifs	106

3.2	Formalisation : Processus de décision Markovien	107
3.3	Méthodes de résolution	111
4	Résultats et analyses	117
4.1	Séries temporelles	117
4.2	Vitesse d'apprentissage	118
4.3	Influence des paramètres de la récompense	119
4.4	Transfert de connaissances	122
5	Perspectives	124
5.1	Amélioration du cas test	124
5.2	Amélioration des algorithmes d'apprentissage	125
6	Conclusion	127

IV Analyse de la structure des prix nodaux via des outils de réduction de dimension 129

1	Introduction	130
1.1	Résumé du chapitre	130
1.2	Motivations	130
2	Réduction de dimension	131
2.1	Problème traité	131
2.2	Vocabulaire et notations	133
2.3	Approches possibles	133
3	Analyse en composantes principales	136
3.1	Théorie	136
3.2	Application aux prix nodaux	138
3.3	Performances évaluées sur les prix nodaux	140
3.4	Performances évaluées sur des métriques de gestion	142
3.5	Analyse de la structure de l'espace latent	150
3.6	Comment assurer la performance de la compression ?	155
3.7	Limites de l'ACP	164
4	Perspectives	166
4.1	Méthodes de compression non linéaire	166
4.2	Approche dynamique	167
4.3	Application pour la prédiction de prix nodaux	168
4.4	Généralisation à d'autres réseaux	170

TABLE DES MATIÈRES

5	Conclusion	171
V	Conclusion et perspectives	173
1	Conclusion générale	173
2	Perspectives	174
2.1	À court terme	174
2.2	À moyen terme	175
2.3	À long terme	175
VI	Annexe	177
1	Logiciels	177
2	Moyenne d'une loi normale tronquée	178
3	Estimateur de la densité de probabilité	179
3.1	Méthode	179
3.2	En pratique	180
4	Intervalle de confiance sur les déciles	181
4.1	Méthode	181
4.2	En pratique	182
5	Influence du facteur d'actualisation sur les récompenses futures	183
6	Exemple d'un algorithme d'apprentissage par renforcement	184
	Bibliographie	189

NOMENCLATURE

Acronymes

ACV Analyse sur cycle de vie

ADMM *Alternating Direction Method of Multipliers*

BFM *Branch flow model* pour l'OPF

BIM *Bus injection model* pour l'OPF

CRE Commission de régulation de l'énergie

DER Moyen de production distribué, Distributed energy resources

DLMP *Distribution Locational Marginal Prices* : prix nodaux à l'échelle du RD

EnR Énergies renouvelables

FD Flexibilité distribuée

GES Gaz à effet de serre

GRD Gestionnaire du réseau de distribution

GRT Gestionnaire du réseau de transport

KKT Conditions de Karush-Kuhn-Tucker

MDP *Markov Decision Process* : Processus de décision Markovien

OPF Optimal power flow : flux de puissance optimal

PCC Point de couplage commun

PF Power flow : flux de puissance

PN Prix nodal (ou prix nodaux)

PPO *Proximal Policy Optimisation* est un algorithme d'apprentissage par renforcement

PV Photo-voltaïque

- RD Réseau de distribution
- RL *Reinforcement Learning* pour apprentissage par renforcement
- SW *Social Welfare* traduit "bien être économique" en Français. Voir vocabulaire.
- TOU *Time of use*, type de tarification de l'énergie en fonction de l'heure.
- VE Véhicule électrique

Notations mathématiques générales

- Opération de composition de fonctions
- \triangleq Définition d'une grandeur
- $\llbracket 0, 5 \rrbracket$ Ensemble des entiers de 0 à 5
- $\mathbb{1}_{(\text{Cond})}$ Fonction indicatrice. Vaut 1 si la condition est remplie, 0 sinon
- $\mathcal{M}_{i,j}$ Matrice de taille (i, j)
- $\lceil x \rceil$ Valeur maximale admissible pour x
- \bar{x} Valeur moyenne de x
- $\lfloor x \rfloor$ Valeur minimale admissible pour x
- $\#\mathcal{E}$ Nombre d'élément de l'ensemble \mathcal{E}
- $\{\dots\}$ Ensemble
- \mathbf{x} Valeur vectorielle ou matricielle
- $\text{Vol}(\mathcal{E})$ Volume de l'espace \mathcal{E}
- $f(\cdot)$ Fonction f
- $\text{Im}(x)$ Partie imaginaire de x
- $\text{Re}(x)$ Partie réelle de x
- x Valeur scalaire
- $x_{i,j}$ Composante scalaire d'indice (i, j) appartenant à la matrice \mathbf{X}
- $x^{[i]}$ Valeur x au temps i / $i^{\text{ème}}$ observation de x selon le contexte
- x_i Composante scalaire d'indice i appartenant au vecteur \mathbf{x}

\mathbf{x}

Notations mathématiques spécifiques

- $\chi_i(\cdot)$ Préférence économique de l'acteur i , parfois nommée fonction coût
- \mathcal{A} Ensemble des acteurs du réseau
- \mathcal{C} Ensemble des consommateurs du réseau
- \mathcal{E}^\blacksquare Ensemble des états du réseau qui respectent les contraintes.
- \mathcal{L} Ensemble des lignes du réseau
- \mathcal{N} Ensemble des nœuds du réseau
- $\mathcal{N}(\mu, \sigma)$ Loi normale d'espérance μ et d'écart type σ
- \mathcal{N}_+ Ensemble des nœuds excluant le PCC
- $\mathcal{N}_{\rightarrow i}$ Ensemble des nœuds pointant vers i
- \mathcal{O} Ensemble des observations d'une base de données
- \mathcal{P} Ensemble des producteurs du réseau
- \mathcal{T} Ensemble des temps de simulation
- $\phi(\cdot)$ Fonction réalisant une compression de l'information
- $\psi(\cdot)$ Fonction réalisant une décompression de l'information
- I_{ij} Courant complexe circulant dans la lignes entre les bus i et j
- J_{ij} Norme au carré du courant entre les bus i et j
- s_i Puissance complexe échangée par l'acteur i
- S_{ij} Puissance complexe dans la ligne entre le bus i et j
- V_i Tension complexe du bus i
- W_i Norme au carré de la tension sur le bus i
- z_{ij} Impédance de la ligne entre les bus i et j

Vocabulaire

Social Welfare : Bien être économique en Français. Correspond à l'opposé de fonction coût de l'OPF. Il doit être maximisé.

Acteur : consommateur ou producteur d'énergie, sans distinction de puissance.

Agent : Agent d'apprentissage par renforcement, englobe la politique de décision et la manière dont elle s'améliore.

Espace latent : désigne une représentation de données où les variables observées sont transformées en un ensemble de variables non observables (latentes). Ces variables latentes sont souvent de dimension réduite et permettent de capturer les caractéristiques sous-jacentes des données originales.

Feuille d'un réseau : terme emprunté à la théorie des graphes. Nœud d'un réseau connecté à une seule ligne.

Flexibilité : modulation de puissance volontaire d'un ou plusieurs acteurs, durant une période donnée et en réaction à un signal extérieur, pour fournir un service, par exemple modifier temporairement sa consommation d'électricité pour contribuer à gérer une contrainte

Hyper-paramètre : ensemble des paramètres utilisés pour configurer un modèle. Contrairement aux paramètres du modèle, qui sont appris à partir des données d'entraînement, les hyperparamètres doivent être définis par l'utilisateur avant de commencer l'entraînement du modèle et reste fixe.

Prix marginal : variation de coût engendrée par la production d'une unité supplémentaire d'un bien ou d'un service. C'est la dérivé de la fonction coût.

Prosumers : Utilisateur du réseau de distribution disposant de moyens de production décentralisée et susceptible d'injecter et de prélever de l'électricité au réseau sur le même point de raccordement. Ils sont souvent considérés comme plus impliqués que les consommateurs historiques.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

L'énergie est au centre de nos sociétés. Définie comme la grandeur permettant de changer l'état d'un système –sa température, sa vitesse, sa forme, sa composition chimique, etc.– elle est le moteur principal de nos économies [Jancovici.2017]. Son utilisation n'a fait qu'augmenter depuis 1960 [WorldBank.2023]. Sa production repose encore largement sur l'utilisation de combustibles fossiles –gaz, charbon, pétrole– à l'origine d'émissions de gaz à effet de serre (GES) responsable du bouleversement climatique et de l'acidification des océans [IPCC.2022b]. L'ensemble de la chaîne de production, de l'extraction à l'utilisation finale, cause également d'autres impacts environnementaux délétères pour la biodiversité et la santé humaine [Cowie.2022].

Trois leviers permettent de limiter l'empreinte carbone de notre système énergétique : la sobriété, l'efficacité, et la transition énergétique [négaWatt.2022]. **La sobriété**, la plus importante, consiste à diminuer notre consommation en adaptant nos usages. **L'efficacité**, alimentée par le progrès technique, permet de diminuer la quantité d'énergie nécessaire à la satisfaction d'un même besoin. Enfin, **la transition énergétique** consiste à remplacer progressivement l'ensemble des énergies fossiles par des énergies renouvelables (EnR). Ces énergies renouvelables –éolien, photovoltaïque, biomasse, hydraulique, géothermie– montrent un impact sur cycle de vie plus faible que les alternatives fossiles [Besseau.2020], il est donc primordial de favoriser leur développement. Aussi, et bien qu'étant un très faible émetteur de GES, la production d'énergie nucléaire ne peut pas être considérée comme une alternative durable à cause de sa consommation d'un combustible fissile aux réserves finies : l'uranium.

Mais cette transition n'est pas sans impact pour le **réseau électrique**. Les productions photovoltaïque (PV) et éolienne ont le plus fort potentiel de réduction des GES [IPCC.2022a] mais leur dépendance aux conditions climatiques les rend par nature **intermittentes** et **non contrôlables** [Hirth.2013]. De plus, à cause de leurs faibles puissances, ces moyens de production sont majoritairement implantés sur le réseau de distribution (RD), on parle de **moyens de production d'énergie distribuée** [Wolsink.2020]. Or, à

l'inverse du réseau de transport (RT) auquel il est connecté, le RD n'est pas adapté au transport d'énergie. Le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) fait alors face à de nouvelles problématiques.

Le rôle premier des GRD est de garantir la qualité de la fourniture en électricité, caractérisée par la continuité d'alimentation, la qualité de l'onde de tension et la qualité de service [CRE.2016]. Pour cela, ils disposent principalement de deux leviers : le **dimensionnement** qui consiste en l'ajout ou le renforcement des lignes existantes et la **gestion opérationnelle** qui consiste soit à reconfigurer un réseau pour modifier sa topologie soit à ajuster les rapports des transformateurs. La stratégie historique de dimensionnement a conduit les GRD français à construire des réseaux dont la capacité est bien supérieure à la puissance nominale qui y transite. La gestion y était presque uniquement cantonnée à la résolution de problème dû à des défaillances d'équipement. Mais cette stratégie n'est aujourd'hui plus viable, étant donné ses implications financières et écologiques [RTE.2021d ; ENEDIS.2023]. **Une gestion plus fine des flux de puissance, impliquant un contrôle plus ou moins direct de la production et de la consommation de chaque acteur** et s'inspirant de celle des réseaux de transports est donc requise.

Les moyens de production distribués, en raison de leur nature non commandable, ne pourront pas être à la base des nouvelles stratégies de gestion. Toutefois, l'évolution des usages de l'énergie électrique, à l'origine d'une partie des transformations profondes des réseaux, pourrait constituer une solution majeure grâce aux sources inédites de **flexibilité** qu'elle introduit [Minniti.2018]. Déjà formalisés pour les acteurs de forte puissance, les contrats de flexibilité permettent aux entreprises qui le souhaitent de moduler volontairement leur consommation contre une rémunération [Enedis.2022a]. Ce levier est pour l'instant sous-exploité et doit être généralisé aux consommateurs particuliers qui représentent un important gisement : véhicules électriques, pompe à chaleur, piscine, etc. sont autant d'appareils dont la consommation peut être modulée sans dégrader le service rendu.

L'émergence de ces flexibilités distribuées (FD) combinée à l'essor des **compteurs communicants** [Wang.2019] augmente le périmètre d'action des GRD, le rapprochant de celui du GRT. Nous posons donc la question suivante :

Dans quelle mesure les logiques de gestion appliquées au réseau de transport peuvent-elles être transposées au réseau de distribution de demain ?

Pour y répondre, le chapitre I présentera les particularités du réseau de distribution et introduira l'*Optimal power flow* (OPF) comme une méthode permettant de calculer les échanges de puissance optimaux entre acteurs. Très adaptée au réseau de transport, l'OPF n'a plus de réalité pratique depuis la déréglementation du secteur électrique européen¹, mais reste tout de même une référence importante. Il permet notamment d'introduire les **prix nodaux**, les variables duales du problème d'optimisation pouvant servir de base à la création de nouvelles méthodes de gestion.

Premièrement, la connaissance du réseau de distribution, tant en ce qui concerne sa topologie que les valeurs des impédances, est bien moins précise que celle du réseau de transport. Le chapitre II étudie donc l'influence des incertitudes liées aux impédances sur le résultat de l'OPF. Deuxièmement, le comportement des acteurs est souvent inconnu et fortement dépendant de la poche de distribution considérée, rendant ainsi le calcul de l'OPF et des prix nodaux associés difficile, voire impossible. Le chapitre III propose donc de reformuler la gestion du réseau sous la forme d'un processus de décision Markovien, pour lequel la variable de contrôle – qui peut être assimilé à un prix nodal – doit être apprise. Une attention particulière sera portée à la quantité de données nécessaire à l'apprentissage. Enfin, le réseau de distribution comporte un grand nombre de nœuds et d'acteurs. Le chapitre IV examine la structure des prix nodaux de distribution à travers une analyse en composantes principales, afin de les utiliser comme variables de contrôle. Étant donné la complexité de l'apprentissage d'un grand nombre de prix, il est crucial de déterminer si certains prix sont redondants ou si leur structure peut permettre de réduire le nombre de variables à apprendre.

1. Initiée par les directives 96/92/CE du 19 décembre 1996.

GESTION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION : ENJEUX ET PROBLÉMATIQUES

Plan du chapitre

1	Introduction du chapitre	2
2	Vers un système soutenable ?	2
2.1	Changement climatique : un constat sans appel	2
2.2	Les solutions existent et sont connues	3
2.3	Implications de la transition énergétique	6
3	Quels enjeux pour le réseau électrique ?	8
3.1	Les réseaux au cœur de la transition énergétique	8
3.2	Structure actuelle des réseaux	9
3.3	Du centralisée au distribuée : défis du réseau	19
4	Réseau de distribution actif	22
4.1	Nouveaux moyens d'information et de communication	22
4.2	Les flexibilités du réseau de distribution	23
4.3	Gestion des flexibilités du réseau de distribution	28
5	Gestion optimale des flux de puissance : OPF	36
5.1	Formulations et relaxations	36
5.2	Prix nodaux	39
6	Contributions de la thèse	41
6.1	Contexte	41
6.2	Positionnement	41
6.3	Méthode	42

1 Introduction du chapitre

Le changement climatique et ses conséquences sont aujourd’hui bien documentés grâce aux travaux du GIEC. Une partie de la solution l’est également : baisse des émissions de gaz à effets de serre en arrêtant d’avoir recours aux énergies fossiles. Un des leviers pour y parvenir est l’adoption massive des EnRs comme moyen de production de l’énergie électrique. En pratique, une grande partie de ces générateurs seront connectés au réseau de distribution. Or ce type de réseau a été historiquement conçu dans l’unique but de distribuer l’énergie depuis les points d’interconnexion avec le réseau de transport vers les consommateurs. Il n’est donc pas adapté à la gestion de flux de puissance bidirectionnelles qui pourraient avoir pour conséquence la dégradation de la qualité de fourniture de l’énergie voire le vieillissement prématuré des réseaux et des appareils qui y sont connectés. Les méthodes de gestions et de dimensionnement des réseaux doivent donc évoluer pour tirer parti des nouveaux usages de l’énergie électrique.

Ce chapitre présentera l’état des connaissances actuelles concernant le changement climatique, en détaillant les enjeux liés à la transition énergétique. Il présentera ensuite le réseau de distribution en insistant sur ses différences avec le réseau de transport. Le rôle des gestionnaires de ces réseaux et les leviers dont ils disposent pour effectuer leur mission seront également détaillés. Une attention particulière sera donnée à la définition et au recensement des flexibilités du réseau de distribution ainsi qu’à leur utilisation à des fins de gestion. Enfin, le plan du manuscrit et l’articulation des contributions seront détaillés.

2 Vers un système soutenable ?

2.1 Changement climatique : un constat sans appel

Selon le groupe I du GIEC (Groupe d’experts intergouvernemental sur l’évolution du climat, IPCC en anglais) en 2022, la température à la surface du globe était 1.1C° supérieur à la température moyenne observée à l’aire préindustrielle (1850-1900). La figure I.1 montre que ce changement n’aurait pas eu lieu sans l’intervention humaine. C’est l’effet de serre additionnel, causé par l’augmentation de la concentration de gaz à effet de serre (GES) dans l’atmosphère qui est à l’origine de ce changement. Sans évolutions rapides et concrètes de nos sociétés, la température moyenne augmentera de 3C° à 5C° d’ici 2100 avec des conséquences désastreuses pour la survie humaine et animale. Comme

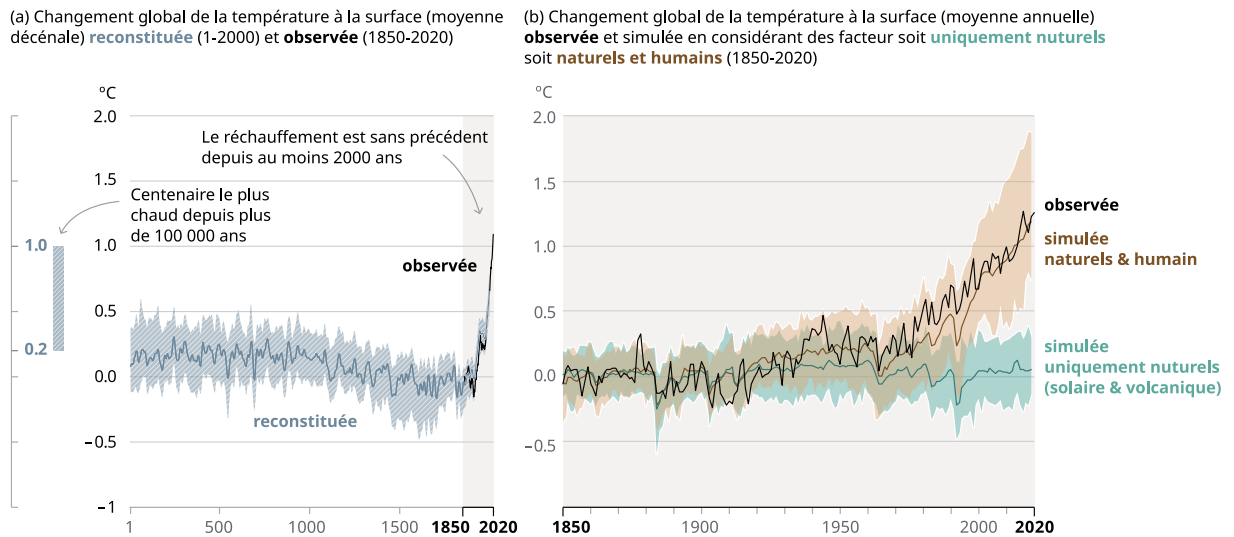


FIGURE I.1 – Évolution de la température globale à la surface de terre entre l’an 1 et 2020. L’espèce humaine a réchauffé le climat à un rythme jamais vu depuis au moins 2000 ans, amenant à une température moyenne plus élevée que lors des 100 000 dernières années. Figure traduite et tronquée, tirée du rapport [IPCC.2021].

l’illustre la figure I.2, certaines régions du monde deviendront inhabitables plus de 300 jours par an à cause des températures et du niveau d’humidité trop élevés. De nombreuses espèces animale et végétale seront impactées, compromettant les réserves alimentaires. Ces changements donneront notamment lieu à de forts mouvements de population (par exemple d’Inde et du Brésil) impliquant une forte instabilité politique.

2.2 Les solutions existent et sont connues

Le principal responsable du changement climatique est bien identifié : la combustion de ressources fossiles –pétrole, charbon, gaz– émettant du dioxyde de carbone, dont la demi-vie dans l’atmosphère d’environ 100 ans [IPCC.2021]. Il est donc urgent de cesser leur utilisation, car les décisions prises durant cette décennie auront des conséquences sur des centaines d’années. Les trois leviers principaux permettant de garder notre planète vivable sont la **sobriété**, l’**efficacité** et la **transition énergétique**.

La **sobriété** consiste en l’ensemble de mesures et de pratiques quotidiennes qui permettent d’éviter la demande d’énergie et la consommation de ressources tout en assurant le bien-être de tous les êtres humains dans les limites de la planète. Le développement des transports en commun, l’adoption de régime moins carné, la réduction de la part des maisons individuelles dans la construction neuve au profit du petit collectif sont des exemples

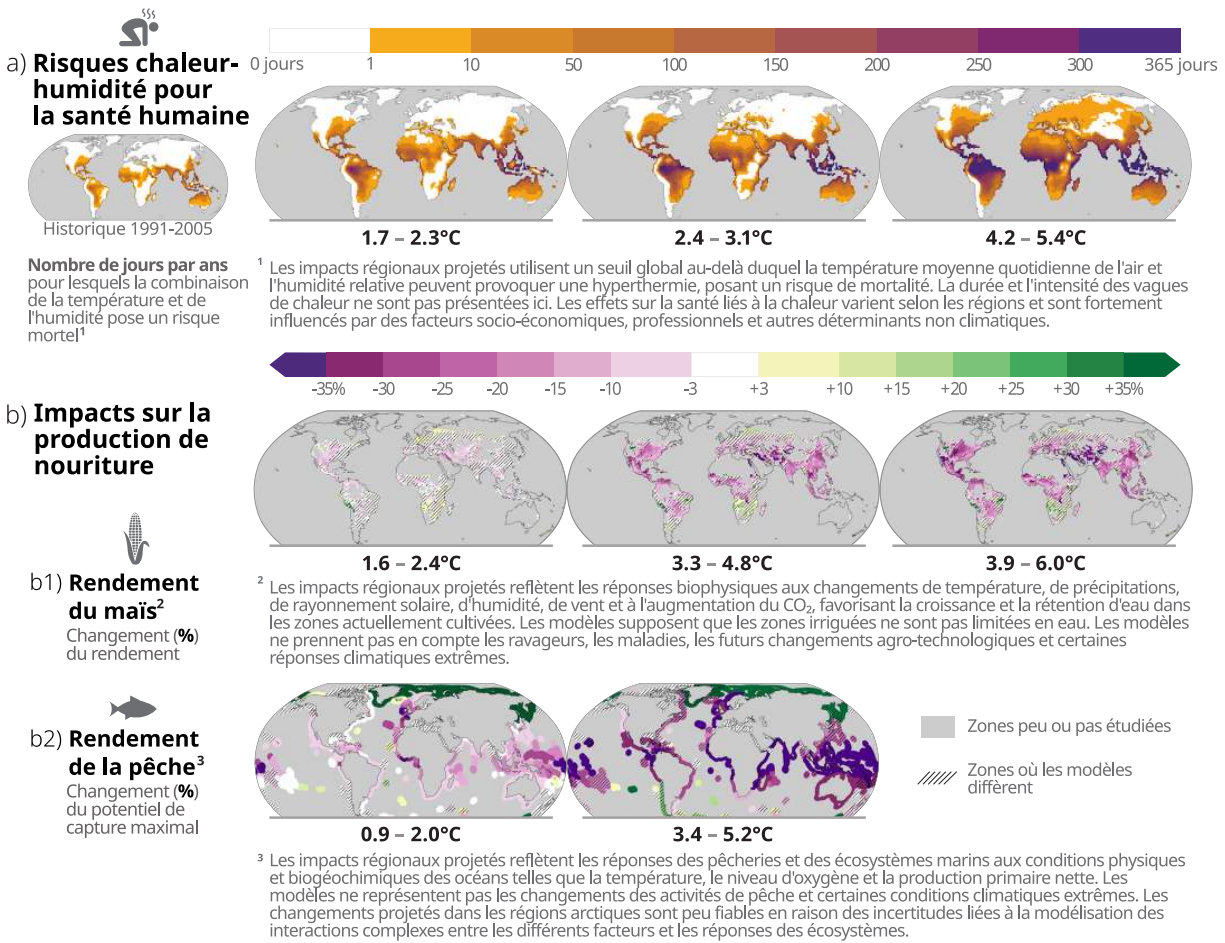


FIGURE I.2 – Impact du changement climatique sur a) l’habitabilité des différentes régions du monde à cause de la température et de l’humidité, b) les réserves de nourriture agricole et piscicole. Il existe une forte disparité entre les régions : la plupart voient les conditions de survie se dégrader. Les régions les plus touchées sont situées sur l’équateur. Figure traduite et tronquée, tirée du rapport [IPCC.2023].

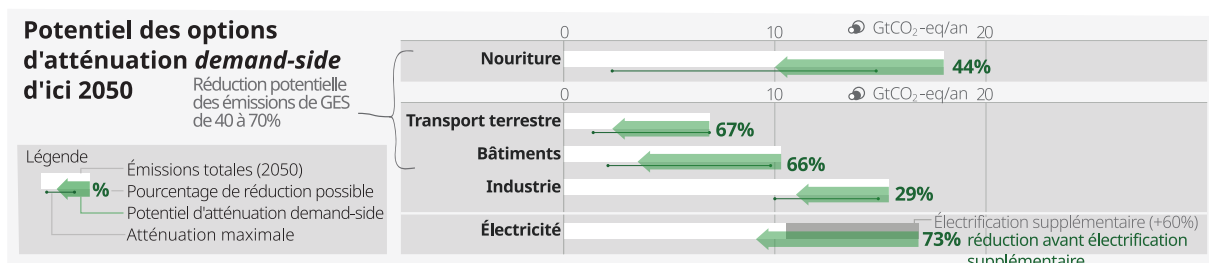


FIGURE I.3 – Potentiel de réduction des émissions de GES offerte par la gestion de la demande (*Demand-side* en anglais). Figure traduite et tronquée, tirée du rapport [IPCC.2022c].

de moyens concrets et efficaces permettant de réduire l’empreinte carbone de nos sociétés. Selon le GIEC [IPCC.2022c] la gestion de la demande pourrait permettre de réduire entre 40% et 70% les émissions pour les secteurs de l’alimentation, du transport et de l’habitat (figure I.3). L’association négaWatt va plus loin. Selon elle, la sobriété doit être le premier levier d’action, car elle permet de remettre les besoins des citoyens au cœur de nos choix politiques en questionnant nos usages [négaWatt.2022]. Loin d’être vécue comme une contrainte, elle peut être heureuse et conviviale, surtout lorsqu’elle s’inscrit dans une démarche d’équité et de partage des ressources.

La démarche de sobriété permet de prioriser les besoins essentiels, mais cette démarche ne sera pas suffisante. Il faut aussi diminuer la quantité d’énergie nécessaire à la satisfaction des besoins restant via l’**efficacité**. Cette approche technologique consiste à améliorer les performances énergétiques des systèmes : diminution de la consommation des véhicules thermiques, rénovation énergétique des bâtiments, amélioration des rendements des processus industriels grâce à leur électrification [négaWatt.2022], etc. Ces gains de performances peuvent toutefois être diminués, voire annulés par l’effet rebond. Il se produit lorsque l’efficacité – qui réduit les impacts par unité de production – entraîne une augmentation des niveaux de production et de consommation. Les études menées à ce sujet [Greening.2000 ; Barker.2009] estiment que l’effet rebond peut engendrer une augmentation de 10 % à 50 % des impacts environnementaux. Cet effet, présent jusque dans l’économie circulaire [Zink.2017], renforce la pertinence de la sobriété.

Enfin, une fois la consommation réduite à son minimum grâce à la sobriété et à l’efficacité, la dernière étape consiste à remplacer les énergies fossiles par des énergies renouvelables : c’est la **transition énergétique**. Levons dès à présent un mythe tenace : aucune transition énergétique n’a pour l’instant été observée dans l’histoire humaine [York.2019 ; Fressoz.2024]. Les nouvelles sources d’énergie se sont pour l’instant toujours ajoutées aux énergies existantes [Davis.2012]. La figure I.4 montre par exemple que la consommation mondiale d’énergie primaire issue du charbon n’a jamais été aussi élevée qu’en 2022.

Selon le rapport [Rte.2021] ayant pour mission d’imaginer le futur mix énergétique français, atteindre la neutralité carbone en 2050 est impossible sans un développement significatif des énergies renouvelables. NégaWatt propose de supprimer notre dépendance aux énergies fossiles en répartissant les efforts de la manière suivante : 20 % de sobriété, 35% d’efficacité et 45% de transition énergétique. Cette dernière est donc un élément clef de la lutte contre le changement climatique. Nous verrons dans le prochain chapitre qu’elle soulève de nombreux défis techniques et technologiques.

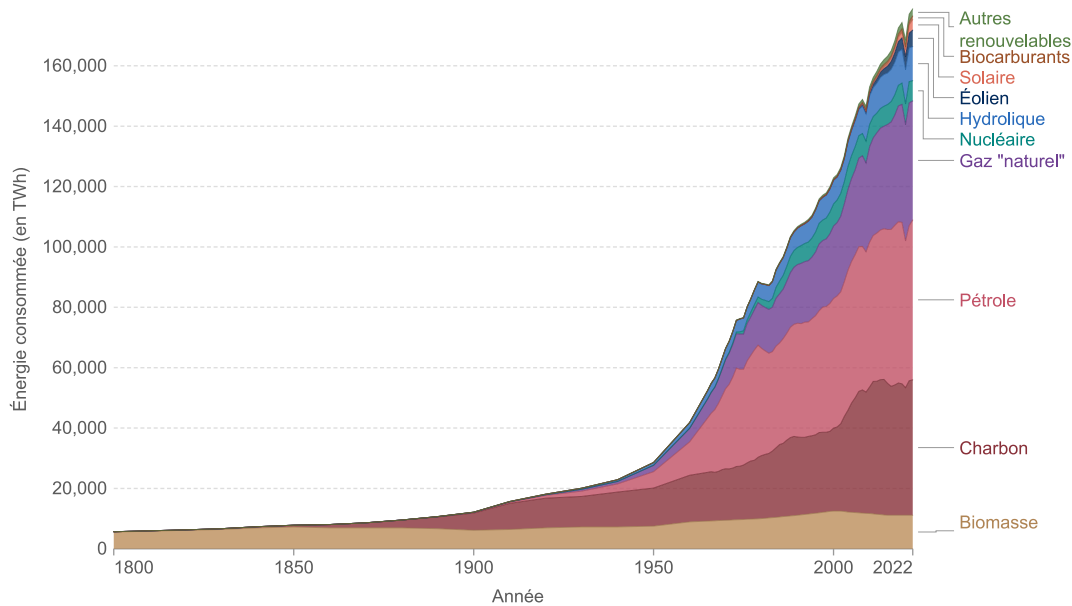


FIGURE I.4 – Consommation mondiale d'énergie primaire par source. Traduite de [Ritchie.2020].

2.3 Implications de la transition énergétique

2.3.1 Électrification des usages : Projections et Scénarios

L'augmentation de l'efficacité énergétique – qui vise à diminuer les impacts écologiques d'un système à service constant – se traduira souvent par de l'électrification : les moteurs électriques pour les voitures affichent un rendement deux à trois fois plus élevé que les moteurs thermiques, et les pompes à chaleur ont une efficacité de l'ordre de trois fois plus importante que les chaudières traditionnelles [RTE.2022b]. Cela implique le transfert d'une partie de la consommation d'énergie fossile vers la consommation d'énergie électrique. Il est donc primordial d'estimer avec précision la demande future d'énergie électrique pour concevoir le système électrique de demain. De nombreux scénarios ont ainsi été élaborés en France et à l'étranger [NREL.2012; Greenpeace.2015; NégaWatt.2017; Allen.2013; RTE.2021c]. Notons qu'ils ne constituent en rien une prévision, mais plutôt des futurs possibles, dont la concrétisation dépend en grande partie de volontés politiques.

Malgré le foisonnement de scénario, il est difficile de connaître avec précision la part due à l'électrification seule, car elle est souvent agrégée avec la sobriété. Ainsi, [RTE.2021c] – dont les hypothèses sont issues de la stratégie nationale bas carbone [Minis Trans.2020] et du scénario "Avec Mesure Supplémentaires" [Dir Gen Climat.2020]– projette une augmen-

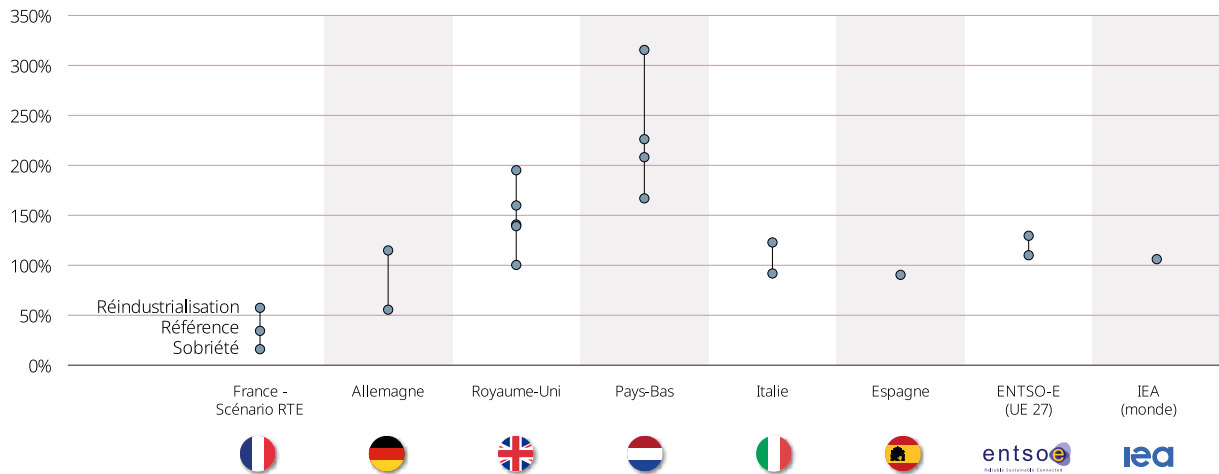


FIGURE I.5 – Évolution de la demande finale d'électricité entre 2018 et 2050 (en %) en France et dans une sélection de pays européens dans l'hypothèse d'une augmentation importante de la consommation d'hydrogène issue de l'électrolyse de l'eau. Trois scénarios sont étudiés par RTE pour la France, un à cinq pour les autres pays européens. Figure tronquée, tirée du rapport [RTE.2021c].

tation globale de la consommation de 35 % d'ici 2050 par rapport à 2018. Elle pourrait s'élever jusqu'à 60 % dans un scénario de réindustrialisation de la France. Les autres pays européens subiront une augmentation plus importante, dont la moyenne est estimée à 120 % selon ENTSO-E (Fig. I.5)¹. Dans ce contexte, il est nécessaire de planifier le déploiement de nouveaux moyens de production bas carbone.

2.3.2 Production de l'énergie : l'ascension des ressources énergétiques distribuées

Ces dernières années ont vu un développement significatif des énergies renouvelables, car elles répondent au double objectif de réduction des émissions de GES et d'augmentation de la production. Parmi celles-ci, les énergies éolienne et solaire ont attiré une attention particulière en raison de leur coût. Selon le rapport du GIEC [IPCC.2021], l'utilisation de ces sources de production permettrait d'éviter l'émission de 5 GtCO₂-eq/an pour un coût inférieur à celui des alternatives fossiles. Cette réduction est significativement plus importante que la somme des autres solutions envisagées pour un coût équivalent, comme illustré dans la Figure I.6.

En France, les puissances des éoliennes et des panneaux PV installées sur le réseau

1. L'usage de l'électricité dans le bâtiment en France est plus important que pour ses voisins européens.

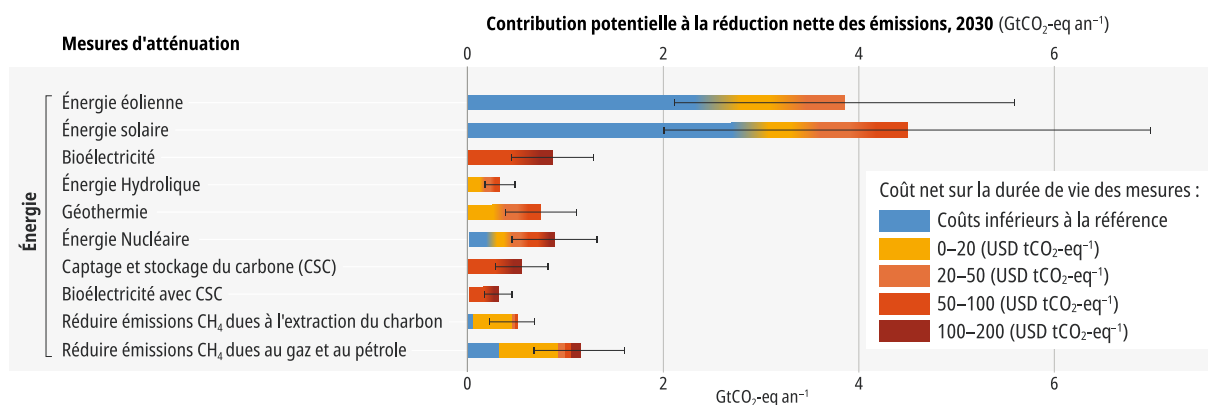


FIGURE I.6 – Aperçu des mesures permettant la réduction des émissions, de leurs coûts et de leurs potentiels pour l'année 2030. Figure traduite et tronquée, tirée du rapport [IPCC.2021].

de distribution ont respectivement été multipliées par 4 et 50 entre 2010 et 2023 [Ene-dis.2023], et cela devrait s'accélérer. RTE projette de multiplier par 7 à 21 (selon les scénarios) la production PV et par 2.5 à 4 la production éolienne d'ici 2050 [Rte.2021]. À cause de leur faible puissance, la majorité de ces installations seront raccordées au réseau de distribution, faisant d'elles des **moyens de production d'énergie distribués** (ou *distributed energy resources*, DER). La part de l'énergie produite sur le réseau de distribution passerait de 10 % en 2020 à 25 % - 50 % en 2050 [RTE.2021d].

Or, comme nous le verrons dans la section suivante (Chap. I.3), à l'inverse du réseau de transport, le réseau de distribution n'a pas historiquement été conçu pour accueillir des moyens de production. Continuer de l'opérer dans ces nouvelles circonstances pourrait l'endommager ou dégrader la qualité de l'énergie qu'il transporte.

3 Quels enjeux pour le réseau électrique ?

3.1 Les réseaux au cœur de la transition énergétique

Le **réseau électrique** est l'ensemble des infrastructures permettant l'acheminement de l'énergie électrique des lieux de production vers les lieux de consommation. C'est un système complexe répondant à une contrainte d'exigence élevée : l'**équilibre** entre production et consommation doit être respecté à tout instant. Un déséquilibre trop important et prolongé entraînerait l'effondrement du réseau électrique². Le gestionnaire du réseau de

2. À l'image du blackout Italien du 28 septembre 2003.

transport (GRT) est le garant de cet équilibre. Il interagit selon des règles complexes avec le gestionnaire du réseau de distribution (GRD), les producteurs et les fournisseurs d'énergie et les gestionnaires du marché. Le système français est pour l'instant très robuste³. Cette robustesse découle de deux principes fondamentaux :

- côté fourniture de l'énergie, la capacité de production est supérieure à la demande maximale et facilement mobilisable.
- côté réseau, les installations (conducteurs, transformateurs, protections) sont dimensionnées pour être en mesure de transporter une puissance bien supérieure à la puissance moyenne observée. Pour le réseau de transport, cela permet de supporter les pics de consommations, qui en France, sont causés par la thermosensibilité de la production électrique⁴. Pour le réseau de distribution, cette stratégie découle d'une optimisation économique : le coût des conducteurs est faible devant celui des travaux – en particulier en zone urbaine.

Mais la transition énergétique change fondamentalement le paradigme historique. Aux productions centralisées – barrage, centrale thermique, centrale nucléaire – s'ajoutent des productions décentralisées :

- très dépendantes des conditions climatiques et donc beaucoup moins contrôlables ;
- principalement placées sur le réseau de distribution ce qui change le sens des flux de puissance et pourrait créer des congestions.

Il est donc primordial de réfléchir dès à présent à l'évolution du réseau, d'autant plus que les installations mises en œuvre fonctionnent souvent durant plusieurs décennies [Doulet.2008].

3.2 Structure actuelle des réseaux

3.2.1 Topologie des réseaux de transport et de distribution

Les réseaux électriques se sont construits différemment d'un continent à l'autre, mais avec une constante : la séparation entre un réseau de transport et un réseau de distribution [Oddi.2016]. Sauf mention contraire, la suite du document décrira le cas des réseaux européens.

Les réseaux de transport ont pour mission d'acheminer de grandes quantités d'énergie sur de grandes distances. Ils doivent donc fonctionner à une tension élevée pour limiter

3. Chaque client souffre en moyenne de 56 min de coupure par an [Enedis.2022b]

4. + 2400 MW par degrés perdus en hiver à 19h [RTE.2021a]

les pertes. Les réseaux de distribution acheminent l'électricité jusqu'aux nombreux clients finaux. Les niveaux de tension doivent être adaptés aux usages domestiques de l'électricité, d'où une tension beaucoup plus basse. En France, on distingue habituellement trois fonctions et cinq niveaux de tension : i) le réseau de grand transport national et européen (HTB2 et HTB3), ii) le réseau de transport régional (HTB1) et iii) le réseau de distribution (HTA et BT). Leur structure sera détaillée dans la suite de ce chapitre.

Au sens mathématique, un réseau est un ensemble de **nœuds** (ou bus) connecté entre eux par des **lignes** (ou arrêtes). La topologie d'un réseau désigne la manière dont les nœuds sont connectés entre eux. Pour les réseaux électriques, on en distingue trois, illustrée par la figure I.7 : **maillée**, **bouclée** et **arborescente**. Chacune a des avantages et des inconvénients que nous détaillerons ci-après [Oddi.2016].

Les réseaux de transport (HTB) sont maillés, c'est-à-dire constitués de plusieurs mailles interconnectées. Cette topologie permet une grande robustesse dans la fourniture de l'énergie : la perte d'un producteur n'entraîne pas de grosses perturbations, car toutes les charges continuent d'être alimentées. Elle possède également plusieurs inconvénients.

- Il est difficile de connaître la répartition exacte des courants. Les échanges entre acteurs ne sont pas toujours connus avec une grande précision, ce qui implique d'avoir recours à un grand nombre de capteurs. Plus marginalement, la variation de la température causée l'auto-échauffement les conducteurs modifie leur impédance.
- En cas de défauts, d'importants courants de court-circuit peuvent apparaître, car l'ensemble des sources sont susceptibles d'y participer. Ces défauts peuvent être difficiles à contenir : leur position n'est pas toujours connue avec précision et plusieurs éléments de protection doivent être activés simultanément pour l'isoler.

Les réseaux de distribution (HTA) désignent le réseau dont la tension alternative efficace est comprise entre 1 000 V et 50 000 V. À l'international, cette tension est souvent qualifiée de moyenne tension. En France, la plupart des lignes ont une tension nominale de 20 kV entre phases. Ces réseaux sont bouclés : chaque bus est alimenté par deux sources (voir plus), généralement placé à ses extrémités. La boucle peut être normalement fermée – les deux sources alimentent en permanence tous les bus – ou normalement ouverte – chaque bus n'est alimenté que par une seule source.

Les réseaux HTA sont dans la grande majorité des cas bouclés normalement ouverts. Cette topologie permet une bonne continuité de fourniture de l'énergie –tout de même

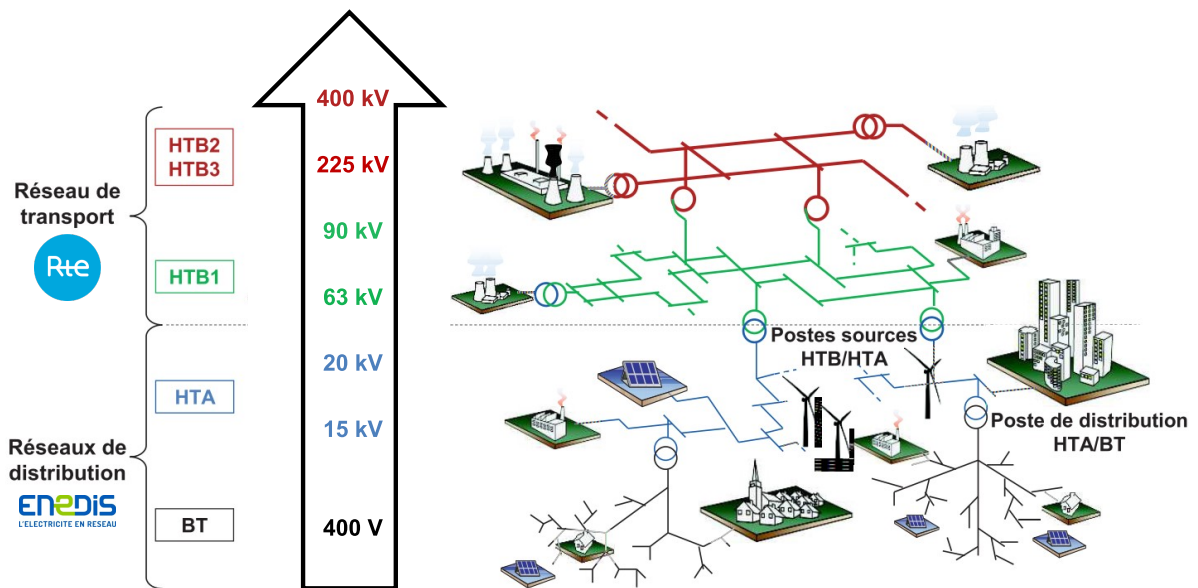


FIGURE I.7 – Réseau de transport et de distribution en France et niveaux de tension associés. Figure modifiée issue de la thèse d'Héloïse Dutrieux Baraffe [Dutrieux.2015].

moins bonne que pour le réseau de transport, car les consommateurs restent alimentés en cas de défaut d'une ligne ou d'une source. Les courants circulant dans le réseau sont également mieux maîtrisés que dans le cas maillé ce qui simplifie la supervision et la protection.

Les réseaux de distribution basse tension (BT) sont opérés à une tension alternative efficace comprise entre 50 V et 500 V. En France, la tension nominale est de 400 V entre phases $\pm 10\%$. Ils ont une topologie dite arborescente (ou radiale) : chaque nœud n'est connecté que par une seule ligne au poste de transformation BT. Il n'existe qu'un seul chemin entre deux nœuds pris au hasard. Les nœuds connectés à une seule ligne sont nommés des feuilles⁵.

C'est la topologie la plus simple et également celle qui garantit la moins bonne continuité de fourniture de l'énergie : tous les consommateurs en aval d'un défaut cessent d'être alimentés. En revanche, ces réseaux sont simples à superviser aussi bien en fonctionnement normal qu'en cas de défaut. La topologie de ce type de réseau est globalement mal connue. Les acteurs sont connectés sur les phases de manière aléatoire, ce qui résulte en un réseau triphasé non équilibré.

5. terme emprunté à la théorie des graphes.

Type de ligne	Alu 15 mm ²	Alu 48 mm ²	Alu 490 mm ²
Type de réseau	400 V	400 V	400 kV
Résistance R (en Ω/km)	1.87	0.60	0.059
Réactance X (en Ω/km)	0.33	0.30	0.25
Rapport X/R	0.17	0.5	4
Courant admissible (en A)	105	210	960

TABLE I.1 – Caractéristiques électriques de trois lignes aériennes. Les lignes du réseau BT (400 V) ont une section plus faible et un rapport X/R bien plus faible que celles du réseau de transport (400 kV). Les valeurs données ici sont issues des lignes standard de [PandaPower.2023]. Les valeurs réelles peuvent être significativement différentes en fonction de leur âge et des conditions dans lesquels elles sont exploitées.

De plus, l'impédance des lignes n'est pas connue avec précision. Il serait en effet trop coûteux d'instrumenter les 690 000 lignes qui le composent [Enedis.2023]. Du fait de leur section plus faible que sur le réseau de transport, les câbles du réseau de distribution ont un comportement globalement résistif (Voir tableau I.1).

3.2.2 Séparation des rôles au sein du réseau

En France, avant la déréglementation du secteur électrique européen initié en 1996⁶, EDF s'occupait presque seul⁷ de l'ensemble de tâches du réseau à savoir : la **gestion du réseau de transport**, la **gestion du réseau de distribution**, la **production** et la **fourniture** de l'électricité et enfin la gestion de l'**équilibre**. Ces rôles sont maintenant cloisonnés et incombent respectivement au GRT, au GRD, aux divers fournisseurs et producteurs d'énergie et aux responsables d'équilibre. Ils se coordonnent à travers de nombreux mécanismes, certains automatiques, d'autres manuels et sont rémunérés à travers les **marchés** économiques correspondants.

3.2.3 Gestionnaire du réseau de transport

Le gestionnaire du réseau de transport (GRT), RTE en France, est chargé de la gestion de tout ou partie du réseau de transport d'énergie. Ses missions principales⁸ prennent les formes suivantes :

6. Voir les directives 96/92/CE du 19 décembre 1996

7. Il y avait environ 300 Entreprises Locales de Distribution (ELD), comprenant environ 260 régions et 40 Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Électricité (SICAE). Ces ELD étaient responsables de la distribution et de la fourniture d'électricité sur environ 5% du territoire français [comptes.2013].

8. Définis en France par la loi 2000-108 du 10 février 2000 [Doulet.2010].

- optimiser l'utilisation du réseau pour **minimiser les pertes en lignes** ;
- planifier l'évolution du réseau et réaliser les modifications nécessaires à la **continuité de service** ;
- s'assurer du respect des **contraintes physiques**, en maintenant les tensions dans les limites imposées par la CRE et s'assurant qu'aucune congestion n'apparaît, *i.e.* que le courant circulant dans les lignes ne risque pas d'endommager les conducteurs ;
- offrir un accès non discriminatoire à l'ensemble des acteurs souhaitant échanger sur le réseau.

3.2.4 Gestionnaire du réseau de distribution

Le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) est responsable de la distribution de l'énergie. Son rôle, imposé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), est défini par le code de l'énergie⁹. Il s'assure de l'exploitation, de l'entretien et du développement des réseaux dans le but de maintenir ou d'améliorer la qualité de fourniture de l'énergie. Les imperfections de l'électricité nuisant à la qualité de fourniture sont de deux types :

Les défaillances dans la continuité de fourniture se traduisent par des interruptions plus ou moins longues et fréquentes de la fourniture d'électricité. L'ampleur de ces défaillances est liée à la robustesse des ouvrages, à la qualité de la structure du réseau et au niveau d'automatisation du réseau [Doulet.2010]. Les incidents climatiques comme la chute d'un arbre sur une ligne aérienne constituent une part importante des défaillances.

Les imperfections dans la qualité de la fourniture sont les irrégularités dans la forme de l'onde de tension :

- creux de tension / surtensions
- variations lentes de tension
- variations rapides de tension appelée aussi flicker
- harmoniques
- déséquilibres entre phases

En France, en 2022, 95% du réseau métropolitain était géré par Énedis [Enedis.2022c], avec une très bonne qualité de fourniture. Ces performances sont principalement dues à la robustesse du réseau et à la manière dont Énedis le dimensionne : à chaque nouveau raccordement, Énedis s'assure que la puissance pic de l'ensemble des acteurs connectés ne dépasse pas la capacité des lignes [Oddi.2016]. Les congestions sont donc en théorie impos-

9. Articles L322-8 à L322-11

sibles en fonctionnement normal. Cette stratégie conduit le GRD français à construire des réseaux dont la capacité est bien supérieure à la puissance nominale qui y transite. Elle est justifiée, car le coût d'une ligne réside plus dans les travaux nécessaires à sa mise en place – environ 150 €/m [Enedis.2024] – que dans le coût des matières premières – environ 20 €/m. Lors d'un nouveau raccordement, il est donc logique d'installer une ligne dont la capacité est bien supérieure à la capacité strictement nécessaire.

La principale préoccupation sur les réseaux de distribution est le respect de la contrainte du plan de tension [Gouveia.2021] : $\pm 5\%$ en HTA et $\pm 10\%$ en BT [Oddi.2016]. Sans générations distribuées, la tension le long de ligne ne fait que décroître. À l'heure actuelle, seule la modification du rapport de transformation du poste source permet de gérer dynamiquement la tension du réseau BT [Dutrieux.2015].

Il est important de noter que, pour faire face aux contraintes du temps réel — principalement la congestion et la gestion des tensions —, le GRT et le GRD disposent de moyens d'action très différents. Le GRT peut modifier le plan d'injection en imposant les puissances échangées à certains nœuds. En revanche, le GRD, à l'heure actuelle, peut uniquement intervenir sur les équipements qu'il possède, par exemple en modifiant un rapport de transformation ou en fermant un interrupteur pour boucler un réseau. Ces aspects ne seront pas traités dans ce manuscrit.

Dans la suite, nous utiliserons le terme de **gestion opérationnelle** pour désigner l'utilisation des moyens de contrôle historiques du GRD. Le terme **gestion** fera référence à la gestion des flux d'énergie, c'est-à-dire au calcul des puissances à injecter et à soutirer à chaque nœud du réseau.

3.2.5 Les producteurs d'énergie

On distingue deux types de producteurs : les centralisés connectés sur le réseau de transport et les décentralisés implantés sur le réseau de distribution. Ils ont des caractéristiques très différentes.

Les producteurs centralisés de puissance supérieure à 40 MW sont connectés au réseau de transport [Légifrance.2020]. Ces centrales –thermique, nucléaire et hydraulique– sont commandables et en faible nombre : 56 tranches nucléaires, 427 centrales hydrauliques et 19 centrales thermiques en 2022 [EDF.2022]. Elles représentent respectivement 62 %, 11 % et 10 % de l'énergie produite en France en 2022 [RTE.2022a]. La puissance qu'elles produisent est facilement prévisible. Chaque centrale a une dynamique (ou temps de

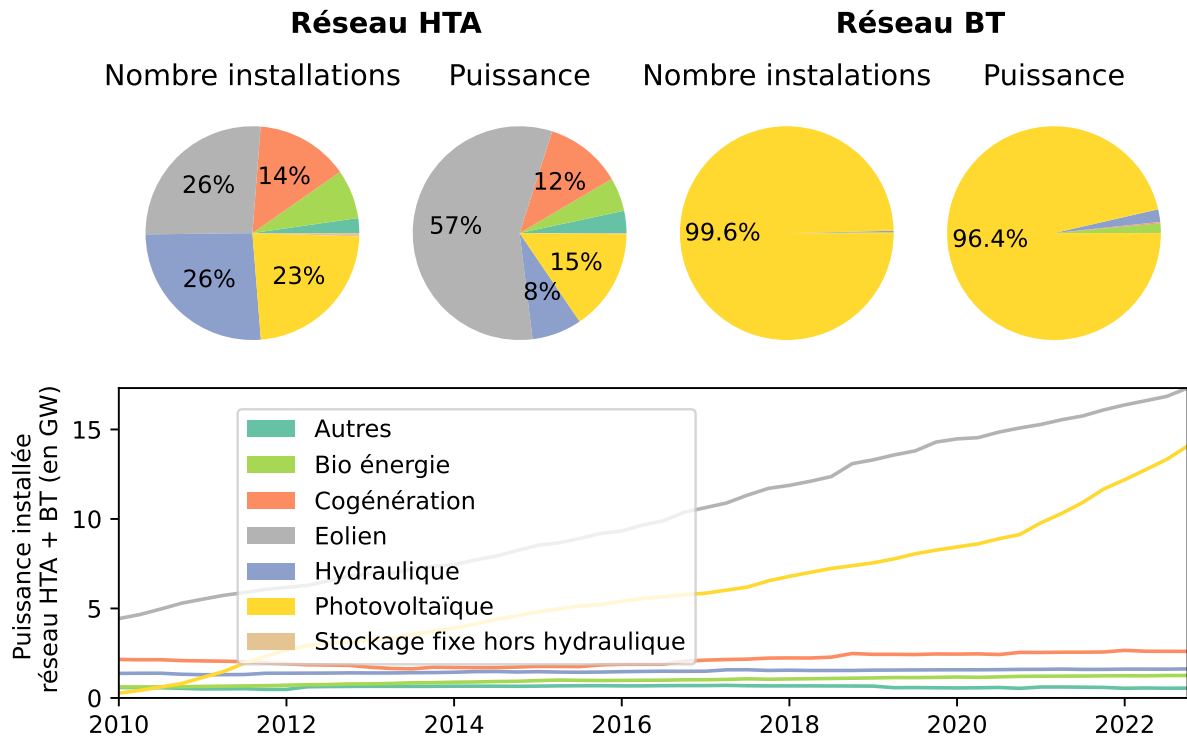


FIGURE I.8 – Mix énergétique à l'échelle du réseau de distribution, évolutions sur les dix dernières années et proportion de la puissance installée et du nombre d'installations en 2023. Données issues de l'open data Énedis [Enedis.2023].

réponse) qui lui est propre. Ce temps de réponse est caractérisé par le temps de montée à puissance maximale. Pour les centrales nucléaires, la puissance peut augmenter de 3 à 5 % par minute [Lykidi.2015]. Les centrales thermiques, comme celles au charbon ou au gaz, peuvent passer de 0 à 100% de leur capacité de production en quelques minutes. Sans flexibilité des consommateurs, cette commandabilité est essentielle au maintien de l'équilibre de puissance sur le réseau.

Les productions décentralisées se situent sur le réseau HTA ou le réseau BT. Le réseau HTA accueille les acteurs de puissance comprise entre 250 kVA et 40 MVA. Le réseau BT ceux d'une puissance inférieure à 250 kVA [Légifrance.2020]. Comme illustre la figure I.8, on dénombre 7 188 installations sur le réseau HTA et 717 225 installations sur le réseau BT en 2023. La majorité de ces installations – 674 635 – sont des panneaux PV de puissance inférieure à 36 kW. Environ 36 millions de clients sont raccordés en 2023 au RD, dont 1,5 millions sont des stations de recharge [Enedis.2023]. À l'heure actuelle, aucune contrainte ne pèse sur les clients de faible puissance : ils sont libres de consommer ou de

produire comme ils le souhaitent. Le comportement d'un groupe de clients est prévisible, mais celui de chaque individu l'est beaucoup moins, car leurs préférences –protégées en partie par le RGPD [Légifrance.2020]– sont gardées privées.

Le réseau de distribution compte un **très grand nombre d'acteurs de faible puissance**, historiquement **non contrôlable** par les GRD et dont les **préférences individuelles sont mal connues**.

3.2.6 Les fournisseurs d'énergie

La fourniture d'électricité consiste à commercialiser l'électricité auprès des consommateurs. Cela inclut la facturation, le service client et la gestion des contrats. Les fournisseurs d'énergie proposent souvent des services supplémentaires comme la vente à un prix constant ou des garanties concernant la provenance de l'énergie –EnR ou nucléaire.

Notons que leur apparition est assez récente puisqu'elle date de l'ouverture du marché à la concurrence en juillet 2007. Les fournisseurs dits "historiques", comme EDF¹⁰, produisent eux-mêmes leur énergie, ce qui n'est pas le cas de la plupart des fournisseurs "alternatifs" qui ne sont que des intermédiaires entre un producteur et les consommateurs.

Les clients finaux du RD sont trop nombreux et de trop petite puissance pour pouvoir participer aux marchés de l'énergie¹¹. Le rôle principal des fournisseurs est donc d'agréger des consommateurs dont les préférences sont similaires et de participer, en leur nom, aux marchés (voir section I.3.2.8).

3.2.7 Les responsables d'équilibre

À tout moment, la quantité d'électricité injectée sur le réseau doit être égale à la quantité d'électricité soutirée. Cette contrainte de **stabilité**, qui se manifeste à l'échelle du réseau, pèse sur les **responsables d'équilibre** (RE). Ils doivent s'équilibrer et sont financièrement responsables des écarts constatés sur leur périmètre. Ils sont à la base du fonctionnement du système électrique : toutes les transactions d'achat et de vente d'énergie sont rattachées à un RE¹². Les RE sont responsables de l'équilibre jusqu'à 1h30 avant la fourniture, *i.e.* 1h30 avant de l'électricité soit échangée entre un producteur et

10. Les autres sont 170 entreprises locales de distribution qui n'ont pas été nationalisées en 1946. [Source](#) consultée le 15/08/2023.

11. La quantité minimale échangée sur le marché de gros est 0,1 MWh. [Source](#) consultée le 14/08/2023.

12. Mécanisme approuvé par la CRE. [Source](#) consultée le 03/08/23

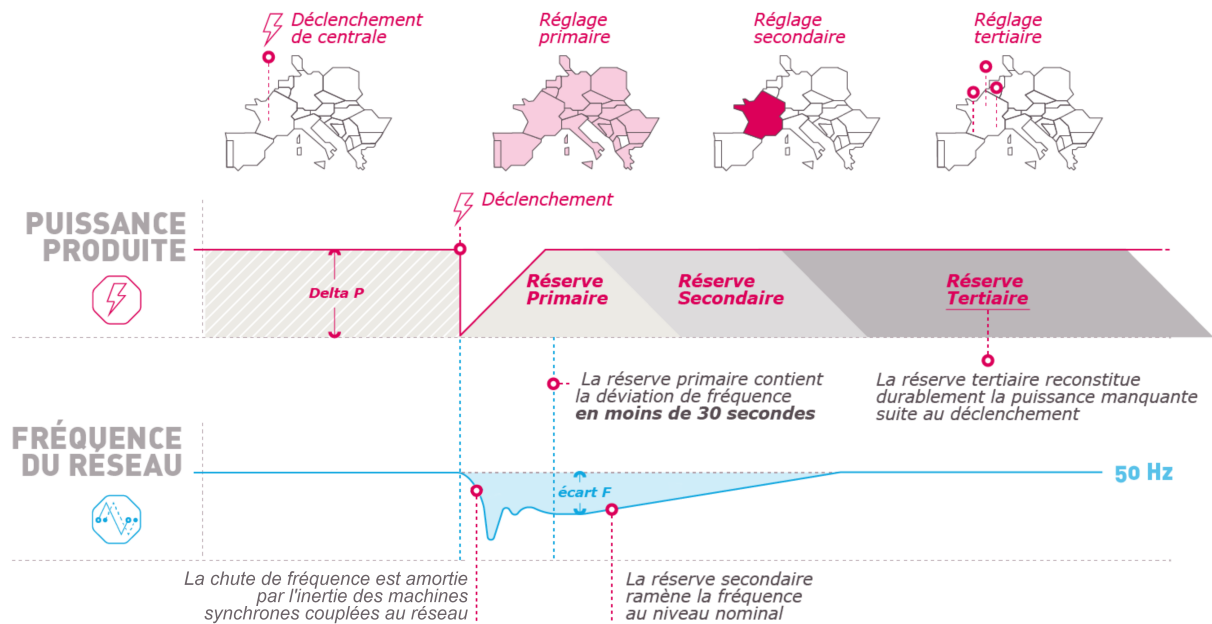


FIGURE I.9 – Activation séquentielle des réserves en cas d'un incident engendrant la perte d'une puissance ΔP . Figure modifiée, tirée de www.service-rte.com, consultée le 03/08/2023.

un consommateur. Après, c'est le rôle du GRT. Si un RE ne parvient pas à s'équilibrer, il paiera le "prix de règlement des écarts" au GRT ¹³.

Le GRT peut donc être considéré comme un RE particulier, responsable de H - 1h30 jusqu'à la livraison. Pour maintenir l'équilibre, il dispose du mécanisme d'ajustement ¹⁴ qui se décompose en trois types de réserve : primaire, secondaire et tertiaire (Fig. I.9). La réserve primaire est automatique et partagée entre les acteurs européens. La réserve secondaire est à la charge de l'exploitant du réseau ayant conduit à la variation de fréquence. La réserve tertiaire n'est activée que dans les cas les plus graves. Le temps de réaction varie de quelques secondes (réglage primaire), à quelques minutes (réglage secondaire) et à quelques dizaines de minutes (réglage tertiaire). Le GRT intervient donc naturellement sur tous les marchés de l'énergie ¹⁵.

Notons que le réseau de distribution joue un rôle important, mais de dernier recours, dans l'équilibre des réseaux : le délestage automatique de consommation qui touche presque exclusivement les RD est la principale parade en cas d'écroulement de la fréquence.

13. Le prix de règlement des écarts de responsable d'équilibre - RTE. [Source](#) consultée le 16/08/2023.

14. Mécanisme actif depuis 2003. [Source](#) consultée le 03/08/2023.

15. Données de RTE. [Source](#) consultée le 03/08/23.

3.2.8 Les marchés de l'énergie

Assurer l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie nécessite des mécanismes temps réel (sûreté), court terme (optimisation) et long terme (adéquation/planification)¹⁶. Le but des marchés est d'amener les producteurs et les consommateurs à se mettre d'accord sur les volumes d'électricité échangés à un moment donné dans le futur, appelé l'instant de livraison. Les **marchés à terme** consistent en l'établissement de contrat prévoyant l'échange de gros volume d'énergie des mois voire des années avant la livraison. Les **marchés journaliers** permettent d'ajuster les échanges à mesure que les incertitudes diminuent. En Europe, ces marchés sont gérés par la bourse européenne d'électricité EPEX. Les membres du marché peuvent acheter et vendre des paquets d'énergie par le biais des enchères *day-ahead* (EPEX SPOT, veille pour le lendemain) ou de la négociation continue sur le marché intrajournalier (EPEX intraday). Ces transactions représentent 50 % de la consommation électrique européenne¹⁷. Les prix des marchés journaliers sont soumis à une forte volatilité à cause de l'impossibilité de stocker l'énergie. Les marchés à long terme, spot et intrajournalier sont souvent appelés **marché de gros**.

Les **marchés temps réel** visent à rémunérer les acteurs participant à la gestion de l'équilibre. La plupart des mécanismes étant automatiques, il est important de spécifier à l'avance la quantité de puissance disponible et la vitesse à laquelle elle peut être délivrée. Les acteurs sont rémunérés d'abord par des contrats en fonction de la puissance qu'ils peuvent mobiliser (**marché des capacités**) et ensuite, en fonction de l'énergie échangée (**services système**) – rémunérée au prix spot pour la réserve primaire et au prix marginal de l'acteur pour la réserve secondaire¹⁸. La réserve tertiaire est manuelle et régie par le **marché d'ajustement**.

Seuls les gros producteurs et consommateurs participent aux marchés de l'énergie. Ces marchés ont un coût d'entrée élevé, nécessitent d'être capable de gérer les fluctuations de l'offre et de la demande et de maîtriser des réglementations. Les transactions impliquent des volumes importants d'énergie – 100 kW minimum sur l'*intraday* –, rendant la participation rentable principalement pour ceux avec une grande capacité. Les petits acteurs préfèrent souvent passer par des agrégateurs.

16. RTE : Concevoir et mettre en oeuvre des mécanismes de marché innovants pour le système électrique. [Source consultée le 03/08/2023](#).

17. Le site [ENTSO-E Transparency Platform](#) (consultée le 03/08/2023) vise à rendre accessible à l'ensemble des acteurs de marché, toutes les données fondamentales du marché de l'électricité européen.

18. Le détail des marchés d'ajustement est décrit par RTE. [Source 1](#) et [Source 2](#) consultée le 03/08/2023.

Type de réseau	HTB	HTA	BT
Tension	Supérieur à 50 kV	Entre 1 kV et 50 kV	inférieur à 1 kV
Tolérance sur la tension	$\pm 5\%$	$\pm 5\%$	$\pm 10\%$
Impédances, rapport X/R	de 1 à 10	de 0.5 à 3	de 0.1 à 0.8
Capteurs	Plusieurs par nœud	Poste source	Concentrateur postes BT et Linky
Km de lignes	$\approx 100\ 000$	$\approx 664\ 000$	$\approx 737\ 000$
Nombre d'acteurs	≈ 500	$\approx 7\ 200$	$\approx 717\ 000$
Puissance des acteurs	Plus de 20 MVA	Entre 250 kVA et 20 MVA	Inférieur à 250 kVA
Topologie du réseau	Maillée	Bouclable, exploitée en boucle ouverte	Arborescente
Accès aux marchés de l'énergie	GRT, producteurs, consommateurs	Fournisseurs, gros producteurs et consommateurs	Fournisseurs d'énergie

TABLE I.2 – Différences entre les réseaux HTB, HTA et BT.

Le tableau I.2 résume les différences notables entre le réseau de transport et le réseau de distribution.

Il n'existe actuellement pas de marché à l'échelle de réseau de distribution. Les marchés locaux de l'énergie qui émergeront peut-être dans le futur seront discutés dans la section I.4.3.2.

3.3 Du centralisée au distribuée : défis du réseau

Le rythme de développement des EnRs prévu par les scénarios français¹⁹ est très ambitieux (plus rapide que ceux des pays européens les plus dynamiques en 2023) et demandera des avancées technologiques importantes soulignées par le rapport RTE 2050 [RTE.2021d] :

- Les parcs éoliens deviendront progressivement plus puissants et plus éloignés des côtes, ce qui conduira à déployer de nouvelles solutions de raccordement : le **déve-**

19. Dont les hypothèses de travaux sont issues de la stratégie national bas carbone. [Source](#) consultée le 04/08/23

loppement des postes flottants et la maîtrise des **technologies HVDC** (*High Voltage Direct Current*) seront alors presque indispensables.

- Les EnRs dépendent des conditions climatiques qui peuvent varier fortement d’une région ou d’un pays à l’autre. Leur déploiement massif aura donc pour conséquence l’intensification des échanges entre régions/pays et demandera de renforcer le réseau de transport en construisant d’une part de **nouvelles lignes régionales**, mais aussi de **renforcer les interconnexions**. En effet, la position géographique de la France fait d’elle une plateforme d’échange entre le Royaume-Uni, la péninsule ibérique et le reste de l’Europe.

Ces modifications impactent fortement le réseau de transport²⁰, mais ne changent pas structurellement sa gestion. Le réel changement de paradigme est dû aux DERs [Jin.2020].

- L’**inertie** est le principal facteur de la **stabilité** des réseaux. Les rotors des machines synchrones des grandes centrales tournent à une vitesse directement proportionnelle à la fréquence du réseau. Remplacer les machines synchrones et leurs dynamiques et contrôleurs bien connus par une production interfacée avec l’électronique de puissance dont la régulation et l’interaction avec le reste du système ne sont pas encore totalement comprises est un défi majeur. Il nécessitera, entre autres, de repenser les mécanismes d’ajustements.
- Les centrales renouvelables sont souvent **intermittentes**. Elles ne peuvent pas répondre sur demande à une augmentation de la consommation posant un risque pour l’**approvisionnement**. Pour cela, il faut les coupler à des moyens de flexibilités pour stocker l’énergie ou pour diminuer la demande. Ce changement de paradigme, centré sur la production, ouvre de nombreuses nouvelles possibilités de gestion.
- Les systèmes électriques actuels sont structurés de manière verticale et unidirectionnelle autour d’un marché de gros. Sans réformes, **des réseaux locaux autarciques pourraient émerger**, voire se multiplier en marge du réseau national [Jin.2020]. Ces réseaux, composés d’acteurs échangeant de l’énergie selon des règles définies au sein de la communauté, pourraient interagir de manière intermittente avec le réseau principal. Cela compliquerait considérablement la gestion pour le GRT et le GRD, qui ne disposeraient d’aucun moyen de contrôle sur les interactions de ces réseaux autonomes.
- Les DERs assurent aujourd’hui 10 % de la production nationale annuelle et, selon

20. Le raccordement des parcs éoliens en mer sera le premier poste d’investissements sur le réseau de transport

les scénarios étudiés, ils pourraient atteindre 25 % à 50 % en 2050, ce qui impacte directement le RD.

- Le RD est résistif, le **plan de tension** sera donc fortement modifié par l'injection de puissance active issue DERs.
- Les **flux d'énergies seront inversés**, du RD vers le réseau de transport or celui-ci n'est pas prévu pour cela. La figure I.10 illustre l'impact de l'installation d'une nouvelle centrale PV sur le réseau de distribution. Dans le cas du raccordement d'une installation de production de moins de 36 kVA, Énedis considère qu'une reprise de branchement est nécessaire dans 30 % des cas²¹. Le rapport de RTE [RTE.2021d] estime le coût de la transition énergétique pour le RD à environ 15 Md €/an soit deux fois plus que pour le RT.

Ces contraintes, également observées à l'échelle internationale [Natale.2022], imposent de revoir les règles habituelles d'exploitation des réseaux et nécessitent des adaptations en termes d'observabilité et de conduite du réseau de distribution. Plutôt que d'ajuster la production des générateurs, ce qui n'est possible qu'à la baisse (délestage), il serait plus intéressant de modifier la consommation aux moments opportuns, afin de tirer pleinement parti des sources d'énergie renouvelable.

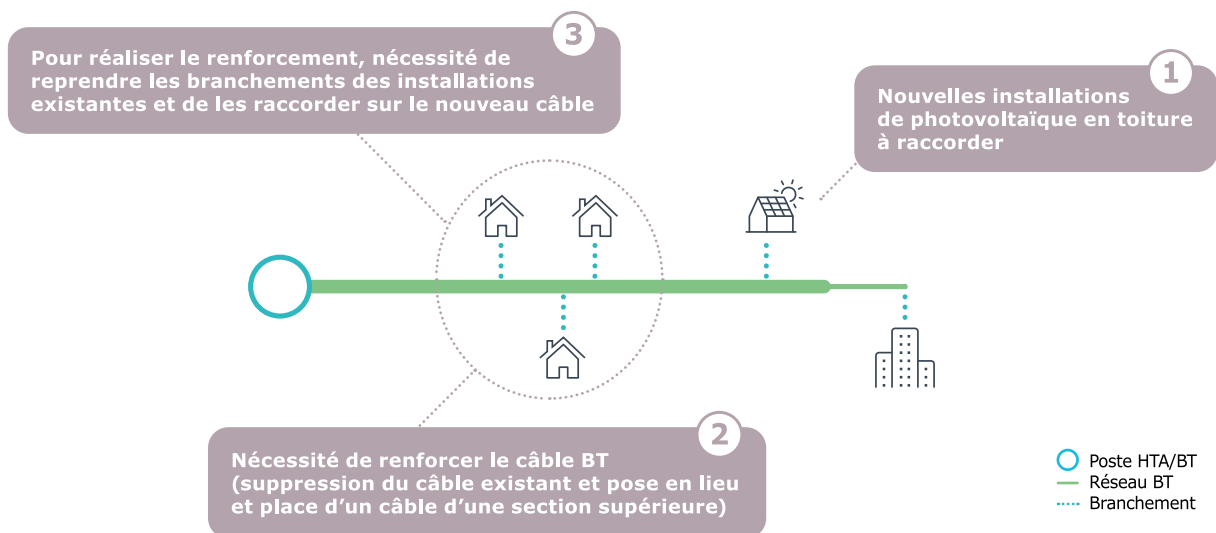


FIGURE I.10 – Exemple d'impact sur le réseau d'un raccordement photovoltaïque en basse tension. Figure tirée de [RTE.2021d].

21. Tendance observée en 2023.

4 Réseau de distribution actif

4.1 Nouveaux moyens d'information et de communication

De nouveaux types de compteur dit **compteur communicant** (plus rarement "compteur intelligent") ont récemment largement été déployés. Ce dispositif de mesure d'énergie combine la fonction de comptage précis de la consommation avec la capacité de communication bidirectionnelle. Contrairement aux compteurs traditionnels, il transmet automatiquement et en temps réel les données de consommation aux fournisseurs d'énergie et aux gestionnaires de réseau. Ces compteurs sont déjà largement déployés, leur nombre au Royaume-Uni, aux États-Unis et en Chine atteignait 2,9 millions, 70 millions et 96 millions, respectivement, à la fin de l'année 2016 [Wang.2019].

En France, plus de 90 % des clients d'Enedis étaient équipés de Linky en 2022²². Les puissances actives et réactives échangées sont transmises par courant porteur en ligne (CPL) toute les 10 minutes maximum²³. Il est également possible d'intégrer un module au compteur Linky pour le connecter au réseau, ce qui autorise une mesure et une transmission en temps réel des données. Grâce à ses neuf contacts "virtuels", il peut contrôler l'alimentation des appareils qui y sont raccordés. De plus, il est en mesure de recevoir un signal externe émanant du GRD, qui pourrait servir à commander les contacts virtuels [Enedis.2018]. Le Linky, est donc un **capteur** et un **actionneur**. Notons que l'installation des Linky n'est que l'aspect le plus visible du programme de numérisation. Des "concentrateurs" et des systèmes d'information permettant de gérer les informations descendantes et montantes sont également installés dans les postes de distribution [Campana.2020].

L'introduction de ces compteurs rend les réseaux de distribution potentiellement plus contrôlables, donnant ainsi naissance aux **réseaux de distribution actifs**, également connus sous le nom de *smart grids*. La CRE les définit comme²⁴ "*un réseau d'énergie qui intègre des technologies de l'information et de la communication, ce qui concourt à une amélioration de son exploitation et au développement de nouveaux usages tels que l'autoconsommation, le véhicule électrique ou le stockage. Désormais, à la couche physique pour le transit d'énergie des réseaux vient se superposer une couche numérique qui joue un rôle de plus en plus important pour son pilotage.*" Les objectifs des smart grids sont multiples :

22. Selon la CRE. [Source](#) consultée le 07/08/23.

23. Une fréquence supérieur est interdite par le RGPD.

24. [Source](#) consultée le 04/08/23

1. faciliter l'insertion des EnRs électriques intermittentes dans les réseaux ;
2. favoriser le développement de la mobilité électrique en rendant la recharge pilotable ;
3. développer les actions de maîtrise de l'énergie et d'efficacité énergétique ;
4. sensibiliser les utilisateurs à la sobriété énergétique ;
5. améliorer l'exploitation des réseaux, tant sur la continuité que sur la qualité de la fourniture.

Pour ces travaux nous nous concentrerons sur l'objectif 5 et en particulier sur le **respect des limites de tension** et la prévention des **congestions**. Les méthodes proposées devront toutefois être compatibles avec l'ensemble des objectifs cité ci-dessus. Elles se baseront sur la **gestion des puissances échangées entres acteurs**. Pour cela, certains d'entres eux devront donc être flexibles, c'est-à-dire capables de moduler la puissance qu'ils produisent ou consomment. Dans la prochaine section, nous ferons l'inventaire des flexibilités disponibles.

4.2 Les flexibilités du réseau de distribution

La croissance des besoins en énergie pourrait paradoxalement présenter une solution à l'intégration des EnRs [Minniti.2018]. Les nouvelles applications et les usages énergétiques émergents, tels que la charge intelligente des véhicules électriques, le stockage d'énergie à petite échelle et la flexibilité des horaires de consommation, offrent une marge de manœuvre précieuse pour atténuer les problèmes potentiels de gestion, respect du plan de tension et de disponibilité de l'énergie.

Selon Énedis²⁵, une **flexibilité** est "*une modulation de puissance volontaire d'un ou plusieurs acteurs, durant une période donnée et en réaction à un signal extérieur, pour fournir un service, par exemple modifier temporairement sa consommation d'électricité pour contribuer à gérer une contrainte.*" Le clean energy package voté par l'Union européenne incite même à les inclure dans les outils de planification et de gestion opérationnelle des réseaux [EU Parliament.2019]. La flexibilité peut concerner la production, la consommation, le stockage ou l'interconnexion (Fig. I.11). Seules les flexibilités distribuées (FD), c'est à dire celles mobilisables par les GRD et dont il n'existe pas de consensus de gestion, seront traitées : le délestage des DERs, les consommations (hors industrie²⁶) et les stockages par batterie ou hydrogène.

25. Co-construction des flexibilités locales. [Source](#) consultée le 08/08/2023.

26. Les flexibilités industrielles sont souvent exclues des FD [Campana.2020]. La mise en place de leur pilotage est d'ores et déjà entamée [Paterakis.2017] et ne posera pas de problèmes majeurs.

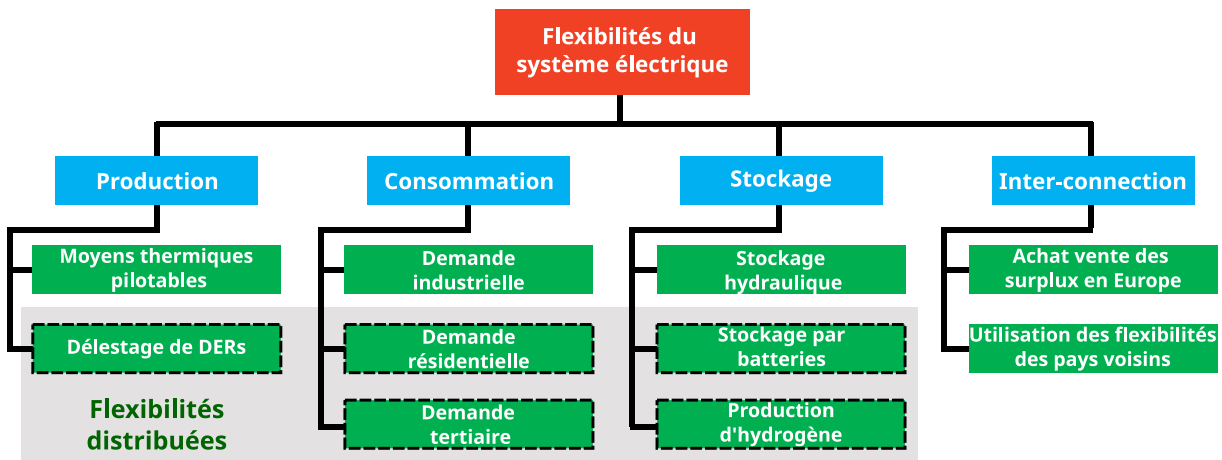


FIGURE I.11 – Vivier de flexibilité pour le réseau catégorisé par d’usage. Les flexibilités distribuées, c’est-à-dire celles installées sur le RD, sont représentées en pointillé.

Les flexibilités sont souvent caractérisées par les attributs suivants [Villar.2018] :

- puissance modulable
- temps d’activation
- vitesse de variation
- temps de réponse
- emplacement
- prédictabilité
- controlabilité

Nous présenterons dans le paragraphe suivant, les sources de flexibilité puis nous présenterons comment elles peuvent être mobilisées.

4.2.1 Production

L’écrtage désigne l’ajustement de la production d’une source d’énergie, l’amenant à fonctionner en dessous de son plein potentiel. Cette procédure est principalement adoptée pour les centrales éoliennes et photovoltaïques, leur coût marginal étant quasi nul. Elle intervient en réponse à une production excessive ou face à un risque de non-respect des contraintes réseau. Par exemple, lorsque des panneaux PV connectés au RD génèrent des surtensions en bout de ligne.

Actuellement, le délestage des producteurs n’est pas courant sur le RD, car les sources de production décentralisée sont encore peu nombreuses, seul l’offre de raccordement alternative (ORA) le permet et uniquement sur le réseau HTA [ENEDIS.2023]. [Bird.2016]

fait l'état de l'art des différentes stratégies de délestage à travers le monde. Il conclut que dans certaines zones –Italie, Texas, Chine –, plus de 10 % de l'énergie est délestée alors que le taux de pénétration dans ces régions est encore faible. Soulignons que bien que cette flexibilité présente un coût marginal nul, son usage doit demeurer mesuré, car le coût marginal ne prend pas en compte les coûts liés à l'investissement. Un réseau 100 % EnR ne saurait être contrôlé uniquement par ce biais. Nombre des stratégies de gestion présentées dans le chapitre suivant visent d'ailleurs à limiter au maximum le délestage.

4.2.2 Stockage

Les systèmes de stockage fixes représentent la source de flexibilité la plus simple à contrôler. Ces systèmes prennent des formes variées – volant d'inertie, stockage à air comprimé, super-condensateur, batterie chimique – chacun offrant une gamme de services distincts, certains mieux adaptés aux besoins du réseau que d'autres. Les volants d'inertie, par exemple, sont capables de fournir rapidement de grandes quantités d'énergie, ce qui en fait une option prometteuse pour la stabilisation de la fréquence. Quant aux batteries chimiques, notamment les modèles au lithium-ion, elles se révèlent les mieux adaptées à la prestation de services réseau [Ramakrishnan.2020], surtout lorsqu'elles sont associées à des sources d'énergie renouvelable [Zhao.2023]. Cependant, il est important de noter que, pour l'instant, les systèmes de stockage fixes sont peu exploités en raison de contraintes économiques [Killer.2020]. Certains projets utilisent des batteries en fin de vie issue de véhicules, comme l'Amsterdam ArenA stadium [Kuiken.2018] mais même ces projets ne sont pas rentable à l'heure actuelle, ils le deviendront peut-être quand le système électrique pourra rémunérer des services de stockage [Campana.2020].

Enfin, il est essentiel de souligner que les barrages hydroélectriques ne sont pas considérés comme des formes de flexibilité, car ils sont implantés sur le réseau de transport et déjà pleinement exploités par le GRT. De plus, les contraintes géographiques limitent la possibilité d'installer de nouveaux barrages sur le territoire.

Les véhicules électriques (VE) constituent la plus grande source de FD. Selon [Campana.2020], 85 % des recharges sont jugées flexibles, c'est-à-dire ne correspondant pas à des recharges en temps contraint sur des axes routiers ou le domaine public (notamment les recharges au domicile ou au travail sont considérées comme flexibles). Or selon les scénarios RTE 2050 [Rte.2021], l'énergie consommée par la recharge représenterait 35 TWh à 40 TWh par an, soit environ 8 % de la production nationale totale. Compte tenu de

la production d'électricité attendue du parc installé en 2035, cet accroissement ne pose aucun problème quantitatif. Ce qui n'est pas le cas de la demande instantané. En effet, toujours selon [Rte.2021] sans stratégie de recharge intelligente, le pic de puissance des VE pourrait représenter jusqu'à 15% du pic de puissance hivernal.

Au-delà de la gestion de la demande, le déploiement du parc de VE a conduit également à s'intéresser au gisement d'énergie stockée dans les batteries des véhicules, ce qui a débouché sur les notions de *vehicle to grid* (V2G) et *vehicle to home* (V2H). Bien sûr, l'implémentation de telles solutions présuppose l'existence d'infrastructures de recharge permettant le transit bidirectionnel de l'énergie et la communication avec un GRD.

La production d'hydrogène par électrolyse de l'eau est un processus électrochimique où l'application d'un courant électrique externe à travers l'eau provoque sa décomposition en oxygène et hydrogène. Ce vecteur d'énergie n'était initialement pas central dans les plans de décarbonation. Toutefois, il a gagné en importance grâce à sa très haute densité énergétique [Rasul.2022] et à la promesse de décarboner des secteurs où l'électrification est complexe ou coûteuse : par exemple le transport, en particulier aérien. Il faut néanmoins garder en mémoire qu'en 2023, plus de 80 % de la production d'hydrogène provenait de procédés très émetteurs de CO₂ (plus de 9 kgCO_{2e}/kgH₂) et moins de 1 % par des moyens bas carbone [De Temmerman.2023 ; WEC.2019]. L'hydrogène dit "vert" représente donc actuellement une partie très négligeable (<0.1 %) de la production d'hydrogène totale.

D'ici 2050, [RTE.2022b] estime que la production d'hydrogène vert pourrait représenter entre 5 % et 20 % de l'énergie consommée en France. Or les analyses sur cycle de vie [Zhao.2020] montrent que la majorité des impacts de l'électrolyse est due à la consommation d'électricité. De plus, pour être rentable écologiquement et économiquement, le dihydrogène devra être produit lorsque le coût de l'énergie sera bas c'est-à-dire, à des périodes de forte production renouvelable. Il y a donc une forte synergie entre les DERs et l'utilisation de l'hydrogène [Lin.2020].

4.2.3 Consommation

[Campana.2020] a réalisé un état de l'art des différentes sources de flexibilité et a proposé de les catégoriser en fonction de leurs disponibilités : les charges « modulables » (comme par exemple le chauffage, où l'on pourra jouer sur la température de consigne des thermostats), des charges « décalables » (comme les appareils de lavage, dont le démarrage peut être assez facilement programmé à des heures favorables, mais qu'il n'est

pas souhaitable d'interrompre en cours de cycle) et des charges interruptibles (comme la préparation d'eau chaude sanitaire qui peut être momentanément interrompue).

Le bâtiment résidentiel offre des sources de flexibilités de nature très différentes. La consommation des bâtiments résidentiels représente 33 % de la consommation totale en France en 2021²⁷. L'ensemble, chauffage, ventilation, climatisation représentent 10 % de la consommation totale française. Une particularité du parc actuel réside en sa thermo-sensibilité : la consommation augmente de 2,4 GW chaque degré Celsius perdu en hiver. Elle devrait décroître en hiver d'ici 2050 [Rte.2021] mais augmenter l'été pour atteindre 2,1 GW chaque degré Celsius gagné. Cet usage est souvent modulable, décalable et interruptible, et sera amené à le devenir d'autant plus avec l'introduction massive des pompes à chaleur et l'amélioration de l'isolation des bâtiments [Campana.2020]. L'ADEME estime en outre le potentiel de flexibilité des consommations de chauffage à 38 % en 2035 et à 75 % en 2050. La production d'eau chaude sanitaire représente 5 % de la consommation totale. Sa flexibilité est évaluée par l'ADEME à 63 % en 2035 et à 100 % en 2050. Enfin, le « blanc » (lave-linge, sèche-linge et lave-vaisselle, hors réfrigérateurs et congélateurs) qui constitue 5 % de la consommation totale est jugé par l'ADEME assez peu flexible dans un futur proche (9 % en 2035), mais davantage à long terme (38 % en 2050). Les autres usages sont moins beaucoup moins flexibles, il paraît en effet difficile de repousser le visionnage d'un film ou la préparation d'un repas.

D'après [RTE.2021b], ce type de FD s'avère être une option peu coûteuse pour les gestionnaires, mais son exploitation se limiterait à des périodes de courte durée, ce qui ne résout pas totalement les problèmes d'approvisionnement. En outre, ces possibilités de flexibilité suscitent des interrogations quant à leur acceptabilité : combien de consommateurs seraient disposés à participer à ce type de solutions ? Selon [Wolsink.2020], elles favoriseraient au contraire une prise de conscience citoyenne des enjeux climatiques et ouvriraient la voie à un débat sur de nouvelles dynamiques de partage énergétique. En dernier lieu, il est important de souligner que la gestion de ces profils de consommation serait presque inenvisageable sans le déploiement préalable de compteurs intelligents.

Les bâtiments tertiaires représentent 33 % de la consommation totale en France en 2021, selon le bilan prévisionnel de RTE. L'ADEME estime que 75 % de la consommation sera aisément "déplaçable" au sein de chaque journée. Mais [Campana.2020] estime que

27. Bilan Prévisionnel RTE 2021. [Source](#) consultée le 09/08/2023.

compte tenu des contraintes de confort en milieu de travail (bureaux) ou dans des établissements commerciaux (recevant des clients), il apparaît plus probable que seule 25 % le soit réellement.

4.3 Gestion des flexibilités du réseau de distribution

4.3.1 Mécanismes actuels

Quelques stratégies de gestion des flexibilités ont déjà été implémentées en pratique. Rassemblées dans la littérature sous le terme de gestion de la demande (ou *Demand response*), elles visent à modifier le profil des consommations. Ces stratégies peuvent être basées sur des **incitations** –rémunération pour fournir un service– ou sur des **prix** – pénalisation pour ne pas l’avoir fourni [Albadi.2007].

Il existe trois types de mécanisme basés sur des incitations – le contrôle direct des charges distribuées, les contrats de flexibilités locales et la participation à des marchés de flexibilité – et trois types de mécanisme basés sur les prix – invariant d’un jour à l’autre, dépendant du pic de stress du réseau, et variant en temps réel. Les paragraphes suivants décrivent chacun d’entre eux.

Le contrôle direct des charges distribuées a pour objectif d’engager un grand nombre de petits consommateurs. Grâce à ces programmes, un centre de commande, communément appelé **agrégateur**, peut contrôler directement l’appareil d’un consommateur final. Le nombre et la durée des interruptions / modulations sont définis afin de ne pas compromettre le niveau de confort du consommateur. La participation des consommateurs est le plus souvent récompensée par des réductions sur la facture d’électricité et éventuellement par des paiements [Paterakis.2017]. Le consommateur n’est pas toujours prévenu d’une interruption.

Voltalis propose par exemple de contrôler les radiateurs de particulier en y installant des interrupteurs commandés à distance. Les particuliers acceptent de voir leur chauffage coupé pendant une durée de maximum 20 minutes toutes les quatre heures en l’échange du boîtier et d’une application permettant de suivre avec précision leur consommation. Le confort thermique n’est pas ou peu impacté grâce à l’inertie thermique du bâtiment. Le grand nombre de radiateurs disséminés sur le territoire permet à Voltalis d’effacer 7 MW en régime permanent et jusqu’à 100 MW pendant 20 minutes toutes les quatre heures²⁸.

28. Les informations données ici sont issues d’une conférence donnée par Voltalis aux élèves de Centra-

Bien sûr, cette solution n'est efficace que si les radiateurs instrumentés ne sont pas asservis en température.

Survoltage mobilise également la flexibilité résidentielle, mais laisse ses clients maîtres de leur consommation. La société fournit une application permettant d'être informé des signaux d'effacement émis par RTE dans le cadre d'EcoWatt. Si les clients choisissent de répondre à l'appel, ils doivent baisser leur consommation et l'indiquer sur l'application. Cette solution s'inscrit dans le cadre d'EcoWatt et permet donc uniquement une adéquation production-consommation et non un respect des contraintes du réseau.

Les contrats de flexibilité locale s'adressent aux moyens et grands consommateurs qui acceptent d'être coupés en échange d'une rémunération. La durée des interruptions, leurs nombres, l'heure à laquelle elles peuvent intervenir, etc. varient en fonction du contrat et des besoins locaux du GRD. Dans certains cas, la signature de ces contrats est obligatoire ; les clients ne souhaitant pas participer payent une pénalité au GRD.

Par exemple, en 2023, *Énedis*²⁹ réalisait un appel à flexibilité [énédis.2023] pour trouver des acteurs capables de modifier leurs consommations d'au minimum 0.5 MW, en moins de 10 minutes, pendant 30 à 60 minutes, une fois tous les 1 à 5 ans. Ce type de contrat permet donc de mobiliser de façon exceptionnelle des industriels et n'est pas adapté à la gestion au jour le jour de FD.

Les marchés de l'énergie permettent aux consommateurs de participer activement aux marchés de l'électricité (voir section I.3.2.8) en soumettant des offres de réduction de la charge. Les gros consommateurs peuvent participer directement, tandis que les petits participent indirectement par l'intermédiaire d'agrégateurs.

En France, six mécanismes de valorisation de la capacité et quatre mécanismes de valorisation de l'énergie³⁰ existent, tous destinés aux acteurs de forte puissance. Par exemple, le mécanisme de Notification d'Échanges de Blocs d'Effacement, dit NEBEF, permet de valoriser des effacements d'une puissance minimale de 100 kW sur les bourses de l'énergie J-1 et infra-journalière³¹. Les participants à ce marché sont nommés les opérateurs d'effacement et peuvent dans certains cas être assimilés à des agrégateurs. Voltalis, est par exemple un acteur de ce marché.

leSupélec en 2021. Il n'existe pas, à notre connaissance, de communication officielle concernant le temps et la fréquence des coupures ni sur la puissance d'effacement.

29. Détail de l'offre sur le site d'Énedis. [Source](#) consultée le 10/08/2023

30. Valorisation des flexibilité par RTE. [Source](#) consultée le 09/08/2023.

31. Valoriser des effacements sur le marché NEBEF par RTE. [Source](#) consultée le 09/08/2023.

Les mécanismes incitatifs actuels sont destinés aux acteurs de forte puissance ou motivés par la contrainte d'équilibre production / consommation.

Les tarifs variables en fonction de l'heure (TOU pour *time-of-use*) permettent de mieux refléter les variations du coût de la fourniture d'électricité dans le temps, à différentes périodes d'une journée ou d'une saison. Ils ont pour but d'encourager les utilisateurs à déplacer leurs activités énergivores vers des moments où la demande est faible ou la production élevée [Faruqui.2010].

En France ils ont été historiquement conçus pour stimuler la consommation nocturne face à l'incapacité des centrales nucléaires à s'éteindre chaque nuit. Ils évoluent avec l'arrivée des nouveaux fournisseurs d'énergie³² qui proposent désormais des contrats avec trois tarifications – heure super creuse, heure creuse, et heure pleine – pour lesquels le prix de l'énergie varie du simple au double selon l'heure de la journée. Ces contrats ne permettent pas de régler les problèmes d'intermittence des DERs ni les contraintes liées à la qualité de la fourniture de l'énergie. Leur unique but est d'améliorer la sécurité d'approvisionnement dans le cas où la consommation et/ou la production sont cycliques.

La facturation au pic (CPP *Critical Peak Pricing*) est un type de contrat pour lequel le prix de l'énergie est modifié lors d'évènement critique – indisponibilité des réserves, conditions météorologiques extrêmes entraînant des variations inattendues de la demande, etc –, le prix du pic s'ajoute alors au prix TOU ou forfaitaire. Les contrats précisent le nombre maximum de jours critiques par an et un intervalle de prix. Le gestionnaire communique l'application du tarif CPP dans un délai très court allant de quelques minutes à plusieurs heures.

Peu implémentée et testée en pratique, ce type de facturation a permis une réduction de la consommation de 5 % en moyenne lors d'un essai en Californie en 2006 [Herter.2010] et de 13 % à 20 % lors d'une expérience au New Jersey la même année [Faruqui.2010]. Les performances de cette stratégie peuvent être largement améliorées par l'automatisation : les maisons équipées de thermostats communicants diminuent de 2 à 3 fois plus leurs demandes [Herter.2007]. De plus, il est important de noter que l'augmentation du prix au pic au-delà d'un certain seuil (de 0.50 \$/kWh à 0.68 \$/kWh) ne change pas le comportement des ménages [Herter.2010]. Par conséquent, l'inélasticité d'une portion de la

32. Comme Total Energie. [Source](#) consultée le 08/08/2023.

consommation, associée aux améliorations de performance liées à l'automatisation, suggère que l'utilisation d'un prix payé par les consommateurs finaux n'est pas la solution la plus efficace. Il serait préférable de transmettre des signaux destinés à contrôler des dispositifs automatisés.

La facturation en temps réel (RTP pour *real time pricing*) repose sur une structure tarifaire basée sur les fluctuations en temps réel du prix de l'électricité sur le marché de gros. Contrairement aux contrats TOU, où le prix est déterminé à l'avance pour une période donnée, les contrats au prix spot reflètent les variations instantanées de l'offre et de la demande sur le marché. Ils sont une option pour les consommateurs qui souhaitent tirer parti de la volatilité du prix de l'électricité tout en étant prêts à en assumer les risques. Ils nécessitent une certaine implication et une gestion active ou automatique de la consommation d'énergie pour en tirer pleinement parti.

Selon certains économistes, cette facturation permet une meilleure gestion de l'énergie, car sans elle, les consommateurs ne sont pas incités à fournir des services réseau [Holland.2008 ; Albadi.2007]. Cette affirmation théorique n'est pas systématiquement prouvée en pratique, car les comportements des acteurs ne sont pas toujours rationnels et certains besoins sont inélastiques par rapport au prix [Herter.2010].

De plus, [Holland.2008] montre que, bien que le RTP réduise la variance de la demande – les prix élevés ont tendance à réduire le pic de consommation et les prix bas à augmenter le creux –, cela ne se traduit pas toujours par des bénéfices environnementaux. La réduction de la variance peut même augmenter les émissions. C'est le cas, par exemple, si la production de base est assurée par des centrales au charbon alors que la production de la charge de pointe est assurée par des centrales au gaz ou des centrales hydroélectriques plus propres. C'est également ce qu'a observé [Triolo.2022] en analysant le marché texan. L'impact du RTP sur l'empreinte carbone de la production d'énergie dépend donc de la propreté relative des technologies disponibles. Les centrales EnRs ayant un coût marginal nul, elles seront systématiquement les premières unités appelées. Un réseau avec une forte pénétration EnR devrait donc voir ses émissions baisser avec l'arrivée du RTP [Wolak.2011].

Les mécanismes basés sur les prix ont un impact faible sur la consommation de flexibilités distribuée. Sans automatisation, elle suppose une grande implication des consommateurs. De plus, les prix sont actuellement conçus pour répondre à des contraintes de disponibilité de l'énergie et pas à des contraintes réseau. Le GRD ne participe pas à l'heure actuelle à leur élaboration.

4.3.2 Nouveau mécanisme : les marchés des flexibilités

Comme nous l'avons vu au paragraphe précédent, les flexibilités peuvent être contrôlées via des mécanismes incitatifs ou contraignants. Ces mécanismes dépendent aujourd'hui directement ou indirectement d'un marché accessible uniquement aux acteurs de forte puissance et dont le GRD est exclu. Certaines plateformes de cohordination entre acteurs de faible puissance commencent à voir le jour [ENTSO-E.2021] et se généraliseront à l'échelle du réseau de distribution sous la forme de **marchés locaux de l'énergie** [Teotia.2017], de **communautés énergétiques** [Moroni.2019] ou de **marchés d'électricité pair à pair** (P2P) [Sousa.2019]. Ces initiatives sont encouragées par l'Union européenne, via l'adoption du Clean Energy Package [Eu Commission.2019], un ensemble de mesures visant à promouvoir la décentralisation du système électrique européen.

Ces contributions prennent des formes très diverses, mais cherchent toutes à formaliser une nouvelle manière d'échanger l'énergie à l'échelle du RD. Nous les rassemblerons sous le terme de **marché des flexibilités**. [Valarezo.2021 ; Gouveia.2021] proposent de classer ces marchés en fonction des caractéristiques suivantes.

- Besoins du réseau : respect du plan de tension, congestions, restauration du service en cas de défauts, etc.
- Participants du marché : précise qui sont les acheteurs et les vendeurs, s'il existe des agrégateurs et si les gestionnaires (GRT et GRD) peuvent intervenir.
- Structure du marché : décrit la manière dont les participants interagissent. Les FD peuvent soit participer au même titre que les centrales historiques, soit par l'intermédiaire d'agrégateurs. Ils peuvent interagir de manière centralisée ou pair-à-pair ; dans un marché influencé ou non par les agrégateurs ou les gestionnaires [Baroche.2019].
- Type de produit échangé : les marchés traditionnels sont des plateformes d'échange entre des offres de productions et de consommations. Mais les FD font émerger de

nouveaux types de produit comme les Négawatts, qui représente de l'énergie qu'ils avaient prévu de consommer, mais dont ils acceptent de se défaire en échange d'une rémunération [Azim.2022]. Il s'agit donc d'une conceptualisation de l'effacement (voir section I.4.2) sous la forme d'un produit mercantile.

- Prix d'échange : le marché peut être dérégulé ou régulé. S'il est dérégulé, le prix d'échange est déterminé par l'intersection de la courbe d'offre et de demande. Les participants sont ensuite rémunérés soit en *Pay-as-bid* –en fonction du prix qu'ils ont annoncé– ou *Pay-as-clear* –en fonction du prix de la dernière unité sélectionnée (la plus chère). Si le marché est régulé, le GR influe sur la manière dont le prix est calculé.
- Fréquence du marché : précise si le marché se déroule en continu ou s'il concerne des périodes précises dont il faut préciser la durée.
- Vérification des échanges : définit la manière dont le responsable du marché s'assure que les produits vendus ont bien été livrés. Cette tâche se complexifie grandement avec l'arrivée des Négawatts et des communautés énergétiques.

Pour ces travaux, nous considérerons un marché faisant intervenir un gestionnaire responsable de s'assurer du respect du plan de tension et des congestions. Ce gestionnaire agira donc comme un acteur particulier du marché. Cela pose inévitablement la question de l'interaction entre GRT, GRD et FD.

4.3.3 Intéraction GRT / GRD / FD

Actuellement, les réseaux de distribution sont supposés capables d'absorber intégralement les flux de puissance provenant du réseau de transport, ce qui limite fortement l'implication du GRD dans les marchés de l'énergie. Cependant, l'émergence des marchés de flexibilités modifie ce paradigme. [Givisiez.2020] fait l'inventaire des différentes possibilités de coopération et les rassemble en trois principales structures illustrées dans la figure I.12.

1. Le GRT gère l'ensemble des flux et traite avec les FD et le GRD. Le GRD a uniquement un rôle de gestion des contraintes opérationnelles, *i.e.* position de l'auto-transformateur, fermeture ou non d'une boucle, etc.
2. Le GRT gère aussi l'ensemble des flux, mais autorise le GRD à invalider les transactions dans le cas où celles-ci conduiraient à de trop grandes violations, non solubles via la gestion opérationnelle.

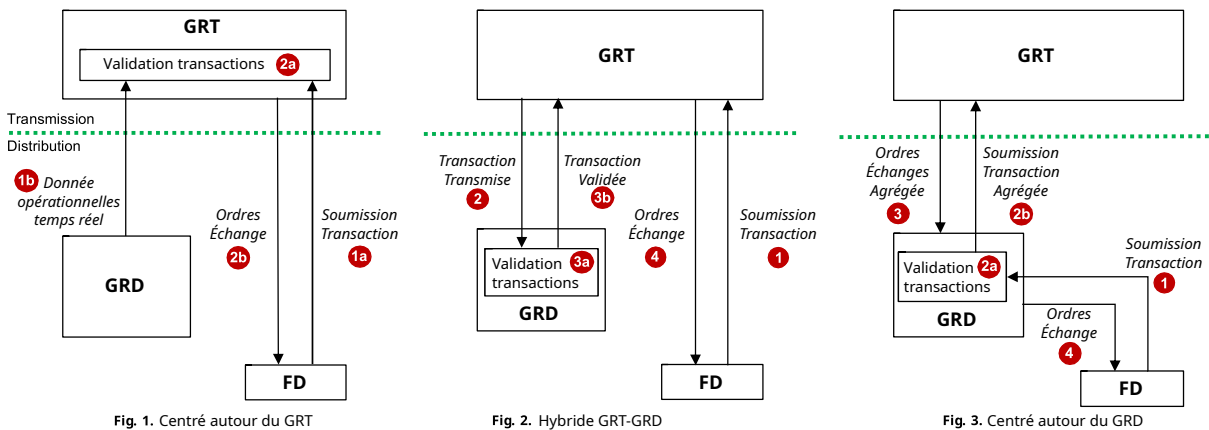


FIGURE I.12 – Trois types d’interactions possibles entre GRD et GRT et FD. Figure traduite et modifiée, tirée de [Givisiez.2020].

3. Le GRT envoie des ordres d’échanges et le GRD s’occupe de la gestion des flux à son échelle. Le GRD est un intermédiaire entre les flexibilités et le GRT.

Cette classification masque les éventuels échanges qui sont susceptibles d’avoir lieu directement entre les FD. Les futurs systèmes énergétiques pourraient ainsi devenir des structures hétérogènes, où des communautés énergétiques autonomes fonctionneraient en parallèle d’un marché principal. Le coût des échanges entre ces communautés et le marché central devra lui aussi faire l’objet d’une étude approfondie.

4.3.4 Méthodes de résolution

Théorie des jeux La conception d’un marché de flexibilité peut-être abordée sous l’angle de la théorie des jeux [De Paola.2017; De Paola.2018; Gong.2019a; Gong.2019b; Boquet.2020]. Dans ce paradigme, l’objectif des chercheurs consiste à trouver des structures de marchés, pour lesquelles la poursuite d’un but égoïste (dit rationnel) du point de vue des acteurs conduit à la maximisation du bien-être global.

À titre d’exemple, [Moret.2019] propose un marché où l’énergie est échangée soit entre FD d’une même communauté soit vers l’extérieur via un tiers chargé de faire l’interface avec le gestionnaire de réseau (GR). [Morstyn.2019a] introduit une plateforme qui permettrait au FD d’échanger directement sur le marché de gros. Dans une autre contribution, [Morstyn.2019b] propose un marché hiérarchique dans lequel un agrégateur – responsable d’une région ou de type de producteur – serait alors responsable d’obtenir des Mégawatt auprès des participants au marché. Similairement, [Zepter.2019] propose une plateforme d’échange réalisant l’interface entre les communautés et les marchés de gros, il ajoute une

couche permettant de coordonner les décisions opérationnelles de la communauté.

Cette approche est intéressante, car elle permet de prendre en compte les comportements humains, le plus souvent sous réserve de la rationalité des acteurs. L'efficacité est en général mesurée en termes d'optimum de Pareto [Morstyn.2019b ; Antal.2021] : lorsque l'algorithme a convergé, il n'est pas possible d'améliorer le bien-être d'un acteur sans détériorer celui d'un autre. Cette approche est insuffisante, car l'optimum de Pareto peut être atteint sans que les gains soient équitablement répartis entre les acteurs. L'alternative consiste à construire des marchés optimisant la valeur de Shapley [Faia.2019]. Bien que plus juste, les marchés construits de la sorte peuvent toujours converger vers des solutions largement sous-optimales [Bauer.2023 ; Bauer.2024]. De plus, la prise en compte des contraintes physiques est difficile, car le prix des échanges entre acteurs découle souvent uniquement de règles économiques [Bouloumpasis.2019].

Optimisation sous contrainte Une autre approche consiste à formuler la gestion des réseaux sous la forme d'un problème d'optimisation sous contraintes. C'est l'approche historique dans le réseau de transport.

Sous réserve d'une connaissance parfaite du réseau et des acteurs qui le compose, elle permet d'atteindre l'optimum économique / écologique du problème de répartition de puissance. Elle pourrait permettre de résoudre l'ensemble des limites des méthodes précédentes : inclusion des acteurs de faible puissance, respect des contraintes réseau et renforcement du rôle du GRD.

Le concept de marché de l'énergie, autrefois cantonné à l'échelle du réseau de transport, tend à se généraliser sur le réseau de distribution dans le but d'intégrer les flexibilités distribuées. Les règles et principes de fonctionnement de ces marchés restent à définir, mais pourraient bénéficier de l'adaptation des principes déjà en vigueur sur le réseau de transport.

5 Gestion optimale des flux de puissance : OPF

5.1 Formulations et relaxations

5.1.1 Motivations

La gestion optimale des réseaux a été formalisée pour la première fois en 1979 par Carpentier [Carpentier.1979] sous la forme d'un problème de minimisation sous contrainte nommé OPF pour *optimal power flow*. L'OPF donne les flux de puissance qui minimisent les coûts – économiques, écologiques ou autre – tout en respectant strictement les contraintes du réseau. Cette formulation était très adaptée à l'époque, car le gestionnaire – EDF – contrôlait l'ensemble des aspects du réseau : production, transport, distribution et fourniture de l'énergie. Même si elle n'a plus de réalité pratique depuis la déréglementation du secteur électrique européen³³, elle reste tout de même une référence importante pour l'élaboration de nouveaux mécanismes de gestion. Son étude a par exemple permis la mise en place du marché spot européen [Oren.1995].

5.1.2 Formulations

Il existe deux formulations équivalentes du problème [Subhonmesh.2012] : *bus injection model* (BIM) [Chatzivasileiadis.2018] et *branch flow model* (BFM) [Farivar.2013a]. Dans le reste de ce manuscrit, nous utiliserons la formulation BFM dont la résolution est plus adaptée aux RDs à cause de leurs structures radiales. Nous utiliserons les notations mathématiques proposées par [Huang.2017] et décrites par la figure I.13 :

$$\min_{s,S,V,I} \sum_{i \in \mathcal{N}} f_i(Re(s_i)) \quad (\text{I.1a})$$

$$\text{sous contraintes} \quad S_{ij} = s_i + \sum_{h \in \mathcal{N}_{\rightarrow i}} (S_{hi} - z_{hi}|I_{hi}|^2), \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{I.1b})$$

$$V_i - V_j = z_{ij}I_{ij}, \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{I.1c})$$

$$S_{ij} = V_i I_{ij}^*, \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{I.1d})$$

$$[S_{ij}] \leq S_{ij} \leq [S_{ij}], \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{I.1e})$$

$$[V_i] \leq V_i \leq [V_i], \quad i \in \mathcal{N}_+; \quad (\text{I.1f})$$

$$[s_i] \leq s_i \leq [s_i], \quad i \in \mathcal{N}_+. \quad (\text{I.1g})$$

33. Initiée par les directives 96/92/CE du 19 décembre 1996.

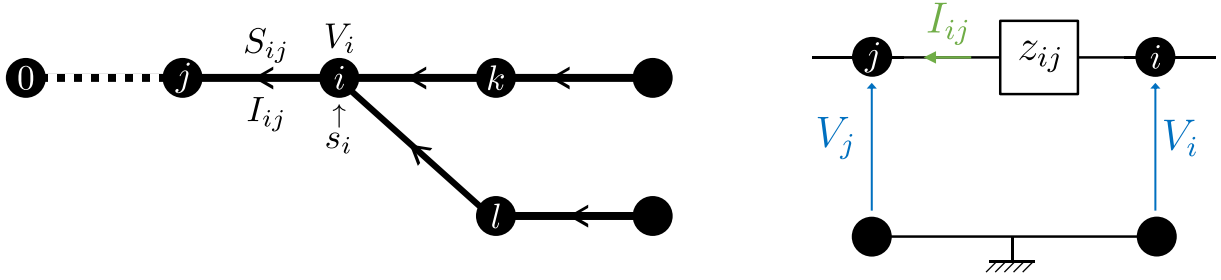


FIGURE I.13 – Modélisation du réseau et notation utilisées. À gauche, le réseau radial, orienté vers le PCC. Les indices des nœuds sont notés par les lettres i, j, k, l , le nœud à la racine (le PCC) est indicé 0. L'ensemble des nœuds pointant vers i est $\mathcal{N}_{\rightarrow i}$ et vaut ici $\{k, l\}$. Le modèle électrique des lignes est renseigné à droite. Seules les impédances séries z_{ij} sont considérées (voir modélisation chapitre II.2.1).

où f_i est la fonction coût de l'acteur i ; V_i et s_i sont respectivement la tension et la puissance complexe injectée au bus i ; S_{ij} , I_{ij} et z_{ij} sont respectivement la puissance complexe, le courant complexe et l'impédance de la ligne reliant le bus i et le bus j ; $[x]$ et $[x]$ sont les valeurs maximales et minimales admissibles par la grandeur x ; \mathcal{L} représente l'ensemble des lignes du réseau; $\mathcal{N}_{\rightarrow i}$ et \mathcal{N}_+ sont respectivement l'ensemble des nœuds pointant vers i et l'ensemble des nœuds à l'exception du point de couplage commun (PCC).

L'équation (I.1b) représente l'équilibre de puissance sur chaque bus, (I.1c) la loi d'Ohm sur chaque ligne, (I.1d) l'expression de la puissance transitant dans chaque ligne, (I.1e) les limites thermiques des lignes, (I.1f) le respect du plan de tension et (I.1g) les contraintes de puissance actives de chaque acteur.

5.1.3 Simplification dans les réseaux radiaux

Dans le cas général et sans hypothèses supplémentaires, la relation (I.1d) qui établit un lien entre les puissances échangées, les tensions et les courants rend le problème **non-convexe**. Sa résolution est NP-difficile [Huang.2017; Bienstock.2019], y compris dans les réseaux radiaux [Lehmann.2016]. L'existence de minimums locaux [Bukhsh.2013] empêche l'application de techniques d'optimisation convexe – descente de gradient, point intérieur, optimisation quadratique successive (SQP) [Ibrahim.2021]... D'autres algorithmes peuvent être utilisés, mais leur temps de convergence limite l'analyse à des cas impliquant au maximum une centaine d'acteurs [Thomas.2023], sans garantie d'atteindre un optimum global. De nombreuses relaxations ont donc été proposées, dont certaines tirent parti des spécificités des RDs.

Dans un réseau maillé, la somme des déphasages entre chaque nœud autour d'un cycle doit être nulle : s'il existe une boucle entre les nœuds n°1, n°2 et n°3 alors il faut que $\angle_{1,2} + \angle_{2,3} + \angle_{3,1} = 0^\circ$. Cette contrainte s'applique à tous les cycles du réseau. Pour les réseaux radiaux, dépourvus de cycles, cette contrainte ne s'applique donc pas. Par conséquent, l'OPF peut être résolu en utilisant uniquement les variables $J_{ij} = I_{ij}I_{ij}^*$ et $W_{ij} = V_iV_j^*$. Les déphasages sont perdus – les grandeurs J_{ij} et W_{ij} sont réelles –, mais ils peuvent être recalculés une fois l'optimisation terminée à partir d'un nœud choisi comme référence des phases – souvent le PCC [Farivar.2013a].

Malgré ces simplifications, la non-convexité persiste en raison de la contrainte (I.1d), qui place l'ensemble des résultats admissibles sur un cône [Coffrin.2018a]. Avec les nouvelles variables, elle s'écrit $J_{ij} = |S_{ij}|^2/W_i$. Cette égalité peut être relaxée en une inégalité (I.2d) [Huang.2017]. Cela augmente le nombre de solutions satisfaisant la contrainte. Cette nouvelle formulation appartient à la famille des cônes du second ordre et est donc convexe. De plus, la relaxation est exacte si l'une des conditions suivantes est respectée :

1. f_0 (coût du PCC) est croissant et pour tous les nœuds, $s < 0$ (la production est inférieure à la consommation pour chaque nœud) [Huang.2017].
2. Le flux de puissance inverse (orienté vers le PCC) est soit uniquement actif, soit uniquement réactif, soit nul [Huang.2017].
3. Les contraintes de tension maximum ne sont pas actives [Farivar.2013b ; Low.2014].
4. Les angles entre tensions restent suffisamment proche [Gan.2014b].

Dans chacun de ces cas, le résultat de cette formulation relaxée coïncide avec celui de l'OPF original. Ces conditions sont très souvent réalisées dans les RDs. Pour les simulations de ce manuscrit, l'optimalité de la solution sera vérifiée *a posteriori* en s'assurant que la contrainte (I.2d) est active, *i.e.* $J_{ij} = |S_{ij}|^2/W_i$.

$$\min_{s, S, W, J} \sum_{i \in \mathcal{N}} f_i(\operatorname{Re}(s_i)) \quad (\text{I.2a})$$

$$\text{sous contraintes} \quad S_{ij} = s_i + \sum_{h: h \rightarrow i} (S_{hi} - z_{hi}J_{hi}), \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{I.2b})$$

$$W_i - W_j = 2\operatorname{Re}(z_{ij}S_{ij}) - |z_{ij}|^2J_{ij}, \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{I.2c})$$

$$J_{ij} \geq |S_{ij}|^2/W_i, \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{I.2d})$$

$$|S_{ij}| \leq S_{ij} \leq [S_{ij}], \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{I.2e})$$

$$[W_i] \leq W_i \leq [W_i], \quad i \in \mathcal{N}_+; \quad (\text{I.2f})$$

$$[s_i] \leq s_i \leq [s_i], \quad i \in \mathcal{N}_+. \quad (\text{I.2g})$$

5.2 Prix nodaux

5.2.1 Définition et intérêts

Comme nous l’avons vu lors de la section I.4.3.4, les règles de fonctionnement d’un marché peuvent être conçues grâce à la théorie des jeux, mais cette approche peine à intégrer les contraintes physiques du réseau. À l’inverse, l’OPF vise à déterminer la répartition économiquement optimale de la production tout en respectant les contraintes physiques et opérationnelles du réseau (voir l’équation (I.2)), mais ne donne pas directement les règles d’un marché. Cependant, un résultat essentiel de la résolution de l’OPF est la détermination des **prix nodaux** (PN) ou *locationnal marginal prices* (LMP). Ils représentent le coût marginal de fourniture d’une unité supplémentaire d’électricité à un nœud spécifique, en tenant compte des coûts de production et des contraintes de transmission. La méthode permettant de les calculer sera détaillée dans la section III.2.1. Ils sont essentiels dans le réseau de transport pour plusieurs raisons.

D’une part, ils permettent au GRT de **maîtriser ses coûts**, car les PN reflètent le coût réel de la livraison de l’électricité, y compris le coût des pertes et de la congestion [Alvarado.2003]. Ils donnent dans le même temps des **signaux d’investissement** : si les PN sont régulièrement élevés dans une zone du réseau, des investissements en production ou en infrastructure sont probablement nécessaires [Papalexopoulos.2020]. De plus, les prix nodaux **facilitent la participation** de divers acteurs du marché. Les participants peuvent interpréter ces signaux et prendre des décisions éclairées qui contribuent à l’efficacité et à la fiabilité globales du système [Papalexopoulos.2020]. Enfin, en intégrant le coût des contraintes dans les prix, la tarification nodale aide à **gérer les flux** d’électricité à travers le réseau. Elle fournit un indicateur non biaisé du coût de ces contraintes [Bai.2018].

Le concept des prix nodaux est donc fondamental à l’échelle du réseau de transport. Bien qu’à l’heure actuelle, il n’existe pas de marché à l’échelle du réseau de distribution, l’étude de ces signaux pourrait contribuer à l’élaboration de nouveaux moyens de gestion des flexibilités distribuées. En effet, les prix nodaux sont en réalité plus que des signaux économiques. Ils font partie des variables duales du problème d’optimisation (I.2).

Bien que la gestion des flux soit souvent abordée par les variables primales – puissances active et réactive de chaque acteur –, en particulier dans la littérature concernant le réseau de distribution, le recours aux variables duales pourrait apporter une réelle plus-value.

- Si les acteurs ont des préférences économiques similaires, un seul prix peut permettre de contrôler l’ensemble des acteurs.

- Si les fonctions coût des acteurs restent privées – dans un OPF classique elles sont transmises au GR, mais des méthodes pair à pair permettent de les garder secrètes [Kargarian.2018 ; Sousa.2019 ; Baroche.2020] – alors les prix transmis par le GRD de manière public ne donnent pas d’informations sur les consignes de puissances envoyées aux acteurs.
- Elles permettent une interaction fluide du GRT et du GRD, car le calcul des PN à l’échelle du RT et du RD se fait de manière indépendante.

5.2.2 Prix nodaux distribués

Les prix nodaux distribués (*Distributed Locational Marginal Prices* DLMP) étendent les principes des PN au réseau de distribution. Ils sont la somme des PN calculés par le GRT et des prix locaux calculés par le GRD [Papavasiliou.2018]. Les méthodes de gestion qui en découlent rentrent dans la troisième catégorie présentée dans la figure I.12. La méthode de calcul exacte sera détaillée III.2.1.1. L’utilisation des DLMP est motivée par les mêmes raisons que pour réseau de transport, mais l’introduction de ces variables à une échelle locale demande de lever certains verrous.

Premièrement, le calcul de ces variables est impossible en pratique. La résolution de l’OPF suppose une connaissance parfaite du réseau, de sa topologie et de ces impédances. Ce n’est pas le cas du réseau de distribution. De plus, il nécessite de connaître la fonction objectif des acteurs, or ils peuvent souhaiter la garder privée.

Deuxièmement, les réseaux de distribution sont peuplés d’acteurs dont le comportement peut fortement varier d’une poche de distribution à l’autre ou en fonction de la saison, de l’heure, du contexte économique, etc. Les méthodes de gestion imaginées doivent pouvoir s’adapter à ce contexte changeant.

Enfin, il existe un prix nodal par nœud du réseau. Leur nombre explose donc dans le réseau de distribution, ce qui complexifie leur utilisation et leur apprentissage éventuels. De plus, les acteurs du réseau de distribution doivent avoir un accès non différencié à l’énergie. Il n’est pas souhaitable, de facturer différemment deux clients d’une même poche de distribution sous prétexte que ce client se trouve en aval d’une contrainte.

6 Contributions de la thèse

6.1 Contexte

La transition vers une production d'énergie moins carbonée ne pourra se faire sans la généralisation des énergies renouvelables. Celles-ci sont principalement connectées aux réseaux de distribution (RD), on parle alors de production distribuée. À l'heure actuelle, le faible taux de pénétration des énergies renouvelables, le dimensionnement des lignes et le peu de flexibilités disponibles conduisent le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) à se passer d'une gestion fine des flux.

Cependant, dans les réseaux de distribution du futur, la majorité des acteurs pourraient être équipés de moyen de production distribuée et achemineraient de surcroît de grandes quantités d'énergie liées à de nouveaux usages comme à la mobilité électrique. Dans cette hypothèse, la moitié des RDs pourraient voir apparaître des problèmes de congestions ou de non-respect du plan de tension [Navarro-Espinosa.2016], non solubles grâce aux moyens de gestion opérationnels traditionnellement utilisés. Or, l'évolution des usages de l'énergie électrique, à l'origine d'une partie des transformations profondes des réseaux, pourrait constituer une solution majeure grâce aux sources inédites de flexibilité qu'elle introduit. Le GRD doit donc trouver de nouvelles stratégies afin de continuer à assurer la distribution d'une énergie de qualité.

6.2 Positionnement

La transition énergétique transforme les réseaux de distribution en les rendant actifs. Dans ce contexte, le rôle du GRD se rapproche de celui du GRT, qui dispose déjà d'un large éventail de méthodes pour opérer des réseaux complexes. Il nous semble donc pertinent d'analyser dans quelle mesure les logiques de gestion appliquées au réseau de transport peuvent être transposées au réseau de distribution de demain.

La **gestion opérationnelle**, au sens du contrôle d'appareil appartenant aux GRs – position de l'auto-transformateur, fermeture ou non d'une boucle, etc. – et liées à l'apparition de défauts et/ou impliquant l'utilisation de protection est déjà traité à l'échelle du réseau de distribution. Nous n'apporterons pas de contributions sur ces aspects.

La **gestion des flux**, en revanche, reste une question ouverte principalement parce que le réseau de distribution est mal connu et que le GRD possède très peu de moyens de contrôle sur les échanges de puissance. Pour le reste de ce manuscrit, la gestion sera

définie comme la **détermination des flux de puissance optimaux sous contraintes d'intégrité du réseau**, c'est-à-dire respectant le **plan de tension** et les **limites thermiques des lignes**. Une attention particulière sera consacrée à la manière dont ce plan d'injection peut être rendu applicable dans les réseaux de distribution.

6.3 Méthode

La conception d'une gestion adaptée au RD est complexe, car :

- i) les impédances sont mal connues
- ii) les utilisateurs du réseau sont très nombreux, de même pour les lignes
- iii) les préférences des utilisateurs sont difficiles à modéliser
- iv) les préférences des utilisateurs sont très hétérogènes et doivent être gardées privées
- v) les paramètres du réseau et des préférences des utilisateurs sont en constante évolution
- vi) des mécanismes de gestion et de régulation sont déjà en place

Une partie de ces verrous traduit les nombreuses sources d'incertitude du RD, ce qui impose la création de stratégies de gestion robustes et adaptables. Or ces réseaux se sont récemment dotés d'un nombre important de capteurs intelligents capable de mesurer l'état du réseau en temps réel. Des stratégies basées sur l'apprentissage automatique et le traitement des données deviennent donc envisageables. À partir de ce constat, nous chercherons à répondre aux trois questions suivantes.

1. Quelles sont les conséquences des incertitudes liées aux impédances sur la gestion d'un réseau de distribution ?
2. Comment concevoir des stratégies de gestion robustes lorsqu'aucune connaissance du comportement des acteurs du réseau n'est disponible ?
3. Quelle est la quantité d'information nécessaire pour gérer efficacement une poche de distribution ?

Nous répondrons à ces interrogations en prenant l'*optimal power flow* (OPF) comme référence en termes de gestion. Ce concept est fondamental à l'échelle des réseaux de transport et des travaux ont déjà cherché à l'adapter aux spécificités du RD. Nous utiliserons donc une relaxation convexe, tirant parti de la topologie radiale du réseau.

Le chapitre II répondra à la question n°1 en propageant l'incertitude liée aux impédances grâce à une méthode de Monte-Carlo. La forme de la distribution choisie pour modéliser les impédances sera discutée en détail. Le chapitre III répondra à la question

n°2 en reformulant la gestion du réseau sous la forme d'un processus de décision Markovien, pour lequel la variable de contrôle – qui peut être assimilé à un prix nodal – doit être apprise. Nous discuterons ensuite la pertinence de cette formulation en analysant les performances d'algorithmes d'apprentissage par renforcement. Le chapitre IV permettra de répondre à la question n°3 en étudiant la structure des prix nodaux de distribution par le biais d'une analyse en composantes principales. Étant donné la complexité de l'apprentissage d'un grand nombre de prix, il est crucial de déterminer si certains prix sont redondants ou si leur structure peut permettre de réduire le nombre de variables à apprendre.

Les chapitres II et IV seront évalués sur un cas test représentatif des réseaux européens, tandis que le chapitre III sera évalué sur un cas test simplifié pour améliorer l'interprétabilité des résultats. Le tableau I.3 résume les contributions de chaque chapitre.

	État de l'art	Méthodes développées	Étude de cas
Chapitre I	Structure et fonctionnement des réseaux Gestion grâce aux flexibilités		
Chapitre II	Modélisation des impédances du RD Méthode de propagation d'incertitudes	Générateur de réseaux Influence des impédances sur le résultat de l'OPF	Réseau de distribution Européen aux impédances stochastiques
Chapitre III	Prix nœuds de distribution : définition et calcul Apprentissage automatique dans les RD Processus de Décision Markovien (MDP)	Formulation de la gestion sous la forme MDP Preuve de concept : apprentissage par renforcement	Problème jouet : deux nœuds séparés d'une ligne de faible capacité
Chapitre IV	Outil de réduction de dimension Prix nœuds de distribution : interprétation	Méthode et métriques pour réduction de dimension des prix nœuds. Analyse des prix nœuds de distribution	Réseau de distribution Européen modifié : augmentation importante des flux de puissance.

TABLE I.3 – Résumé du contenu de chaque chapitre.

IMPACT DE L'INCERTITUDE DES IMPÉDANCES SUR LA GESTION OPTIMALE

Plan du chapitre

1	Introduction	46
1.1	Résumé du chapitre	46
1.2	Motivations	47
2	Modélisation du réseau	48
2.1	Le résultat de l'OPF dépendant des impédances	48
2.2	Modèle électrique des conducteurs	48
2.3	Mesure d'impédance	50
2.4	Modèle d'incertitudes	52
3	Propagation d'incertitudes	55
3.1	Approches possibles	55
3.2	Méthode de Monte-Carlo	57
4	Génération de cas tests	60
4.1	Motivation	60
4.2	État de l'art	60
4.3	Cas test utilisé pour ce chapitre	61
4.4	Méthode de simulation	69
5	Résultats et analyses	70
5.1	Influence des impédances sur le résultat de l'OPF	70
5.2	Flux dans les lignes	76
5.3	Impact de la distribution de probabilité	77
5.4	Part des producteurs par rapport aux consommateurs	80
6	Perspectives	82
6.1	Modélisation de l'incertitude	82

6.2	Méthode de propagation de l’incertitude	84
6.3	Études complémentaires	87
7	Conclusion	89

1 Introduction

1.1 Résumé du chapitre

La gestion des réseaux de distribution, défini dans cette thèse comme **visant principalement à éviter les congestions et à respecter le plan de tension**, nécessite la connaissance des impédances du réseau. Or, le manque de capteurs sur ces réseaux implique des estimations imprécises. Il en résulte une gestion nécessairement sous optimale.

En prenant l’OPF comme la référence en termes de gestion, nous étudions les sous-optimalités induites par la méconnaissance des lignes. Nous commencerons par présenter l’OPF en soulignant l’importance des impédances dans le calcul de la solution optimale. Nous explorerons ensuite les différentes modélisations de ces impédances, avant de discuter des méthodes permettant leur estimation au sein des réseaux de distribution. Cette démarche vise à proposer une distribution probabiliste modélisant l’incertitude associée aux impédances.

De plus, cette distribution servira à générer des échantillons de réseaux présentant des impédances erronées, sur lesquels l’OPF sera calculé. Les résultats obtenus, nécessairement sous-optimaux, nous amèneront à quantifier l’erreur induite.

La méthodologie proposée est résumée par la figure II.1 :

- a) modélisation du réseau – déjà traité chapitre I.5, rappel chapitre II.2.1
- b) modèle des conducteurs – chapitre II.2.2
- c) modèle d’erreur sur les impédances et distribution associée – chapitre II.2.3 et II.2.4
- d) résolution de l’OPF – formulation donnée II.2.1
- e) méthode de propagation d’incertitude – chapitre II.3
- f) discussion des résultats – chapitre II.5

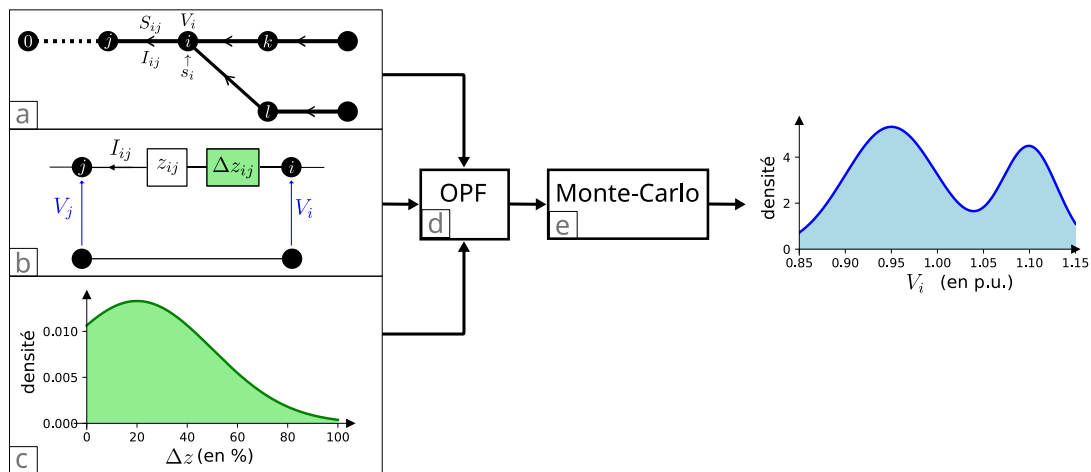


FIGURE II.1 – Méthode développée dans ce chapitre. Les distributions sont données à titre illustratif et ne constituent en rien des résultats de ce chapitre.

1.2 Motivations

Comme l'a souligné George Box, "*All models are wrong, but some are useful*" [Box.1987]. Deux questions se posent alors. Quelles sont les sources d'incertitudes qui influencent la gestion du réseau? Lesquelles sont prédominantes et doivent être adressées en priorité?

La première source d'erreur est liée au choix du modèle permettant de décrire les réseaux. Faut-il choisir un modèle monophasé équivalent, un modèle triphasé avec ou sans terre, etc. Cette question sera discutée en détail au paragraphe II.2.2. La seconde découle des incertitudes sur les paramètres du modèle. Elles proviennent de :

- la variabilité des DERs et de la consommation
- la volatilité des prix sur les marchés de l'énergie
- la défaillance des équipements du réseau
- des erreurs dans la topologie du réseau
 - Erreur du schéma monophasé équivalent : certains nœuds du réseau sont connectés physiquement, mais la connexion n'apparaît pas dans le modèle ou inversement. Ces erreurs sont rares.
 - Erreur du schéma triphasé : un consommateur connecté à la phase A est modélisé sur la phase B. Le schéma triphasé est très rarement connu en pratique.
 - Erreur dans la valeur des impédances des conducteurs.

À notre connaissance, seul le dernier point n'a pas été traité dans la littérature. Nous proposons donc de quantifier l'impact des erreurs d'impédance sur le résultat de l'OPF.

2 Modélisation du réseau

2.1 Le résultat de l'OPF dépendant des impédances

Le chapitre I.5 présentait deux formulations équivalentes de l'OPF (BIM et BFM). Nous avons vu que ces formulations pouvaient être relaxées pour être résolues plus rapidement. La relaxation du cône de second ordre (SOC) est particulièrement intéressante, car l'écart de sous-optimalité est nul sous certaines conditions dans les réseaux de distribution. La formulation mathématique est redonnée (II.1) :

$$\min_{s,S,W,J} \sum_{i \in \mathcal{N}} f_i(Re(s_i)) \quad (\text{II.1a})$$

$$\text{sous contraintes} \quad S_{ij} = s_i + \sum_{h:h \rightarrow i} (S_{hi} - \underline{z}_{hi} J_{hi}), \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{II.1b})$$

$$W_i - W_j = 2Re(\underline{z}_{ij} S_{ij}) - |\underline{z}_{ij}|^2 J_{ij}, \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{II.1c})$$

$$J_{ij} \geq |S_{ij}|^2 / W_i, \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{II.1d})$$

$$[S_{ij}] \leq S_{ij} \leq [S_{ij}], \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{II.1e})$$

$$[W_i] \leq W_i \leq [W_i], \quad i \in \mathcal{N}^+; \quad (\text{II.1f})$$

$$[s_i] \leq s_i \leq [s_i], \quad i \in \mathcal{N}^+. \quad (\text{II.1g})$$

Le résultat de l'optimisation dépend des valeurs des impédances car elles interviennent dans l'expression des contraintes (surlignées en gris dans les équations (II.1b),(II.1c)), or elles ne sont pas nécessairement connues avec précision. La prochaine section détaillera les différentes modélisations possibles ainsi que leurs conséquences.

Notons que ce modèle ne prend pas en compte les transformateurs. Cependant, étant donné que notre objectif principal est d'examiner l'impact des incertitudes sur les résultats de l'OPF et qu'il n'existe que quelques transformateurs par réseau BT, nous supposons que leur caractérisation précise peut être réalisée si nécessaire.

2.2 Modèle électrique des conducteurs

La modélisation des câbles BT est un point crucial dans la gestion des réseaux de distribution. Celle-ci influence de manière importante la précision des résultats. Le modèle

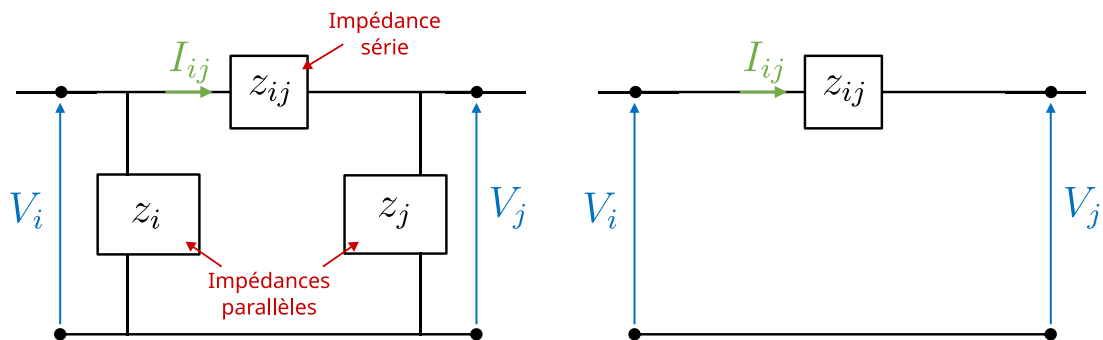


FIGURE II.2 – À gauche, le modèle en Π unifilaire. Il est constitué d'une impédance série z_{ij} et de deux impédances shunt (ou parallèle) z_i et z_j , elles peuvent être égale ou non et modélisent les couplages capacitifs et les courants de fuites. À droite, le modèle simplifié négligeant les impédances shunts.

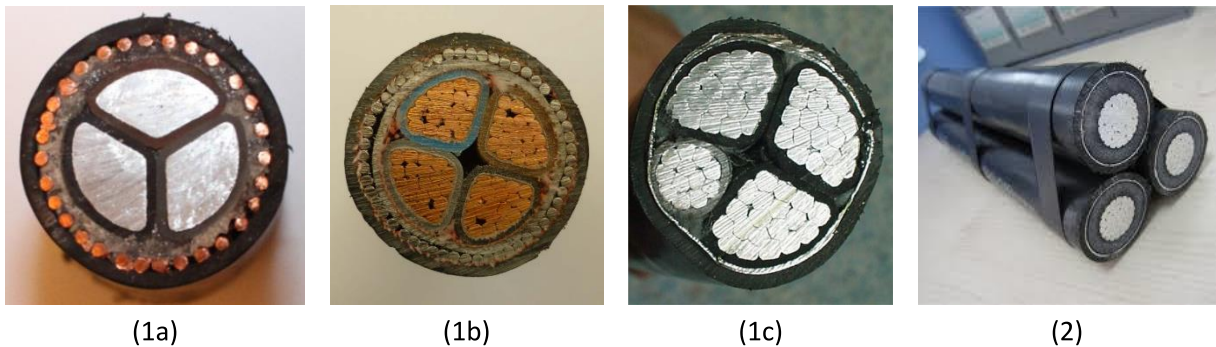


FIGURE II.3 – Coupe de câble BT (1a ; 1b ; 1c) et HTA (2). Figure modifiée, tirée de [Binot.2020].

en Π est couramment adopté pour simuler les connexions électriques, notamment celles de haute tension (HTB). Ce modèle incorpore des impédances en série et en parallèle. Le cas d'une liaison unifilaire est illustré par la figure II.2.

En pratique, les câbles BT sont composés de 4 conducteurs, trois phases et le neutre (figure II.3). De plus, pour les câbles enterrés, un 5ème conducteur peut modéliser la conductivité de la terre. Pour capturer l'effet des couplages mutuels, chaque impédance du modèle unifilaire peut être remplacée par une matrice 3×3 à 5×5 [Binot.2020 ; Fobes.2020].

De plus, les admittances parallèles aux deux extrémités de chaque ligne sont souvent considérées comme purement capacitives dans les réseaux HTA/HTB et négligées pour les réseaux BT car elles influencent peu le résultat du PF. Cette hypothèse a été validée expérimentalement pour les lignes aériennes [Kersting.2016] comme pour celles enterrées [Urquhart.2016]. De plus, les conducteurs étant symétriques, les impédances sont souvent

considérées comme égales [Urquhart.2016]. Cela ne signifie pas pour autant qu’il ne faut considérer qu’un fil. Dans le réseau BT, la demande n’est pas équilibrée – [Urquhart.2016] a montré sur une ligne prise au hasard que le courant pouvait varier de 200 % entre deux phases créant ainsi d’importants courants dans le neutre. S’ils ne sont pas pris en compte, ils pourraient conduire à sous-estimer les pertes en lignes et la chute de tension [Reese.2011]. [Moreno-Diaz.2018] confirme ces observations en étudiant l’influence de la modélisation des conducteurs sur les résultats du *power flow* dans les réseaux BT. L’étude compare l’influence du déséquilibre de consommation et du couplage à la terre en fonction du modèle choisi (unifilaire, 3 fils ou 5 fils). La résistance de la terre semble être le facteur prédominant. Si elle est faible, les modèles unifilaire et 3 fils sous-estiment les sous-tensions et surestiment les surtensions (également observé par [Binot.2020]). Elle insiste également sur le manque de données précises dans le RD.

Selon [Ibrahim.2021], seules deux bibliothèques utilisent une modélisation à trois phases et permettent le calcul d’OPF non équilibré : Open-DSOPF [Rigoni.2020] et PowerModels-Distribution [Fobes.2020]. Open-DSOPF propose une documentation sommaire et n’offre qu’une formulation de l’OPF. PowerModelsDistribution possède une documentation complète et propose huit formulations et relaxations dans un formalisme similaire à PowerModels [Coffrin.2018b]. Selon [Fobes.2020], la bibliothèque utilise une formulation en Π à trois fils, mais la documentation récente [Fobes.2023] indique que les shunts sont négligés. La relaxation OPF-SOC à trois fils est disponible comme formulé par [Gan.2014a].

L’étude réalisée dans ce manuscrit se limitera au modèle monophasé équivalent. Il est suffisant pour illustrer le problème des impédances inconnues. La modélisation de l’incertitude sera plus directe et l’interprétation des résultats plus aisée. De plus la méthode proposée est générale, elle pourra facilement être adaptée dans de futurs travaux pour prendre en compte le déséquilibre du RD.

Un modèle unifilaire sans impédance shunt est utilisé pour modéliser le réseau de distribution.

2.3 Mesure d’impédance

Pour estimer l’impact de l’incertitude des impédances sur le résultat de l’OPF, il faut connaître la distribution de ces variables aléatoires. Suivent-elles une loi normale, de poisson, autre chose ? Quels sont les paramètres de ces lois ? Pour le savoir, commençons par étudier les résultats de campagnes de mesures dans le réseau de transport.

2.3.1 Réseau de transport

L'estimation des impédances du réseau est un domaine très actif et de nombreuses méthodes ont été développées ces dernières années [De Meerendre.2020]. La plus précise consiste à utiliser les mesures issues des *phase measurement units* (PMU). Ces appareils fournissent des mesures de la phase de la tension et du courant, de la fréquence des signaux ainsi que le ROCOF (*rate of change of frequency*) [IEEE.2011]. Déployés en grand nombre, ils ont vocation à être synchronisés. Cette caractéristique, associée à une grande précision et à des taux d'échantillonnage élevés, les rend utiles pour l'évaluation des paramètres du réseau, en particulier pour la mesure de l'impédance des lignes [Ritzmann.2016].

Malgré de nombreuses études sur l'estimation d'état du réseau, il ne semble pas exister de modèle décrivant l'erreur sur les impédances contenues dans les bases de données des gestionnaires. [Kusic.2004] estime que ces erreurs sont de 25 %-30 %, sans donner la distribution et sans sourcer ces affirmations. De plus, cette étude est ancienne et surestime probablement l'erreur, car les techniques d'estimation se sont considérablement améliorées. Selon [Bočkarjova.2007], l'échauffement des conducteurs engendre des erreurs allant de 1 % à 20 %. Cette source d'incertitude est aujourd'hui prise en compte [Lou.2019].

2.3.2 Réseau de distribution

Les PMUs étaient initialement destinés aux réseaux de transport, car la mesure de déphasage dans le réseau de distribution est plus sensible : il faut être capable de mesurer des différences de phase de l'ordre de 0.01° contre 0.1° sur le réseau de transport¹. De plus, les PMUs ont un coût trop élevé pour être déployé massivement dans les RDs. Les projets μ PMU [Von Meier.2014] et micro-PMU [Angioni.2017] ont amélioré ces deux aspects. L'installation de D-PMUs (*Distribution PMU*) est donc désormais envisagée à grande échelle. [Dusabimana.2020; Liu.2020] font l'état des recherches en cours, mais aucune campagne de mesure n'est citée.

Comme pour le réseau de transport, et à notre connaissance, aucune étude récente ne propose d'estimer la distribution de l'erreur sur les impédances contenues dans les bases de données. [Urquhart.2016] considère pourtant que cela constitue la plus grande source de risque sur la modélisation du réseau, car l'ampleur de l'erreur est inconnue et l'impact est important. [Asprou.2017] suppose une erreur de 30 % mais se base sur [Kusic.2004], une ancienne étude qui traite du réseau de transport. [Sun.2016] propose de modéliser

1. Les réseaux sont plus résistifs et les nœuds plus proches les uns des autres

l'erreur par une loi normale de moyenne nulle et d'écart type 10 %. Cette modélisation ne nous paraît pas cohérente, car elle suppose qu'un conducteur peut voir son impédance diminuer en fonction du temps. De plus, la valeur de 10 % n'est pas justifiée et semble choisie arbitrairement. [Kuhar.2019] donne les incertitudes sous la forme d'un intervalle et pas d'une distribution, nous supposons donc qu'une loi uniforme est utilisée pour échantillonner les lignes. L'incertitude est supposée provenir uniquement de la longueur de la ligne, qui elle-même serait connue à $\pm 20\%$. Cette valeur semble cohérente, mais insuffisante pour expliquer l'ensemble des erreurs d'estimations.

Même si des campagnes de mesures étaient réalisées, ces mesures seraient entachées d'erreur. Citons quelques exemples. [Pegoraro.2019] propose un algorithme d'estimation des paramètres du réseau basé sur les μ PMU en supposant qu'un capteur équipe chaque nœud. L'erreur relative se limite à 15 % pour la plupart des lignes, mais peut dépasser 100 % pour certaines lignes éloignées du PCC. [Li.2021] propose un algorithme basé sur une régression des moindres carrées et compare les performances en fonction du type de capteur (μ PMU ou *Smart Meter*) du pourcentage de nœud observé. L'impédance est estimée avec une précision de 5 % à 30 %. La distribution de l'erreur des impédances n'est pas donnée. La mesure des impédances peut également être réalisée à l'aide des compteurs intelligents [Binot.2020]. [Zhang.2020] propose une méthode en deux étapes basée sur une régression linéaire et un PF, mais la distribution de l'erreur n'est pas donnée.

2.4 Modèle d'incertitudes

En l'absence de données, nous proposons d'étudier brièvement les facteurs pouvant impacter l'impédance des conducteurs. La plupart des bases de données supposent les valeurs des impédances connues et égales aux valeurs nominales. Or, elles ont été obtenues au moyen de calculs théoriques en utilisant la géométrie et les propriétés des conducteurs [Pegoraro.2019]. Par conséquent, les valeurs des paramètres de réseau utilisées par les opérateurs de réseau peuvent être considérablement incorrectes [Zarco.2000].

Trois paramètres influencent la résistance des conducteurs.

- Sa température : $R(T_1) = R(T_0) \cdot [1 + \alpha(T_1 - T_0)]$ où $R(T_0)$ est la résistance du conducteur à la température T_0 et α la sensibilité de la résistance à une évolution de température. α dépend du matériau considéré.
- Sa longueur : $R(l) = (\rho \cdot l)/S$ où ρ est la résistivité, l la longueur du conducteur et S sa section.
- Son âge : altération du matériau à cause des intempéries, de phénomènes chimiques.

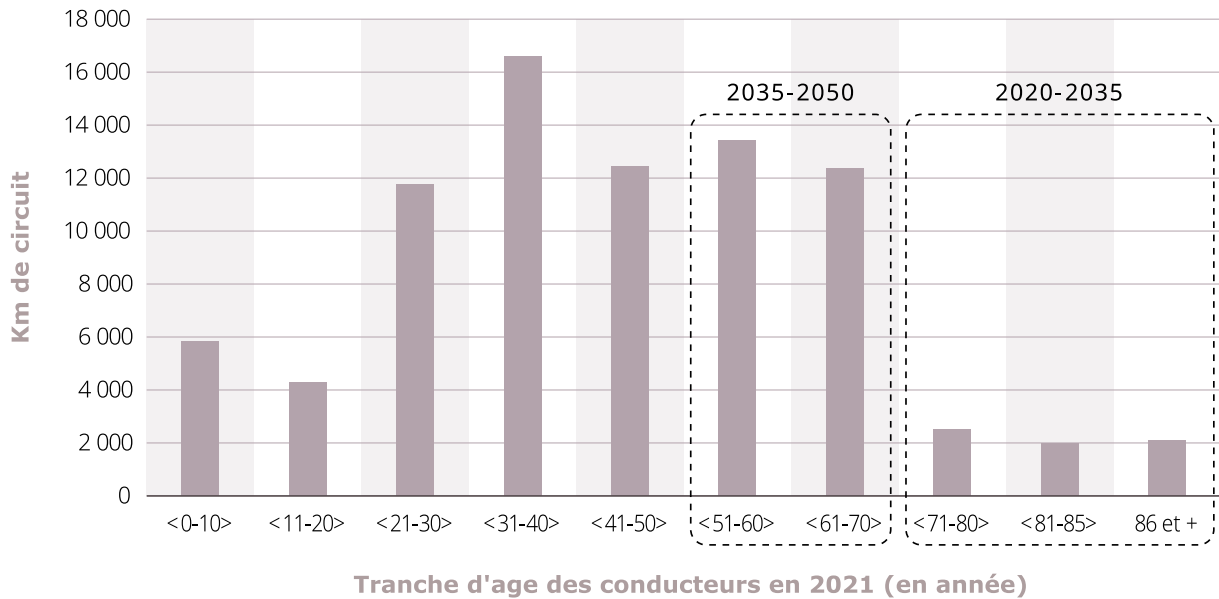


FIGURE II.4 – Distribution des conducteurs du réseau de transport par tranche d'âge en 2021 et période de renouvellement. Figure modifiée, tirée de [RTE.2021d].

La température du conducteur peut varier à cause des conditions météorologiques ou à cause de l'échauffement dû au passage du courant. La résistance évolue d'environ $0,4\%/^{\circ}\text{C}$ [Ritzmann.2017]. [Bočkarjova.2007] montre que les lignes aériennes du réseau de transport peuvent s'échauffer ponctuellement de plus de 40°C et propose un modèle de dispersion des températures basé sur la méthode de Monte-Carlo. L'article conclue que températures des conducteurs suivent une loi normale, centrée sur 26°C et d'écart type 2°C , noté $\mathcal{N}(26^{\circ}\text{C}, 2^{\circ}\text{C})$. Ces déviations n'ont pas une grande incidence sur l'impédances des conducteurs. [Ahmed.2019] fait une étude similaire dans le réseau de distribution et en déduit des distributions, supposées gaussiennes, pour chaque ligne du réseau. Ainsi, la température de la ligne la plus sollicitée peut être modélisée par $\mathcal{N}(30^{\circ}\text{C}, 10^{\circ}\text{C})$. Quoiqu'il en soit, la température des lignes est facilement prévisible à l'aide de modèles thermiques. Cela ne constitue donc pas une source importante d'incertitude sur les impédances.

La longueur du conducteur est souvent considérée comme connue. [Kuhar.2019] propose de modéliser la longueur par une loi uniforme variant de $\pm 20\%$ sa valeur nominale. [Urquhart.2016] avance qu'une grande incertitude peut être présente dans la longueur des conducteurs sans donner de valeur.

L’âge des conducteurs influence l’impédance des conducteurs. Depuis leur installation, chaque conducteur peut avoir subi une fatigue mécanique, une détérioration chimique à cause d’éléments présents dans le sol et de la corrosion, avoir été touché par la foudre, etc. La figure II.4 montre la distribution de l’âge des conducteurs au sein du réseau géré par RTE, mettant en évidence l’existence de conducteurs ayant une durée de vie qui peut excéder 70 ans [RTE.2021d]. Cette longévité implique une hétérogénéité dans les caractéristiques physiques et électriques des conducteurs, pouvant aboutir à des écarts significatifs entre les impédances mesurées et les valeurs nominales initialement prévues.

Conclusion A notre connaissance, il n’existe pas d’études modélisant les erreurs Δz entre les valeurs d’impédances réelles z et les estimations \tilde{z} contenues dans les bases de données des opérateurs de réseaux de distribution. Certaines études adoptent une distribution normale, mais cette hypothèse nécessite un examen critique. En effet, pour qu’une somme de variables aléatoires converge vers une distribution normale, selon le théorème central limite, trois conditions doivent être satisfaites.

1. Les variables aléatoires X_i doivent être identiquement distribuées. Cette condition n’est pas toujours respectée, car les lignes peuvent être exposées à des environnements variés. Elles peuvent par exemple être aériennes ou souterraines.
2. Les échantillons doivent être indépendants les uns des autres. Cette indépendance est remise en question pour des lignes adjacentes qui sont susceptibles d’être influencées par des conditions environnementales similaires, entraînant des corrélations dans leurs variations d’impédance.
3. Si les deux premières conditions sont remplies, la variable $Y = \sum X_i$ pourrait suivre une distribution normale. Toutefois, dans notre contexte, ce n’est pas la somme des impédances qui est d’intérêt direct, mais plutôt les variations individuelles Δz .

La principale source d’incertitude réside probablement dans l’âge des conducteurs. Face à l’absence d’une méthode établie pour modéliser précisément cette distribution, nous envisageons l’utilisation de trois distributions possédant des moments très différents : Normale, Weibull et exponentielle. Afin de tenir compte du fait que l’impédance d’une ligne ne peut que s’accroître avec le temps, nous restreindrons ces distributions à leurs parties positives. Les paramètres de ces distributions seront définis de manière à couvrir un large éventail de variations possibles, avec des erreurs $\Delta z/\tilde{z}$ pouvant atteindre plus de 200%. La figure II.5 représente ces lois et le tableau II.1 leurs expressions. L’impact du choix de la distribution sur les résultats sera examiné en détail dans la section II.6.1.1.

En l'absence d'études ou de campagnes de mesure sur le terrain, les erreurs d'impédance normalisée, notées $\Delta z/\tilde{z}$, seront modélisées à l'aide de trois distributions : Normale, Weibull et Exponentielle.

Loi	Densité	Paramètres
Normale tronquée normée	$ \mathcal{N}(\mu, \sigma) $	$\mu = 0$ $\sigma = 1$
Exponentielle	$\exp(-x/\beta)$	$\beta = 1$
Weibull	$\frac{k}{\lambda} (\frac{x}{\lambda})^{k-1} e^{-(\frac{x}{\lambda})^k}$	$\lambda = 1$ $k = 1.1$

TABLE II.1 – Paramètres des lois utilisées. α sert à modifier les moyennes des lois.

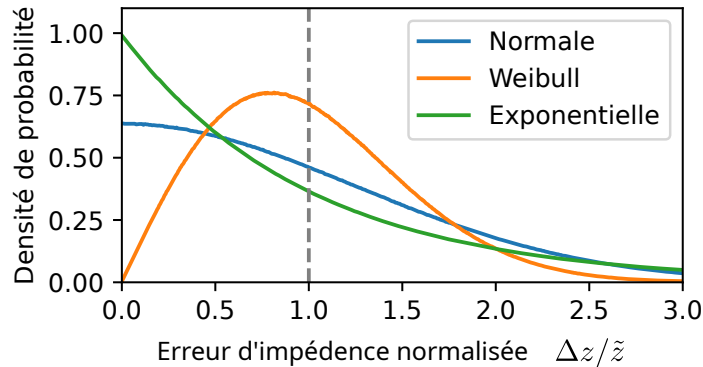


FIGURE II.5 – Loi de probabilités choisies pour modéliser l'erreur commise sur l'estimation de l'impédance des conducteurs dans le RD. Elles ont la même valeur moyenne, ici $\mathbb{E}[\Delta z/\tilde{z}] = 100\%$, mais des moments d'ordres 2 (variance) et d'ordre 4 (kurtosis) différents.

3 Propagation d'incertitudes

3.1 Approches possibles

La propagation d'incertitude consiste le plus souvent à évaluer les moments d'une distribution en sortie de modèle en fonction des moments des données d'entrée. La moyenne, la variance et le kurtosis sont respectivement les moments d'ordre 1, 2 et 4. Ils permettent respectivement de caractériser la tendance centrale, l'étalement de la distribution et les

pois des queues de distribution [Najim.2004]. Ils peuvent être estimés de quatre manières (Chapitre 9 de [Smith.2013]) :

— **Méthodes analytiques** :

- Propagation directe pour les modèles linéaires.
- Méthode basée sur des perturbations : le modèle est linéarisé autour d'un point de fonctionnement, par exemple par un développement en série de Taylor. L'évaluation directe peut alors être conduite. Cette méthode se limite aux fonctions faiblement non linéaires.

— **Méthode Bayésienne** [McElreath.2018] : la distribution de sortie est modélisée par une fonction notée f . Cette fonction est paramétrée par la variable θ . L'objectif est de déterminer θ à partir des observations disponibles. Une estimation a priori (nommé *prior* et noté θ_0) est affinée à mesure que la quantité de données augmente. Cette méthode nécessite la connaissance d'une base de fonction adaptée permettant de modéliser le phénomène aléatoire. Elle est particulièrement adaptée pour les situations où le modèle doit être recalibré régulièrement suite à l'observation de nouvelles données.

— **Méthode basée sur l'échantillonnage** : ces méthodes, incluant l'approche par Monte-Carlo, sont régulièrement employées pour propager l'incertitude dans les modèles non linéaires. Elles ont l'avantage d'être insensibles au nombre de paramètres du modèle, mais ont une vitesse de convergence de $1/\sqrt{m}$, où m est le nombre d'échantillons.

— **Représentation spectrale** : ces méthodes sont particulièrement utiles dans le cadre de problèmes de haute dimension où les méthodes d'échantillonnage requerraient un temps de calcul trop important. Le principe de la méthode est le suivante : la sortie du modèle est représentée sous la forme d'une somme de polynômes orthogonaux dont les coefficients peuvent être calculés par échantillonnage [Dongbin.2010; Ernst.2022]. La difficulté de cette méthode réside dans le choix de la famille de fonction utilisée pour représenter l'incertitude. Des problèmes de convergence peuvent apparaître lorsque les variables aléatoires sont fortement liées [Le Maitre.2010].

L'OPF est non linéaire, et n'a pas d'expression analytique. De plus, la forme des distributions de sorties est inconnue, l'approche Bayésienne ne semble pas adaptée. Les méthodes de représentation spectrale sont prometteuses, mais nécessitent de connaître la base de fonction permettant de décrire l'incertitude. Seules les méthodes basées sur l'échantillonnage sont donc possibles. Nous choisissons la méthode de Monte-Carlo.

3.2 Méthode de Monte-Carlo

3.2.1 Bases théoriques

La méthode de Monte-Carlo (MC) s'appuie sur un échantillonnage aléatoire répété pour obtenir l'estimation de quantités probabilistes [Hesterberg.2002]. Elle permet en particulier le calcul d'intégrales de la forme :

$$I = \int_D h(x) dx$$

où D est l'espace dans lequel vit x et $h(x)$ la fonction d'intérêt dont la forme analytique n'est pas connue. Pour faire apparaître l'échantillonnage, l'expression de I peut être modifiée :

$$I = \text{Vol}(D) \int_D h(x) f_X(x) dx = \text{Vol}(D) \cdot \mathbb{E}[h(X)]$$

où X est une variable aléatoire uniformément distribuée sur D et $F_X(\cdot) = 1/\text{Vol}(D)$ sa densité. Grâce à un échantillon $(x^{[1]}, \dots, x^{[m]})$ indépendant et identiquement distribué (i.i.d.) dans D , on peut approximer I en utilisant l'estimateur de l'espérance :

$$\hat{I}_m = \frac{\text{Vol}(D)}{m} \sum_{n=1}^m h(x^{[n]}) \quad (\text{II.2})$$

\hat{I}_m est un estimateur non biaisé de I . D'après la loi des grands nombres, sa variance vaut :

$$\sigma_{\hat{I}_m}^2 = \frac{\text{Vol}(D)^2 \cdot \sigma^2}{m} \quad (\text{II.3})$$

où σ^2 est la variance de $h(X)$. Ainsi, l'erreur commise par la méthode de Monte Carlo décroît en $O(m^{-1/2})$ quelle que soit la dimension de D . L'espérance, les moments, les déciles d'une loi, etc., peuvent être déterminés par cette méthode.

Si D est de grande dimension, deux difficultés apparaissent : (a) la variance de l'estimateur $\sigma_{\hat{I}_m}^2$ grandit car elle dépend du carré du volume de D ; (b) il peut être difficile d'échantillonner uniformément une région arbitraire dans D . Les queues de distributions et les valeurs extrêmes sont donc particulièrement mal estimées. C'est pour surmonter ces difficultés que l'échantillonnage d'importance (*importance sampling*) est apparu. L'idée est de générer des échantillons aléatoires $(x^{[1]}, \dots, x^{[m]})$ à partir d'une distribution non uniforme $\pi(x)$ qui met plus de masse de probabilité sur les parties "importantes" de l'espace

D. L'estimateur de I devient

$$\hat{I} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{h(x^{[i]})}{\pi(x^{[i]})}$$

qui a une variance $\sigma_{\hat{I}}^2 = \text{var} \left[\frac{h(X)}{\pi(X)} \right]$. En pratique, trouver un bon candidat qui explorera davantage dans les régions où la valeur de h est élevée est un problème délicat. Un mauvais choix de π peut conduire des estimations bien plus mauvaises que la méthode classique. N'ayant pas d'a priori sur h , nous privilégions la méthode d'échantillonnage uniforme.

3.2.2 Application

Dans le cadre de ces travaux, nous cherchons à connaître la sous-optimalité induite par la méconnaissance des impédances et la part de solutions non réalisables. Ces quantités peuvent être obtenues par la méthode de Monte-Carlo. Le détail de la méthode est donné dans la section II.4.4.

Habituellement, l'OPF est vu comme une fonction dont les paramètres d'entrées sont les préférences et/ou les contraintes des acteurs. Les impédances sont fixes et font partie du modèle. Pour ce chapitre, nous avons choisi de représenter explicitement la dépendance de l'OPF aux impédances. Notons z le vecteur des impédances vivant dans $\mathcal{Z}_z \subset (\mathbb{R}^+)^n$ où n est le nombre de lignes du réseau². L'OPF est alors une fonction dont la forme analytique n'est pas connue et dont le résultat dépend de z . Elle est notée OPF_z et définie par :

$$\begin{aligned} \text{OPF}_z : \mathcal{Z}_z &\rightarrow \mathcal{E} \\ z &\mapsto \text{OPF}_z(z) = E \end{aligned} \tag{II.4}$$

où \mathcal{E} est l'espace décrivant l'état du réseau, c'est à dire les tensions en chaque bus et les courants circulant dans chaque ligne et \mathcal{E}^\blacksquare l'ensemble des solutions admissibles par le gestionnaire, c'est-à-dire celles respectant le plan de tension et les limites thermiques des lignes. $E \in \mathcal{E}$ désigne donc un état particulier du réseau.

Pour plus de généralité, dans la suite du manuscrit, nous ne parlerons que des erreurs d'impédances normalisées notées $\Delta z/\tilde{z}$. Cette variable aléatoire vit dans $\mathcal{Z} \subset (\mathbb{R}^+)^n$. On

2. Les grandeurs indicées par $z \in \mathcal{Z}_z$ et OPF_z – sont des notations intermédiaires, elles seront abandonnées dans la formulation finale.

note OPF la fonction donc le résultat dépend de $\Delta z/\tilde{z}$:

$$\begin{aligned} \text{OPF} : \mathcal{Z} &\rightarrow \mathcal{E} \\ \Delta z/\tilde{z} &\mapsto \text{OPF}(\Delta z/\tilde{z}) = E \end{aligned} \quad (\text{II.5})$$

De même, définissons $\text{SW}()$ la fonction qui, à l'état du réseau, associe le *social welfare*. Il représente le bien-être des acteurs du réseau, il est l'opposé de la somme des fonctions coût. Il est donc maximisé par l'OPF. Sauf indication contraire, cette fonction ne prend pas en compte les contraintes du réseau.

$$\begin{aligned} \text{SW} : \mathcal{E} &\rightarrow \mathbb{R} \\ E &\mapsto \text{SW}(E) \end{aligned} \quad (\text{II.6})$$

Solutions non réalisables : dans le cas déterministe, i.e. $\Delta z = 0$, la solution donnée par l'OPF respecte par définition les contraintes du gestionnaire, i.e. $E \in \mathcal{E}^\blacksquare$. Lorsque les impédances sont mal connues, certaines solutions \tilde{E} peuvent violer une partie des contraintes. Ne connaissant pas l'expression analytique de l'OPF, il est impossible de propager directement les incertitudes de Δz aux incertitudes sur E . La méthode la plus simple consiste alors à échantillonner de nombreuses fois Δz pour observer son influence sur la distribution de E .

La part des solutions réalisables est donnée par l'équation (II.7). Elle est approximée, dans l'approche MC par l'équation (II.8), où $\mathbb{1}_{(\text{Condition})}$ est la fonction indication qui vaut 1 si la condition est satisfaite et 0 sinon.

$$I = \int_{\mathcal{Z}} \mathbb{P}[\text{OPF}(\Delta z/\tilde{z}) \in \mathcal{E}^\blacksquare] d\Delta z \quad (\text{II.7})$$

$$\hat{I} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \mathbb{1}_{(\text{OPF}(\Delta z/\tilde{z}^{[i]}) \in \mathcal{E}^\blacksquare)} \quad (\text{II.8})$$

Sous-optimalité de la solution : L'objectif de l'OPF est de maximiser le *Social Welfare*. On peut calculer la sous-optimalité de la solution comme l'intégrale décrite par l'équation (II.9). Son approximation par la méthode de MC est donnée par l'équation (II.9).

$$I = \int_{\tilde{z}} (\text{SW}(\text{OPF}(\Delta z/\tilde{z})) - \text{SW}(\text{OPF}(0))) d\Delta z \quad (\text{II.9})$$

$$\hat{I} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m (\text{SW}(\text{OPF}(\Delta z/\tilde{z}^{[i]})) - \text{SW}(\text{OPF}(0))) \quad (\text{II.10})$$

4 Génération de cas tests

4.1 Motivation

Pour connaître l’influence des impédances mal connues, il faut simuler l’effet d’un contrôle (injection de P et Q) sur un réseau dont les impédances z diffèrent des impédances estimées \tilde{z} . Il faut donc générer des réseaux dont la topologie et les impédances sont aléatoires.

4.2 État de l’art

4.2.1 Réseaux réels

[Schneider.2018] décrit l’ensemble des cas tests de distribution existants et met en évidence le cadre d’application privilégié de ces cas tests. Par exemple, le cas test *European low voltage test feeder* est particulièrement adapté à l’étude du déséquilibre dans les RD. [Texas AM.2017] répertorie tous les cas tests existants en une liste claire et détaillée. Enfin BetterGrid.org [Vojdani.2016] propose une base de données permettant de trouver efficacement des réseaux et de les partager.

4.2.2 Réseaux synthétiques

L’université de l’A&M du Texas propose un réseau synthétique [Texas AM.2017] combinant un réseau de transport de 7000 nœuds et de multiples réseaux de distribution. Les réseaux ont été générés en utilisant la méthode préconisée dans [Birchfield.2017]. [Samaan.2018] propose de fusionner le réseau de transport 118 bus et le réseau de distribution 123 test feeder.

[Grzanic.2019] a publié une plateforme en ligne (DiNaMo³) permettant de générer des réseaux à partir de cartes GoogleMaps. Le réseau est généré sur la base de paramètres

3. URL introuvable en 2024.

exogènes renseignés par l'utilisateur.

4.2.3 Séries temporelles

[Wang.2019] fait l'état de l'art de contributions liées aux *smart meters*. En particulier, il recense l'ensemble des bases de données open source. [Street.2012] collecte les données de centaines de consommateurs, au pas de temps minute, depuis 2012. L'accès aux données est payant. [Richardson.2010] donne un modèle permettant de générer des séries temporelles au pas de temps minute. Les séries générées ont les mêmes propriétés statistiques que de vraies séries temporelles mesurées.

4.3 Cas test utilisé pour ce chapitre

4.3.1 Réseau et topologie

Topologie du réseau : le *European low-voltage test feeder* (ELVF) [IEEE PES.2017] a été sélectionné, car il a été créé pour être représentatif des RDs européens. Composé de trois phases, il peut être utilisé pour étudier l'influence du déséquilibre ou de la chute de tension en bout de ligne. De topologie radiale, sa tension nominale phase-neutre est de 400 V-50 Hz. Des consommateurs et des producteurs monophasés sont présents à chaque feuille du réseau : c'est-à-dire sur les nœuds n'étant connecté qu'à une ligne –en excluant l'interconnexion avec le réseau extérieur.

Ce réseau comportait initialement 906 bus, la plupart d'entre eux représentant un poteau. Pour accélérer les calculs, nous avons choisi de supprimer les bus n'étant reliés qu'à deux autres bus – ils ne sont ni une feuille ni un embranchement du réseau – et de modifier l'impédance des lignes en conséquence. Ce traitement a permis de réduire leur nombre à 132. Ce réseau est illustré dans la figure II.6. Nous avons choisi de fixer cette topologie pour le reste de ce chapitre.

Impédances aléatoires : chaque section de ligne est modélisée par une impédance dont la résistance et la réactance sont liées linéairement comme indiqué équation (II.10). $\Delta z/\tilde{z}$ suit, selon le contexte, une loi normale, de Weibull ou exponentielle, une illustration est donnée dans la figure II.5.

$$z = \tilde{z} + \Delta z = \left(1 + \frac{\Delta z}{\tilde{z}}\right) \cdot \tilde{z} = \left(1 + \frac{\Delta z}{\tilde{z}}\right) \cdot (\tilde{R} + j\tilde{L}\omega) \quad (\text{II.10})$$

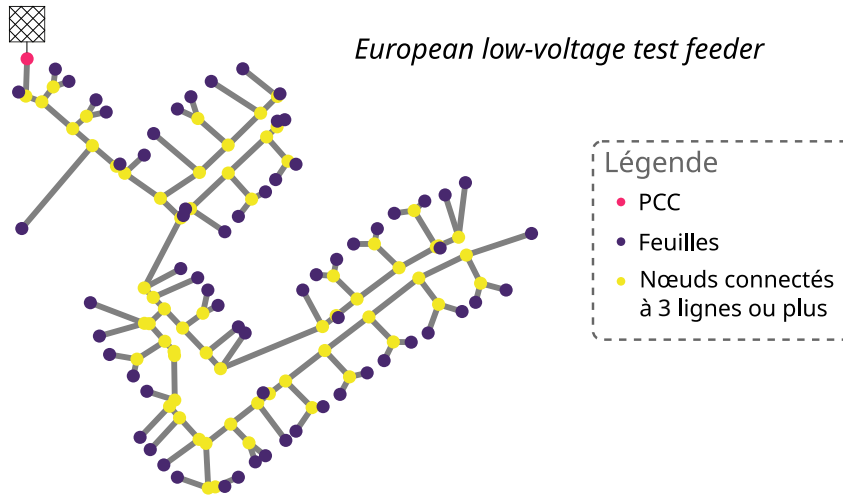


FIGURE II.6 – Illustration du cas test European low-voltage test feeder modifié.

4.3.2 Modélisation économique des acteurs du réseau

Utilité Les acteurs du réseau peuvent être modélisés par leur fonction d'utilité. Elle est donnée à gauche de la figure II.7. Elle donne la satisfaction d'un acteur du réseau en fonction de la puissance qu'il échange. On note E^* l'énergie que souhaite échanger un acteur pour satisfaire un besoin^{4 5}.

Pour un consommateur, l'utilité est proportionnelle à l'énergie qu'il obtient jusqu'à ce que son besoin soit satisfait, c'est à dire quand $E = E^*$. À partir de ce point, son utilité continue d'augmenter, car nous supposons qu'il peut faire un autre usage de l'énergie supplémentaire. Cet usage est plus flexible, il n'a pas besoin d'être satisfait tout de suite : il lui procure donc une utilité plus faible. Quand E devient supérieur à E^{max} , le consommateur n'a plus d'usage de cette énergie supplémentaire, son utilité stagne.

Pour un producteur, l'utilité est proportionnelle à l'énergie échangée. Cette observation n'est valable que jusqu'au seuil E^* à partir duquel il n'est plus capable de produire d'énergie.

L'utilité peut être assimilée à un coût. Pour un consommateur, l'utilité que lui procure l'énergie reçue est directement liée au prix qu'il est prêt à payer pour cette énergie. Pour un producteur, l'utilité représente le revenu dégagé par la vente de l'énergie. Ce revenu doit couvrir ses frais d'exploitation. Cela permet également d'interpréter le coût infini, associé à l'échange d'une énergie $E > E^*$.

4. Par exemple, l'énergie pour recharger un véhicule électrique, ou l'énergie pour réaliser un cycle d'une machine à laver.

5. La valeur attribuée à E^* sera discutée dans la section II.4.3.3.

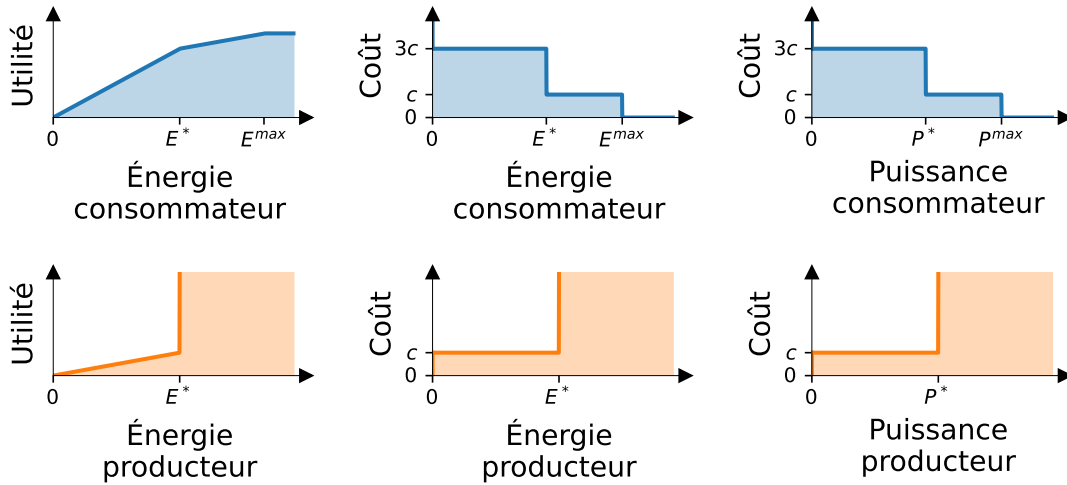


FIGURE II.7 – Modélisation de la fonction d'utilité des consommateurs et des producteurs. De gauche à droite : Utilité en fonction de l'énergie échangée, coût marginal en fonction de l'énergie échangée, coût marginal en fonction de la puissance échangée.

Fonction d'offre / de demande La fonction d'utilité est rarement utilisée en pratique pour résoudre l'OPF, on préfère utiliser les fonctions d'offre et de demande illustrées sur la colonne du milieu de la figure II.7.

La fonction d'offre est obtenue en dérivant la fonction de coût des producteurs par rapport à l'énergie échangée. Cette dérivée est le coût marginal de production de l'énergie⁶, donné en €/kWh. Elle représente le prix minimum auquel le producteur est prêt à vendre une unité supplémentaire d'électricité. La fonction de coût marginal est croissante, car produire plus d'électricité devient de plus en plus coûteux, il faut donc vendre l'énergie de plus en plus chère.

La fonction de demande est construite de manière similaire, en dérivant la fonction coût des consommateurs. Elle représente le prix qu'un consommateur est prêt à payer pour une unité supplémentaire d'électricité.

En pratique les marchés de l'énergie sont résolus avec un pas de temps fixe, noté Δt . La puissance échangée pendant un pas de temps est supposée constante, elle vaut : $P = E/\Delta t$. Les fonctions d'offre et de demande sont généralement exprimées en fonction de la puissance. Nous adopterons cette convention dans le manuscrit.

6. Les valeurs numériques associées à c seront décrites dans la section II.4.3.3

Justification du modèle économique Cette modélisation, qui tombe dans le champ économique qui étudie le micro-comportement des acteurs individuels, peut-être contestée sur de nombreux aspects. Commençons par donner les arguments permettant de la justifier.

Les comportements économiques individuels peuvent être modélisés par des fonctions d'utilité [Kahneman.2000]. La consommation de biens est alors liée au prix via l'élasticité qui représente la modification marginale de la quantité souhaitée lorsque le prix augmente légèrement. En d'autre terme, c'est la dérivé de la fonction d'utilité. Cette modélisation fonctionne également pour les biens de première nécessité, comme l'énergie. Ils constituent un cas limite de la théorie : la quantité marginale évolue peu ou pas avec l'augmentation du prix. L'élasticité devient très faible, voire nulle, mais le comportement reste modélisable. [Dhar.2008] montre cependant que certains biens ne sont pas associés à des préférences, par exemple lorsque le consommateur est indifférent ou que l'obtention de ressources est incertaine. Ce problème ne semble pas se poser dans le contexte de l'énergie.

La forme de la fonction choisie peut également être débattue. Premièrement, tous les consommateurs sont modélisés de la même manière. Or, le comportement des acteurs dépend fortement du contexte socio-économique du foyer considéré [Heinrich.2022]. Pour permettre les calculs, différentes fonctions d'utilité ont été proposées. Elles font chacune des hypothèses différentes concernant les préférences individuelles : utilité isoélastique / exponentielle / quasilineaire, préférences homothétique, etc. Le prix de la zone "non-flexible", est fixé à $3C_i$. Cette valeur est arbitraire, mais trouve une justification dans la manière dont Énedis indemnise ses clients en cas de pannes. Les clients du réseau BT sont coupés en moyennes 56 min/an [Enedis.2022b]. Ces pannes donnent lieu à des indemnisations dont le prix est donné est €/min. Si nous avions disposé de l'estimation de l'énergie non distribuée, nous aurions pu déterminer le coût de la flexibilité du point de vue de GRD.

La puissance échangée par les acteurs n'est pas discrétisée alors que les usages semblent l'être : allumer ou pas un four, une machine à laver, etc. C'est oublier le fort développement des VE dont la recharge est modulable de façon continue. Dans la modélisation proposée, la puissance évolue donc de manière continue, bien que dans la pratique, l'intersection entre l'offre et la demande place souvent les puissances sur un ensemble de valeurs discrètes.

Des travaux sont actuellement menés pour sortir du paradigme des fonctions d'utilité. Pour résoudre des conflits concernant une ressource finie, il existe deux types d'approches : le contrôle par le prix, et le contrôle par les quantités. Contrôler par le prix peut-être in-

égalitaire, en particulier si les acteurs n'ont pas accès à un budget initial équivalent. Les travaux de S. Ploix étudient plus en détail la modélisation des consommateurs [Simoiu.2022]. Il propose par exemple de déterminer quand la flexibilité est disponible au lieu de la décrire en termes de fonction coût [Amayri.2022]. B. Delinchant cherche à déterminer le comportement des consommateurs en les soumettant à différents types d'incitations (*Nudge* en anglais) [Shahid.2022].

Enfin, cette approche repose sur l'hypothèse que les acteurs adoptent un comportement dit rationnel, c'est-à-dire qu'ils cherchent, quelle que soit la situation, à maximiser leur bien-être individuel. Cette hypothèse est très forte et repose sur un ensemble de conditions rarement réunies en pratique [Dupuy.1997]. La rationalité limitée postule que la capacité de décision d'un individu est entravée par diverses contraintes, telles que le manque d'information, des biais cognitifs ou le manque de temps pour prendre des décisions optimales. De plus, même si ces hypothèses étaient réunies, certains exemples montrent que le comportement dit rationnel n'est pas toujours celui qui prévaut. Ce phénomène est bien illustré par les études le dilemme du prisonnier, où les choix rationnels individuels conduisent à des résultats sous-optimaux pour l'ensemble des participants. Dans le cas du partage de biens public, [Bilodeau.2004] propose le concept d'un acteur Kantien, qui serait guidé par la volonté de voir ses choix reproduits à grande échelle.

4.3.3 Évolution temporelle des préférences économiques

La section II.4.3.2 présentait la forme de la courbe d'offre et de demande des acteurs du réseau. L'objectif de cette partie est de décrire comment ont été choisies et comment évoluent les valeurs numériques de P^* et c présentées sur la droite de la figure II.7.

Puissance échangée La puissance échangée par les acteurs du réseau varie en fonction du temps. Les fonctions d'offre et de demande évoluent donc également. Nous supposons qu'elles gardent la même forme et que seul le paramètre P^* évolue. Nous le noterons donc $P^{*[t]}$, où t est l'instant de la simulation.

Pour les **consommateurs**, $P_i^{*[t]}$ représente la puissance que souhaite échanger le consommateur i . Nous pouvons donc nous baser sur des séries temporelles de consommations pour déterminer l'évolution de $P^{*[t]}$. On note $P_{bdd,i}^{[t]}$ la puissance échangée à l'instant t par l'agent i dans une base de données de séries temporelle. Nous avons arbitrairement choisi de fixer les valeurs suivantes :

$$— P^{*[t]} = 0,9 \cdot P_{bdd,i}^{[t]}$$

- $P^{max,[t]} = 1,5 \cdot P_{bdd,i}^{[t]}$
- $P^{lim,[t]} = 2 \cdot P_{bdd,i}^{[t]}$: c’est la puissance limite que peut consommer un agent. C’est une contrainte explicite du problème d’optimisation.

Pour les **producteurs**, $P_i^{*[t]}$ représente la puissance maximale que peut produire le producteur i . En nous basant des séries temporelles de production, nous fixons donc $P_i^{*[t]} = P_{bdd,i}^{[t]}$.

Bases de données utilisées Nous considérons trois types d’acteurs du réseau : des consommations résidentielles, des véhicules électriques et des panneaux PV. Toutes les bases de données utilisées sont open source. Les données manquantes, environ 5%, ont été remplacées par interpolation linéaire. Un exemple de série de temporelle est donné sur la figure II.8.

- Consommation résidentielle : [Barker.2012] fournit les données de consommation de 114 appartements sur 3 ans, pas de temps 1 min - 15 min (le pas dépend de l’heure de la journée).
- Consommation VE : [Sørensen.2021] a instrumenté 97 lieux de recharge, principalement des particuliers, et a enregistré environ 7000 sessions de recharge.
- Production PV : [Barker.2012] fournit les données de production de 50 panneaux PV sur 1 an, au pas de temps 1 minute.

Coût de l’énergie Le prix c_i de chaque acteur i est tiré au hasard lors de l’initialisation de la communauté. Il suit une loi normale $\mathcal{N}(\mu, \sigma)$. Il reste ensuite fixe toute la simulation. Seul $P_i^{*[t]}$ est variable. Les valeurs de μ et σ sont données dans le tableau II.2.

Nous avons décidé d’associer un coût de $3 \cdot c_i$ aux consommations dont la puissance est inférieure à P^* pour traduire l’inélasticité ce besoin énergétique. Les consommateurs sont prêts à payer 3 fois plus cher leur énergie si leurs besoins ne sont pas satisfaits.

	μ (€/kWh)	σ (€/kWh)	Puissance crête (kWc)
Foyer	0.25	0.10	100
VE	0.15	0.05	20
PV	0.08	0.02	100

TABLE II.2 – Valeurs utilisées pour la création du cas test.

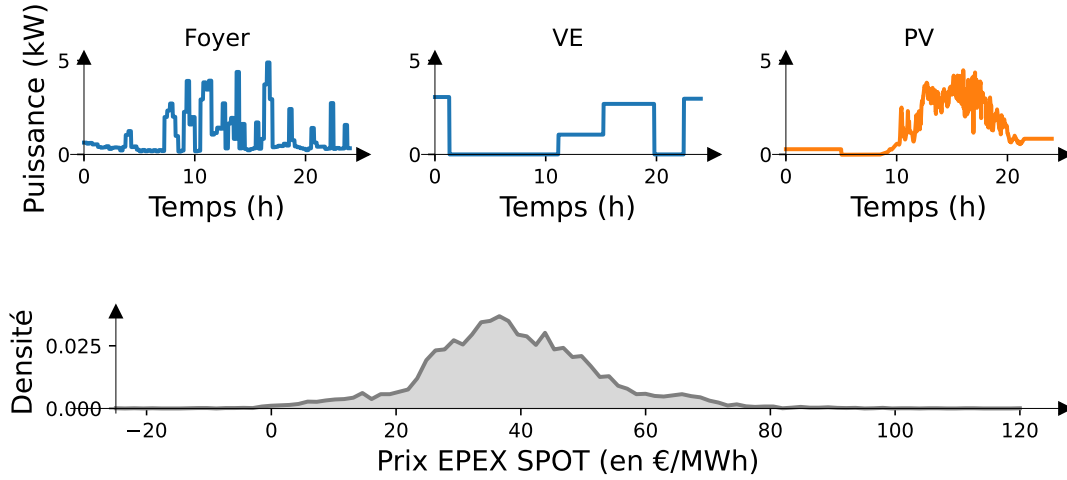


FIGURE II.8 – Série temporelle d'un foyer, d'un véhicule électrique et d'un panneau PV pour la journée du 1er juin. Densité du prix EPEX SPOT en 2019.

Prix de l'énergie provenant du réseau Il reste un acteur particulier à modéliser : le réseau extérieur. Nous supposons que le réseau peut consommer et fournir de puissance infinie. Il est modélisé par un consommateur et un producteur échangeant au prix $\eta^{[t]}$. Notons que c'est le seul acteur pour lequel le prix évolue durant la simulation.

Nous utiliserons les prix du marché SPOT issus de [Ewoken.2019], un site internet qui surveille en permanence le prix spot de l'énergie électrique sur le marché de gros européen : EPEXspot. Il fournit ensuite un fichier contenant l'historique du prix depuis 2018. Nous utiliserons les données de 2019, dernière année "normale" avant la crise du COVID. L'histogramme des prix est donné dans la figure II.8.

Placement des acteurs Pour déterminer le nombre d'acteurs, on commence par fixer la puissance crête de chaque type d'entre eux (Foyer, VE et PV). Cette puissance, choisie de manière empirique, doit permettre d'activer régulièrement les contraintes du réseau. Si la puissance installée est trop faible alors les flux dans les lignes seront négligeables face à la capacité des lignes et la tension sera proche de la tension nominale. La méconnaissance des impédances aura alors peu d'influence sur l'état du réseau.

Nous choisissons de fixer la puissance pic de chaque agent aux valeurs indiquées dans le tableau II.2. Les acteurs sont ensuite tirés au hasard dans les bases de données jusqu'à ce que la somme de leurs puissances pic soit supérieure à la puissance indiquée dans le tableau. Les ratio entre foyer, VE et PV respectent ceux donnés dans les scénarii futurs énergétiques 2050 [RTE.2021b].

Les acteurs sont ensuite placés aléatoirement sur les feuilles du réseau (voir figure II.6), en s'assurant que chaque feuille soit au moins dotée d'un acteur. Deux agents de types différents ne peuvent pas être placés sur la même feuille. En effet, mettre un producteur et un consommateur sur le même nœud résulterait en des échanges non visibles par le GRD. Or le but de cette étude est justement d'observer l'influence des échanges sur le réseau⁷.

4.3.4 Nombre de tirages selon les études

Les analyses réalisées dans la suite du manuscrit ont été réalisées sur un nombre de réseau et de pas de temps différents. Le détail des simulations est décrit dans le tableau II.3.

Étude	Nb réseaux	Nb jours	Pas de temps par jours	Paramètre variable et discrétisation de ce paramètre
II.5.1	30	26	8	$\mathbb{E}[\Delta z/\bar{z}] \in \{0\%, 10\%, \dots, 160\%\}$
II.5.2	30	26	8	$\mathbb{E}[\Delta z/\bar{z}] \in \{0\%, 10\%, \dots, 160\%\}$
II.5.3	100	8	8	Loi : Normale/Weibull/Exponentielle
II.5.4	15	8	8	Ratio prod/cons : $\{0, 0.05, \dots, 1\}^2$

TABLE II.3 – Détail du nombre de simulations pour chaque étude.

Pour chaque réseau tiré au hasard, les simulations sont réalisées sur les mêmes jours et sur les mêmes pas de temps. La distribution des acteurs du réseau est également fixée. Seules les impédances évoluent d'une simulation à l'autre.

Les jours sont répartis uniformément dans l'année dans l'objectif de balayer l'ensemble possible des états du réseau. Cela inclut les configurations les plus exigeantes en termes de gestion. Ces jours n'ont pas été choisis en fonction de critères explicatifs (semaine/week-end, température, etc.).

7. Les stratégies d'autoconsommation peuvent modifier la gestion du réseau, elles ne sont pas étudiées ici.

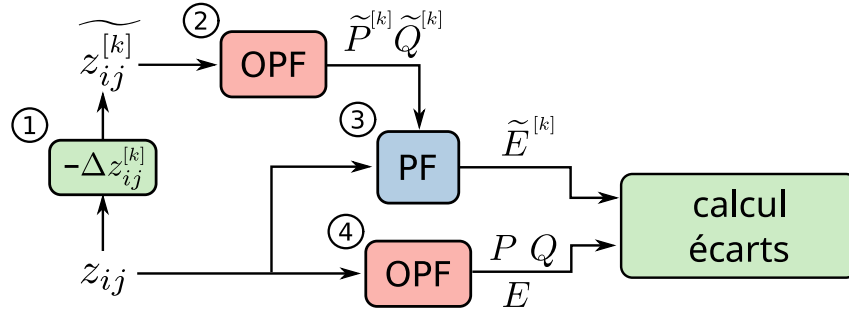


FIGURE II.9 – Méthode de calcul des écarts entre l’OPF avec impédances connues et inconnues.

4.4 Méthode de simulation

La figure II.9 présente la méthode permettant de calculer l’influence des impédances mal connues sur le résultat de l’OPF. Elle se décompose en quatre étapes.

- ① Les valeurs réelles des impédances du réseau z_{ij} sont supposées s’écarter de la prévision \tilde{z}_{ij} par une erreur d’estimation Δz_{ij} . Les erreurs sont tirées aléatoirement selon la distribution décrite section II.2.4. K réseaux sont générés aléatoirement pour être analysés ensuite par la méthode de Monte-Carlo, $[k]$ représente l’indice du réseau.
- ② L’OPF est calculé en supposant un réseau doté d’impédance \tilde{z}_{ij} . Le résultat de l’OPF est le plan d’injection des puissances actives \tilde{P} . Aucune puissance réactive \tilde{Q} n’est échangée sauf pour l’étude II.5.2.
- ③ Les impédances réelles z_{ij} sont ensuite utilisées pour évaluer l’état physique du réseau, lorsqu’il est exploité sous le plan d’injection de puissance \tilde{P}, \tilde{Q} . Cet état physique est désigné par \tilde{E} dans la figure II.9 de manière concise, mais se réfère à la fois aux tensions et aux flux dans les lignes. La valeur de la fonction coût à minimiser notée \tilde{SW} (*Social Welfare*) est également évaluée.
- ④ En parallèle, les impédances réelles z_{ij} sont utilisées pour effectuer un OPF. Ce dernier, étant réalisé sans biais sur l’estimation des impédances, établit le plan d’injection de puissance optimale P, Q et l’état du réseau associé E ainsi que le SW . Bien qu’il ne puisse être réalisé opérationnellement, il fournit une référence pour évaluer les écarts du plan d’injection \tilde{P}, \tilde{Q} et la sous-optimalité de la solution \tilde{SW} .

La formulation AC-OPF-SOC est convexe et exacte sous les conditions citées au chapitre I.5. Nous utilisons PowerModels [Coffrin.2018b] une implémentation d’OPF en Julia

qui utilise Jump [Dunning.2017]. Les performances de la simulation auraient pu être davantage améliorées en appliquant des techniques d’adéquation algorithme-matériel, qui consistent à optimiser simultanément l’algorithme et l’architecture matérielle sur laquelle il est exécuté [Thomas.2023].

5 Résultats et analyses

5.1 Influence des impédances sur le résultat de l’OPF

La méthodologie décrite dans la section précédente est appliquée au cas test décrit dans la section II.4.3. Dans un premier temps, nous utiliserons une distribution normale centrée tronquée : $\Delta z/z \sim |\mathcal{N}(0, \sigma)|$. Cette variable aléatoire est complètement caractérisée par son espérance⁸ qui vaut⁹ $\mu \triangleq \mathbb{E}[\Delta z/\tilde{z}] = \sigma\sqrt{2/\pi}$. Dans la suite de l’exposé, les analyses référeront donc uniquement à l’espérance.

L’espérance μ évolue de 0 % à 160 % par pas de 10 %. Le tableau II.3 indique le nombre de tirages effectué : pour chaque valeur de μ , 30 réseaux sont générés aléatoirement, chacun doté de 132 lignes, soit 3960 tirages aléatoires au total. Pour chacun de ces réseaux, l’OPF est simulé pour 8 pas de temps sur 26 jours répartis uniformément sur l’année, soit 208 simulations par réseaux. Les variations statistiques des tensions est représentées figure II.10. Celles des puissances et du *social welfare* figure II.11.

A Répartition les tensions Le panneau **A** de la figure II.10 représente la dispersion des tensions pour chaque valeur de $\mu \triangleq \mathbb{E}[\Delta z/\tilde{z}]$ pour tous réseaux, simulations et nœuds confondus. Nous décrivons l’ensemble des tensions dans l’équation (II.11). Chaque ensemble contient donc $\#\mathcal{S}^A = 132 \cdot 30 \cdot 208 = 823680$ observations. La largeur de l’intervalle de confiance à 95 % sur les déciles vaut¹⁰ : $L^A = \frac{4\sqrt{0.1(1-0.1)}}{\hat{f}_{(0.1)}\sqrt{\#\mathcal{S}^A}} = \frac{1,2}{0,9\sqrt{823680}} = 2 \cdot 10^{-3}$ p.u. dans le pire des cas¹¹. Les déciles sont donc estimés avec précision. Attention, ce n’est pas le cas des valeurs extrêmes, qui sont mal estimées par les méthodes MC.

$$\mathcal{S}^A(\mu) = \{V_n^{[t,k]}(\mu), \forall (n, k, t) \in \mathcal{N} \times \llbracket 1, K \rrbracket \times \mathcal{T}\} \quad (\text{II.11})$$

8. Démonstration en annexe VI.2

9. \triangleq est la notation utilisée pour la définition d’une grandeur.

10. Voir démonstration dans l’annexe VI.4.

11. Incertitude exprimée avec un chiffre significatif et arrondie au supérieur.

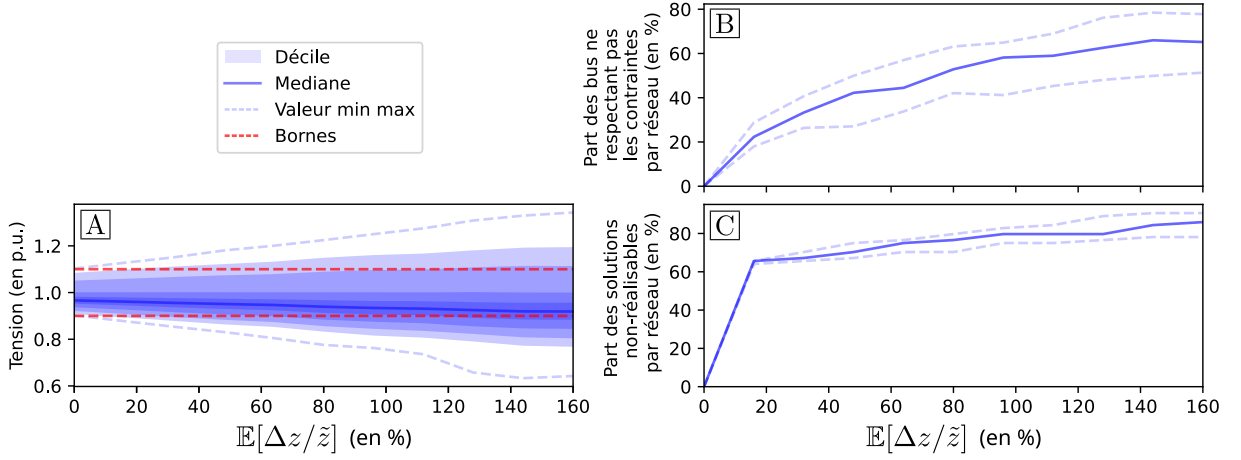


FIGURE II.10 – Sensibilité des résultats de l’AC-OPF-SOC en fonction de la moyenne des erreurs d’estimation des impédances : focus sur les tensions. **[A]** Tensions en chaque nœud, tous réseaux et simulations confondus ; **[B]** pour chaque réseau, proportion des bus ne respectant pas les contraintes ; **[C]** pour chaque réseau, proportion des simulations non réalisables ; limites admissibles en rouge (contraintes explicites de l’OPF), déciles indiqués par le changement de teinte, valeurs extrêmes observées en ligne pointillée bleue. Résultats observés sur le cas test ELVF pour une distribution normale tronquée.

Lorsque l’abscisse $\mathbb{E}[\Delta z/\tilde{z}]$ vaut 0, les impédances sont parfaitement connues. Les solutions issues de l’OPF sur les impédances z et \tilde{z} (③ et ④ fig. II.9) doivent coïncider. Les contraintes de tensions sont respectées. Certaines contraintes de tension sont actives, car le cas test est conçu dans ce but. Se déplacer vers la droite signifie augmenter μ , les impédances sont de plus en plus mal estimées. Le nombre de bus en dehors des bornes augmente.

Comme nous l’avons vu précédemment, nous avons fait le choix de modéliser des erreurs d’impédance uniquement positives. Cela se réfère au cas d’un GRD estimant ses impédances \tilde{z} par leurs valeurs nominales avant usure, la dégradation des conducteurs ne conduisant jamais à une diminution de l’impédance. L’augmentation de l’impédance a pour effet la dispersion des tensions : les producteurs verront leur tension augmenter quand les consommateurs verront la leur baisser. Sur notre simulation, la tension la plus haute passe de 1.1 p.u. à 1.3 p.u. et la plus basse de 0.9 p.u. à 0.63 p.u.

Une baisse globale des tensions du réseau peut être remarquée à mesure que les impédances augmentent, car le cas de test inclut plus de consommateurs que de producteurs. L’énergie est globalement consommée, le flux va du PCC vers les feuilles. Ainsi, la valeur médiane des tensions passe de 0.98 p.u. à 0.91 p.u.

La proportion des bus respectant les contraintes est strictement décroissante. Initialement, l'ensemble des bus respecte la contrainte. Pour $\mu = 100\%$, 40 % des nœuds violent la borne inférieure et 20 % la borne supérieure. Une partie des solutions issues de l'OPF ne sont donc plus réalisables.

Ⓐ Proportion des bus ne respectant pas les contraintes Le panneau **Ⓐ** de la figure II.10 permet uniquement de connaître la proportion de bus ne respectant pas les contraintes. Mais il est possible que ces bus fassent tous partie des mêmes réseaux. Autrement dit, que le tirage aléatoire ait été particulièrement défavorable pour quelques réseaux.

Le panneau **Ⓑ** représente pour chaque réseau, la proportion de nœuds ne respectant pas les contraintes. Nous avons pris l'ensemble décrit par l'équation (II.11), calculé la part des bus ne respectant pas les contraintes dans chaque simulation, puis fait la moyenne sur tous les pas de temps simulés. L'ensemble obtenu est décrit par l'équation (II.12). Chaque ensemble $\mathcal{S}^B(\mu)$ comprend exactement 30 éléments, correspondant aux 30 réseaux tirés aléatoirement. Nous omettons la représentation des déciles, car ils ne sont pas statistiquement significatifs.

$$\mathcal{S}^B(\mu) = \left\{ \text{Moy} \left(100 \cdot \text{Moy} \left(\mathbb{1}_{(V_n^{[t,k]}(\mu) \notin \mathcal{E}^\blacksquare)}, \forall n \in \mathcal{N} \right), \forall t \in \mathcal{T} \right), \forall k \in \llbracket 1, K \rrbracket \right\} \quad (\text{II.12})$$

Initialement, chaque réseau présente un taux de violation de 0 %. Quand l'incertitude augmente, la proportion de bus violant les contraintes augmente dans tous les réseaux. Lorsque l'espérance μ atteint 20 %, le réseau le moins affecté enregistre en moyenne 20 % de ses bus violant la contrainte, tandis que pour le réseau médian, ce taux avoisine les 25 %. Avec $\mu = 100\%$, ces proportions grimpent respectivement à 40 % et 60 %.

Ⓒ Proportion des solutions non réalisables Nous avons vu panneau **Ⓑ** de la figure II.10 que tous les réseaux possèdent des nœuds ne respectant pas les contraintes. Voyons désormais si ces violations ne concernent que quelques simulations ou si elles sont toutes affectées.

À partir de l'ensemble décrit dans l'équation (II.11), pour chaque réseau, nous déterminons si l'ensemble des bus respecte les contraintes, puis faisons la moyenne des solutions non réalisables pour l'ensemble des pas de temps simulés. L'ensemble obtenu est décrit

par l'équation (II.13). Comme pour $\mathcal{S}^B(\mu)$, l'ensemble $\mathcal{S}^C(\mu)$ contient 30 éléments correspondants aux 30 réseaux tirés aléatoirement.

$$\mathcal{S}^C(\mu) = \left\{ 100 \cdot \text{Moy} \left(1 - \mathbb{1}_{(V_n^{[t,k]}(\mu) \in \mathcal{E}^\blacksquare, \forall n \in \mathcal{N}), \forall t \in \mathcal{T}}, \forall k \in \llbracket 1, K \rrbracket \right) \right\} \quad (\text{II.13})$$

Dès $\mu = 20\%$, 65% des simulations sont non-réalisables, c'est-à-dire qu'au moins une contrainte de tension est violée. C'est remarquable, car seul 20% des bus violent les contraintes. L'ensemble des réseaux est concerné, il n'y a presque aucune dispersion.

Dans le cas d'un réseau dont les limites de tension sont régulièrement actives, une faible erreur d'impédance conduit la quasi-totalité des solutions de l'OPF à devenir non réalisables. Pour la topologie étudiée, ce résultat ne dépend pas du tirage aléatoire, l'ensemble des réseaux se comporte de manière similaire.

D Influence sur les puissances produites Le panneau **D** de la figure II.11 illustre l'influence de la méconnaissance des impédances sur les puissances échangées par les producteurs. Pour tracer cette figure, la puissance échangée par chaque producteur issue de l'OPF sur \tilde{z} est comparée avec celle issue de l'OPF sur z (② et ④ figure II.9), puis normée. On observe ainsi la manière dont chaque producteur voit ses échanges modifiés, indépendamment de s'il s'agit d'un petit ou gros producteur. L'ensemble \mathcal{S}^D permettant de tracer les pourcentiles est donné dans l'équation (II.14).

$$\mathcal{S}^D = \left\{ 100 \cdot \frac{(|P_n^{[t,k]}| - |\widetilde{P}_n^{[t,k]}|)}{|\widetilde{P}_n^{[t,k]}|}, \forall (n, k, t) \in \mathcal{N} \times \llbracket 1, K \rrbracket \times \mathcal{T} \right\} \quad (\text{II.14})$$

Comme pour les tensions **A**, la largeur de l'intervalle de confiance à 95% pour les pourcentiles peut être déterminé par : $L = \frac{4\sqrt{0.01(1-0.01)}}{\hat{f}(0.01)\sqrt{\#\mathcal{S}^D}} = \frac{0,4}{0.0002\sqrt{823680}} = 2,2\%$. Il faut être prudent sur l'interprétation des pourcentiles.

Rares sont les producteurs dont la puissance est modifiée. Pour $\mu = 160\%$, seul 3% sont concerné. Leur puissance chute drastiquement, dans la plupart des cas de -100% . Cela signifie que la puissance produite passe de $\tilde{P} \neq 0$ à $P = 0$. Cette situation se produit quand les acteurs susceptibles de modifier leurs plans d'injection sont concernés par l'activation d'une contrainte de tension.

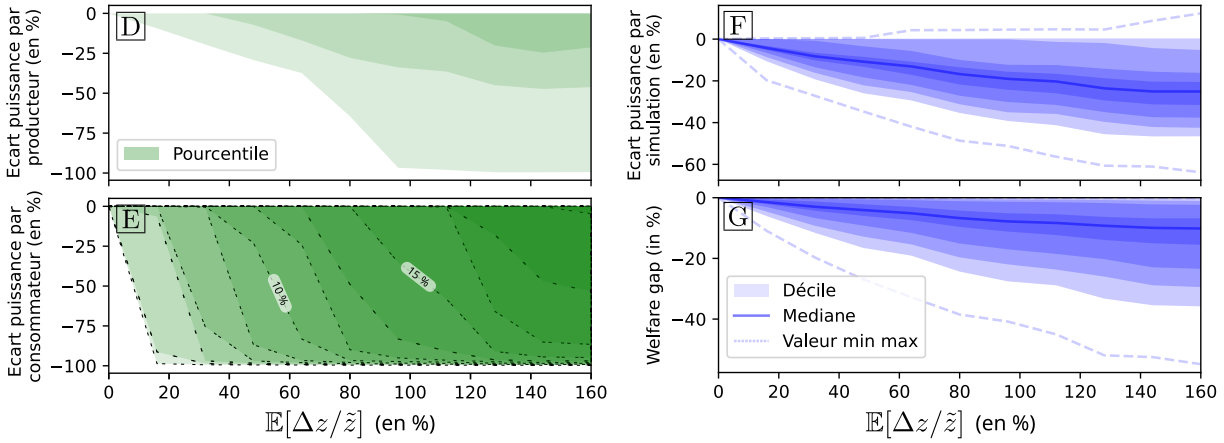


FIGURE II.11 – Sensibilité des résultats de l'AC-OPF-SOC en fonction de la moyenne des erreurs d'estimation des impédances : focus sur le *social welfare* et les puissances échangées. **D** Pour chaque producteur, écart entre P et \tilde{P} ; **E** pour chaque consommateur, écart entre P et \tilde{P} ; **F** pour chaque simulation, écart entre P_{tot} et \widehat{P}_{tot} ; **G** sous-optimalité du *Social Welfare*. Décile (ou pourcentage) indiqué par le changement de teinte, valeurs extrêmes observées en ligne pointillée bleue. Résultats observés sur le cas test ELVF pour une distribution normale tronquée.

E **Influence sur les puissances consommées** Ce panneau est très similaire au panneau **D** de la figure II.11. Les déciles sont calculés en considérant uniquement les consommateurs dans la formule (II.14). La largeur de l'intervalle de confiance à 95 % pour les pourcentiles peut être déterminé par $L^E = \frac{4\sqrt{0.01(1-0.01)}}{\hat{f}(0.01)\sqrt{\#S^E}} = \frac{0,4}{0.0043\sqrt{823680}} = 0,1 \%$.

Peu de consommateurs sont concernés par le changement de puissance. Respectivement 4 % et 15 % pour $\mu = 40 \%$ et $\mu = 120 \%$. Les écarts sont, comme pour **D**, à chaque fois de -100% : la puissance produite passe de $\tilde{P} \neq 0$ à $P = 0$.

Ce résultat s'explique de la manière suivante. L'OPF qui sous-estime les impédances est moins concerné par les contraintes de tension. Il propose donc un plan d'injection pour lequel une grande quantité d'énergie circule. L'OPF dont les valeurs des impédances sont exactes a tendance au contraire à limiter les échanges de puissance. Or, le réseau est globalement importateur d'énergie, les contraintes de tension inférieures sont donc plus régulièrement atteintes ce qui impacte les consommateurs.

Même en présence de fortes erreurs d'impédance, peu d'acteurs modifient leur plan d'injection, mais ceux concernés le changent totalement.

F Influence sur les puissances totales échangées Les panneaux **D** et **E** montraient les différences de puissances pour chaque acteur individuellement. Ils n'indiquent pas quels acteurs sont concernés par la réduction de puissance. Ils pourraient être ceux injectant le plus de puissance où à l'inverse, être ceux de très faible puissance. Le panneau **F** montre, pour chaque simulation, l'écart de puissance totale échangé défini par l'équation (II.15). La largeur de l'intervalle de confiance à 95 % pour les pourcentiles peut être déterminé par $L^F = \frac{4\sqrt{0.1(1-0.1)}}{\hat{f}(0.1)\sqrt{\#\mathcal{S}^F}} = \frac{1,2}{0.016\sqrt{6240}} = 1 \%$.

$$\mathcal{S}^F = \left\{ 100 \frac{\sum_n |P_n^{[t,k]}| - |\widetilde{P_n^{[t,k]}}|}{\sum_n |\widetilde{P_n^{[t,k]}}|}, \forall (k, t) \in \llbracket 1, K \rrbracket \times \mathcal{T} \right\} \quad (\text{II.15})$$

Les écarts de puissance totale sont rapidement significatifs. Pour la médiane ils sont respectivement de -10% et -20% , pour $\mu = 40 \%$ et $\mu = 110 \%$. Les écarts de puissance individuels observés dans les panneaux **D** et **E** concernent donc les acteurs consommant le plus de plus de puissance.

G Influence sur le *social welfare* Les écarts de puissance observés ont une grosse répercussion sur le *social welfare* observé au panneau **G**. Les déciles sont calculés comme indiqué dans l'équation (II.16). La largeur de l'intervalle de confiance à 95 % pour ces déciles est de $L^G = \frac{4\sqrt{0.1(1-0.1)}}{\hat{f}(0.1)\sqrt{\#\mathcal{S}^G}} = \frac{1,2}{0.028\sqrt{6240}} = 0,6 \%$.

$$\mathcal{S}^G = \left\{ 100 \cdot \frac{(|\text{SW}^{[t,k]}| - |\widetilde{\text{SW}^{[t,k]}}|)}{|\widetilde{\text{SW}^{[t,k]}}|}, \forall (k, t) \in \llbracket 1, K \rrbracket \times \mathcal{T} \right\} \quad (\text{II.16})$$

Notons tout d'abord que comparer le SW de deux simulations n'a pas vraiment de sens lorsque les contraintes ne sont pas entièrement respectées. Ici, l'ensemble des configurations obtenues avec des impédances mal estimées ont abouti à une amélioration du SW, tirant ainsi parti de la violation des contraintes. Nous aurions pu les pénaliser a posteriori dans $\widetilde{\text{SW}}$ mais l'estimation de leur coût est difficile et soumise à débat [Silver.2021 ; Vamplew.2022]. Nous avons donc préféré garder les SW tel quel.

Sous cette clarification, le panneau **G** illustre l'impact fort des erreurs d'impédance sur le SW. La source de cette dégradation est de deux natures. Premièrement, l'activation de nouvelles contraintes force les acteurs à ne pas échanger toute leur puissance (**D** et **F**). Leurs fonctions coût sont donc nécessairement diminuées. Deuxièmement, une partie des

écarts de puissance doit alors être compensée par le réseau externe, dont le prix d’achat est nettement plus élevé que les acteurs du réseau. Cela contribue à l’augmentation du SW.

5.2 Flux dans les lignes

La figure II.10 n’affiche pas les flux de ligne pour deux raisons. Premièrement, la contrainte limitante dans le cas ELVF est la limite de tension, ce qui est cohérent avec les réseaux de distribution actuels. Indépendamment de la charge imposée sur le réseau, les contraintes de puissance sur les lignes ne peuvent être activées, car les flux de puissance seraient au préalable limités pour respecter les contraintes de tension. De plus, le réseau est entièrement contrôlé par des consignes de puissance \tilde{P} et \tilde{Q} . Par conséquent, les fluctuations d’impédance ne peuvent causer qu’une modification marginale des flux via l’augmentation des pertes (il est supposé ici que le réseau externe compense tout déséquilibre).

Pour ne laisser aucun doute sur l’influence des impédances sur les flux issues de l’OPF, nous proposons de modifier le cas test initial afin d’examiner le scénario du pire cas. Ces importantes modifications ne concernent que cette partie de l’étude.

- Les limites de tensions sont ignorées.
- Les échanges de puissance sont multipliés par 30.
- Les consommateurs ne sont plus spécifiés par des fonctions de coût dépendant de leur consommation d’énergie, mais plutôt par des impédances de charge. Ces impédances sont réglées de sorte que la puissance nominale consommée par chaque charge soit égale au cas précédent.
- Il est permis aux générateurs décentralisés d’échanger de la puissance réactive.
- L’AC-OPF-SOC peut conduire à une solution non réalisable puisque des flux de puissance active et réactive inversés peuvent se produire. Ainsi, nous utiliserons la formulation AC-OPF.

La modification du flux dans des lignes est illustrée par la figure II.12. Pour tracer les déciles, nous avons considéré l’ensemble des lignes, toutes simulations et réseaux confondus. L’ensemble est décrit par l’équation (II.17). La largeur de l’intervalle de confiance à 95 % pour ces déciles est de $L^H = \frac{4\sqrt{0.1(1-0.1)}}{\hat{f}(0.1)\sqrt{\#S^H}} = \frac{1,2}{0.0032\sqrt{823680}} = 0,4\%$.

$$S^H = \left\{ 100 \cdot \frac{|S_{ij}|}{\overline{|S_{ij}|}}, \forall ((i, j), k, t) \in \mathcal{L} \times \llbracket 1, K \rrbracket \times \mathcal{T} \right\} \quad (\text{II.17})$$

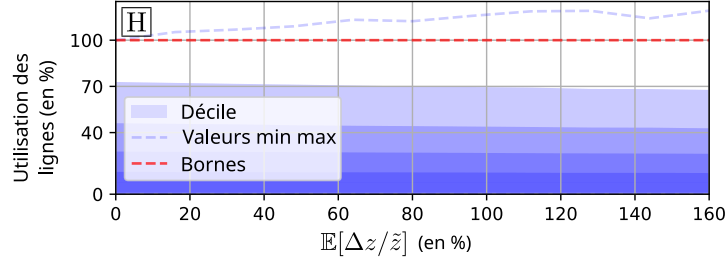


FIGURE II.12 – Évolution du flux dans les lignes en fonction de la moyenne des erreurs d'estimation des impédances. Déciles indiqués par le changement de teinte, valeurs extrêmes observées en ligne pointillée bleue. Résultats observés sur le cas test ELVF pour une distribution normale tronquée en relaxant les contraintes de tension.

Lorsque les consommateurs sont spécifiés par des impédances, l'écart de la puissance consommée variera avec le carré de la tension (équation (II.18)). Les fluctuations de tension affectent alors les flux de ligne. La tendance est plutôt à la baisse : l'augmentation d'impédance induit une chute de tension et donc une chute des puissances.

$$P_n = V_n^2/R_n \quad (\text{II.18})$$

Même après avoir multiplié par 30 la puissance des acteurs, moins de 10 % des contraintes sont actives. Néanmoins, le risque qu'une ligne soit en surcapacité est réel : une ligne est utilisée à 120 % pour $\mu = 100\%$. L'évolution du flux maximal n'est pas monotone, car l'approche Monte-Carlo n'est pas adaptée pour estimer les événements extrêmes.

5.3 Impact de la distribution de probabilité

Les sections précédentes ont mis en évidence les risques associés à une estimation incorrecte des impédances de ligne lors de l'utilisation de l'AC-OPF-SOC. L'objectif de cette section est de discuter des différents paramètres qui ont été utilisés de manière arbitraire jusqu'à présent. Plus spécifiquement, la section II.5.3 examinera la sensibilité à la densité de probabilité décrivant les erreurs d'estimation. La section II.5.4 décrira les différences entre les réseaux de distribution à forte consommation et à forte production.

En l'absence de données expérimentales à grande échelle, il est difficile de justifier l'adoption d'une distribution plutôt qu'une autre. Par conséquent, l'approche adoptée consiste à comparer les résultats obtenus en utilisant plusieurs distributions. Les distributions normale tronquée, de Weibull et exponentielle sont utilisées ici, elles sont décrites dans la section II.2.4 et illustrées par la figure II.5. Elles ont la même espérance.

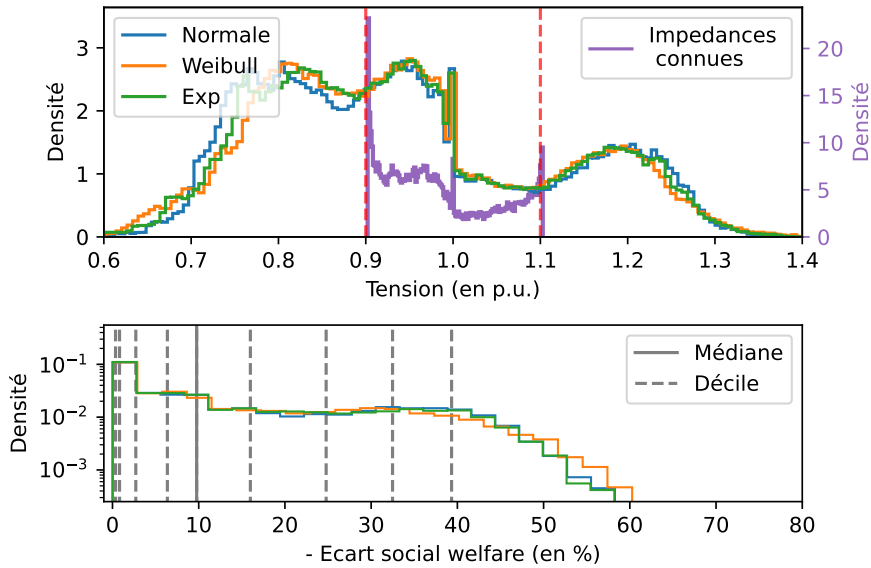


FIGURE II.13 – Distributions expérimentales des tensions de bus (haut) et de la sous-optimalité du *social welfare* (bas) selon la distribution de probabilité utilisée pour décrire les erreurs d'estimation des impédances. Les erreurs moyennes d'impédance sont fixées à $\mu = 160\%$. La formulation AC-OPF-SOC est utilisée. Les limites de tensions admissibles sont exprimées par des pointillés rouge, les déciles par des pointillés gris et la médiane par un trait gris.

Le panneau supérieur de la figure II.13 montre un histogramme qui est un estimateur de la densité de probabilité des tensions¹². C'est une coupe verticale de la figure II.10, panneau [A](#), pour $\mu = 160\%$. En plus des trois modèles d'impédance, on représente la distribution des tensions lorsque les impédances sont parfaitement connues. Cela correspond à une coupe verticale de la figure II.10, panneau [A](#), pour $\mu = 0\%$. Les histogrammes sont normalisés pour rendre leurs intégrales unitaires, l'échelle de densité de "impédances connues" est donc différente des autres.

Toutes les configurations présentent un pic à 1 p.u. D'une part, c'est la tension du PCC. Par ailleurs, la série temporelle inclut des périodes avec peu ou pas d'échanges de puissance, comme durant la nuit. Les tensions ne sont alors pas du tout perturbées.

La courbe représentant les impédances parfaitement connues illustre que le réseau consomme plus qu'il ne produit, car les tensions sont plus fréquemment sous 1.0 p.u. On constate également qu'un grand nombre de tensions valent 0.9 p.u. ou 1.1 p.u. sans dépasser ses limites.

12. Voir dans l'annexe VI.3 pour plus de détails.

Grandeur	Loi	Moyenne	Variance	Kurtosis
Impédances $\Delta z/\tilde{z}$	Normale	1.6	1.21	5.25
	Exponentielle	1.6	1.60	56.0
	Weibull	1.6	1.45	30.1
Tensions (en p.u.)	Normale	0.942	0.163	$1.58 \cdot 10^{-3}$
	Exponentielle	0.943	0.161	$1.55 \cdot 10^{-3}$
	Weibull	0.944	0.161	$1.59 \cdot 10^{-3}$
Welfare (en %)	Normale	-15.6	15.2	$1.10 \cdot 10^5$
	Exponentielle	-15.1	14.9	$1.09 \cdot 10^5$
	Weibull	-15.0	14.9	$1.20 \cdot 10^5$

TABLE II.4 – Comparaison des moments des lois.

Lorsque les impédances sont mal connues, les distributions sont étalées sur une gamme de tension plus large, violant régulièrement les bornes admissibles. Trois pics se distinguent. Nous faisons l’hypothèse que deux d’entre eux (autour de 0.8 p.u. et 1.2 p.u.) correspondent aux contraintes de tension actives lors de la résolution de l’OPF sur \tilde{z} . Sur le panneau inférieur de la figure II.13, la distribution des sous-optimalités du *social welfare* est représentée en échelle logarithmique pour une meilleure visualisation. Une partie significative des configurations testées ne montre aucune sous-optimalité, elles correspondent aux situations où peu de puissance est échangée, lorsque les contraintes ne sont pas actives. Bien qu’ils soient rares, des écarts significatifs peuvent tout de même être obtenus.

Notons que les trois lois de probabilité produisent des résultats très similaires. Cette affirmation qualitative, basée sur la superposition des courbes, est vérifiée quantitativement grâce au calcul des moments de chaque distribution (tableau II.4). Nous utilisons la moyenne, la variance et le kurtosis qui correspondent respectivement aux moments d’ordre 1, 2 et 4 d’une distribution. Le kurtosis mesure le poids des queues d’une distribution. Par exemple, la distribution normale centrée réduite a un kurtosis égal à 3 [Najim.2004].

Dans cette étude, les lois modélisant $\Delta z/\tilde{z}$ ont les mêmes moyennes, mais des variances et des kurtosis très différents. La diversité des lois est donc suffisante pour permettre de conclure quand à l’influence du modèle. Le tableau II.4 montre que les tensions ont des moments remarquablement similaires : la moyenne, la variance et le kurtosis ne varient respectivement que de 0.2 %, 1.4 % et 1.9 % entre les trois modèles. Les tendances sont similaires pour le *social welfare* : 4 %, 1.7 % et 10 %.

La méthode décrite par la figure II.1 peut donc être vu comme une boîte noire, prenant

en entrée une distribution d’impédance et donnant en sortie une distribution des tensions et du *social welfare*. La loi choisie pour modéliser les erreurs d’impédances n’a pas d’impact sur le résultat, caractériser l’erreur moyenne $\mu \triangleq \mathbb{E} [\Delta z / \tilde{z}]$ est suffisant.

La loi choisie pour modéliser les erreurs d’impédances n’a pas d’impact sur le résultat, caractériser l’erreur moyenne $\mu \triangleq \mathbb{E} [\Delta z / \tilde{z}]$ est suffisant.

5.4 Part des producteurs par rapport aux consommateurs

Pour obtenir les résultats précédents, le cas de test ELVF a été peuplé de séries temporelles de production et de consommation. Cependant, ces résultats sont significativement impactés par le ratio entre producteurs et consommateurs. Ces impacts sont illustrés dans la figure II.14. Avec une erreur d’impédance moyenne de 160 %, un facteur d’échelle est appliqué sur toutes les productions du cas de test – α_{prod} – et un autre sur toutes les consommations – α_{conso} . Le point $(\alpha_{prod}, \alpha_{conso}) = (0, 0)$ signifie qu’aucune puissance, ni produite ni consommée, n’est échangée. Le point $(1, 1)$ se réfère à la configuration utilisée dans toutes les études précédentes. Chacun des ratios intermédiaires est représenté par un des 441 pixels constituant la figure. Aucune interpolation n’a été effectuée. 15 réseaux aléatoires ont été échantillonnés pour chaque couple $(\alpha_{prod}, \alpha_{conso})$.

Le panneau de gauche représente la fréquence de violation des contraintes de tension. Sans aucune production et avec une consommation maximale – $(0, 1)$ coin inférieur droit – 70 % des bus violent une contrainte de tension. Inversement pour une production maximale et une consommation nulle – $(1, 0)$ coin supérieur gauche – 40 % des bus violent une contrainte de tension. Partant du point d’origine $(0, 0)$, une augmentation de la production (décalage vers le haut) ou de la consommation (décalage à droite) sont tous deux associés à des violations de tension plus fréquentes. L’augmentation est plus marquée pour la consommation en raison des séries temporelles sélectionnées : le rapport entre la puissance maximale et la puissance moyenne est plus grand pour les profils de consommation, or α_{prod} et α_{conso} influencent uniquement la puissance moyenne. La puissance maximale des consommateurs peut donc augmenter fortement avec une faible augmentation de α_{conso} .

Avec les séries temporelles dont nous disposons, la coexistence d’une forte génération et d’une forte consommation ne semble pas conduire à la pire configuration. C’est une indication encourageante, car cette situation est la plus susceptible de se généraliser à l’avenir. Pour chaque valeur de α_{conso} , il existe une valeur de α_{prod} pour laquelle les violations de

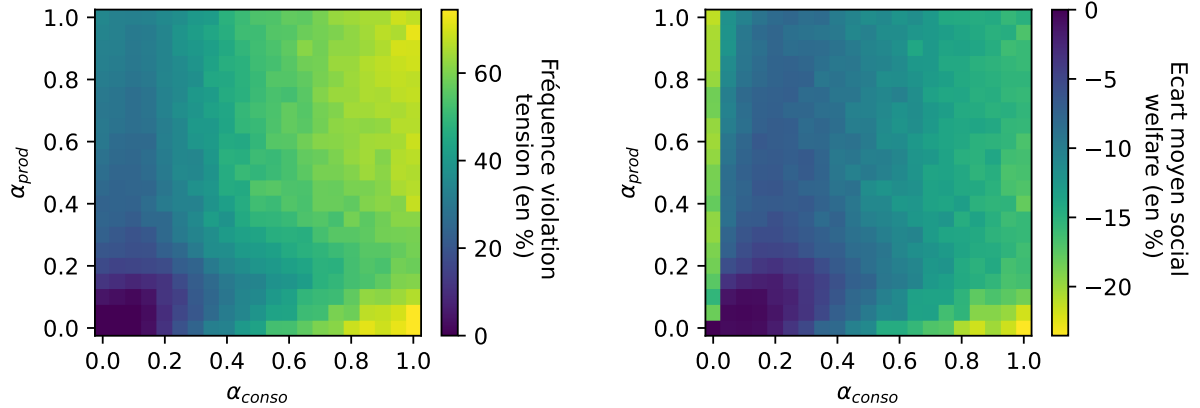


FIGURE II.14 – Impact du ratio production/consommation – consommation en abscisse, production en ordonnée – sur la fréquence de violation des tensions (gauche) et sur la sous-optimalité du *social welfare* (droite) en utilisant un AC-OPF-SOC.

tension sont moins fréquentes : pour $\alpha_{conso} = 0.8$, la violation minimale est obtenue pour $\alpha_{prod} = 0.2$ (figure II.15). C'est logique, lorsque le ratio production/consommation est équilibré, le flux de puissance du PCC vers les feuilles du réseau diminue, ce qui diminue en même temps les chutes de tension dans les conducteurs et donc les violations de tension. Notons que les fluctuations ne sont pas strictement monotones, car ces résultats sont obtenus en utilisant une approche Monte-Carlo. Cependant, les tendances sont clairement marquées.

Des tendances similaires peuvent être observées sur le panneau de droite de la figure II.14 représentant la sous-optimalité moyenne du *social welfare*. Gardons à l'esprit que la comparaison entre deux SW doit être faite avec précautions lorsque les contraintes ne sont pas respectées. Les configurations impliquant uniquement des générateurs – côté gauche

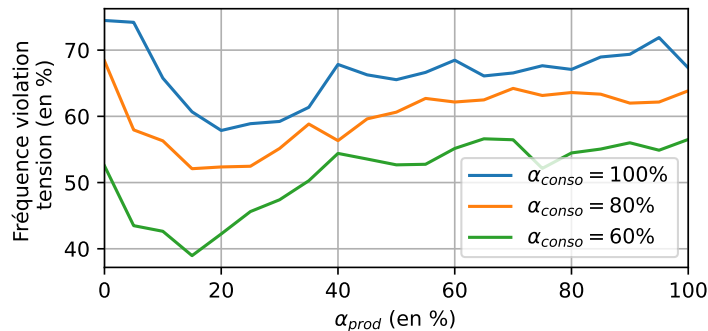


FIGURE II.15 – Existence d'un optimum α_{prod} pour un α_{conso} fixé.

de la figure – montrent des sous-optimalités importantes qui diminuent dès que quelques consommateurs sont introduits. Les contraintes de tension limitent les exportations au voisinage immédiat, l’ajout de consommation locale relaxe cette contrainte. Ici encore, l’impact de l’incertitude sur les impédances est mitigé par la coexistence de producteur et de consommateur dans la même poche de distribution.

Les écarts sont moins importants lorsque le réseau accueille autant de production que de consommation.

6 Perspectives

6.1 Modélisation de l’incertitude

6.1.1 Influence de la loi de probabilité

Comme nous l’avons montré dans la section II.5.3, la loi choisie ne semble pas influencer le résultat de l’OPF. Cette conclusion doit être nuancée : les distributions choisies ont des formes et des moments très différents, mais elles sont toutes à support positif. Considérer des lois de moyenne nulle aurait probablement conduit à des violations moins fréquentes et moins intenses.

Nous aurions également pu modéliser la distribution des erreurs par un mélange de Gaussiennes. Les conducteurs, selon leurs caractéristiques – par exemple enterrés ou aériens –, peuvent dériver de manière différente. Les conducteurs enterrés pourraient alors suivre $\tilde{z}_{terre} \sim \mathcal{N}(\mu_{terre}, \sigma_{terre})$ et ceux aériens $\tilde{z}_{aerien} \sim \mathcal{N}(\mu_{aerien}, \sigma_{aerien})$. Un conducteur pris au hasard suivrait alors $\tilde{z} \sim \mathcal{N}(\mu_{terre}, \sigma_{terre}) + \mathcal{N}(\mu_{aerien}, \sigma_{aerien})$. Il convient de noter que cette modélisation pourrait aboutir à la situation suivante : trois tronçons d’une même ligne pourraient être successivement enterrés, aériens, puis de nouveau enterrés, ce qui ne correspond pas à une situation réaliste.

Enfin, les lois de probabilité sont définies sur \mathbb{R}^+ , ce qui signifie qu’il est possible de tirer un conducteur présentant une erreur très importante. Si un tel tirage concerne un conducteur situé près du point de couplage commun (PCC), cela peut avoir un impact significatif sur les résultats. Il pourrait donc être pertinent, dans les études futures, de tronquer les queues des distributions afin de limiter ce phénomène.

6.1.2 Réseau triphasé non équilibré

L'étude présentée ici se base sur un modèle unifilaire négligeant les impédances parallèles. L'étude pourrait être conduite à nouveau en prenant un modèle de conducteur triphasé et prenant en compte les impédances de fuite. Cela permettrait d'étudier l'influence des incertitudes sur le déséquilibre de puissance entre les conducteurs. Cela suppose la modélisation :

- de l'incertitude sur les lignes triphasées en prenant en compte que chacun des conducteurs est fortement couplé aux autres.
- des acteurs triphasés, c'est-à-dire leur placement aléatoire sur les phases.

L'ajout de ces paramètres aurait compliqué l'interprétation des résultats de notre étude préliminaire, mais serait un apport important pour la suite de ces travaux.

6.1.3 Topologie aléatoire

L'étude a été réalisée sur le réseau ELVF. Il est crucial de surmonter la dépendance des résultats obtenus à cette topologie spécifique. Une généralisation à n'importe quelle topologie de réseau de distribution serait un outil puissant pour anticiper la sensibilité d'une poche de distribution aux erreurs d'estimation d'impédance.

La méthode décrite dans ce chapitre devrait tout d'abord être appliquée à d'autres cas test existants : 8500-node test feeder [Arritt.2010], Non-synthetic European low voltage test system [Koirala.2020], EPRI Distribution System Simulator ckt24 et une dizaine d'autre référencée sur BetterGrid [Vojdani.2016]. Mais cette approche n'est pas suffisante, car il pourra toujours être objecté que ces réseaux ne sont pas statistiquement représentatifs des réseaux réels. En effet, comme nous l'avons indiqué à la section II.4.3, chaque cas test est créé pour mettre en évidence une difficulté de simulation, pas pour être représentatif.

De véritables réseaux de distribution français pourraient être construits à l'aide de l'open data Enedis. Au moment de la rédaction de ce manuscrit, seul le plan du réseau est disponible¹³, il faudra donc fournir un effort de développement important pour convertir ces données en topologie exploitables. Il faudra en particulier connaître le type de conducteur sur chaque tronçon ou en faire une estimation.

Les différences de performance entre deux réseaux devront pouvoir être interprétées de manière rigoureuse. La définition de métriques caractérisant les réseaux de distribution est

13. [En suivant ce lien](#) consultée le 10/11/2024.

donc essentielle. La littérature de la théorie des graphes est abondante, avec de nombreuses contributions appliquées au réseau internet [Oehlers.2021]. Mais les métriques proposées traitent souvent des réseaux maillés [Hernández.2011]. La pertinence de métrique plus simple – distance moyenne/max au PCC, nombre de nœuds connecté à 3 lignes, la distance spectrale, etc. – reste à démontrer. Ces métriques permettraient la comparaison de réseaux deux à deux via une distance euclidienne. Des méthodes de comparaisons plus poussées, permettant de comparer des réseaux d’échelle différente, ont été proposées conjointement à l’implémentation d’une librairie [Wills.2020]. C’est une piste prometteuse.

Enfin, les réseaux réels pourraient être comparés à des réseaux générés aléatoirement. La génération de graphes aléatoire est un champ de mathématiques fondamentales toujours actif [Barabási.1995 ; Watts.1998 ; Van Der Hofstad.2024]. Certaines méthodes, comme les arbres de Prüfer [Caminiti.2007], permettent de générer spécifiquement des topologies radiales.

6.1.4 Campagne de mesure sur le terrain

Cette étude a mis en évidence que la loi choisie pour modéliser l’erreur d’impédance a peu ou pas d’influence sur le résultat. Seule l’espérance de l’erreur $\mu \triangleq \mathbb{E}[\Delta z/\tilde{z}]$ doit être caractérisée. À l’heure actuelle, cette donnée est inconnue. Une campagne de mesure doit donc être réalisée pour estimer cette erreur.

La présentation de cette contribution à la conférence IEEE PowerTech Belgrade 2023, nous a permis d’échanger avec A. Mohapatra de la *Technical University of Munich*. Il a entrepris la caractérisation de l’erreur d’impédance du réseau de son université. Ses premières mesures ont révélé des écarts pouvant atteindre 100 % par rapport aux valeurs fournies par le constructeur. Malheureusement, à notre connaissance, cette étude n’a pas encore été publiée.

6.2 Méthode de propagation de l’incertitude

6.2.1 Polynôme du chaos

Nous avons abordé dans la section II.3.1 la possibilité de traiter le problème de la propagation d’incertitude sous le prisme des méthodes spectrales, en particulier grâce aux polynômes du Chaos. Cette possibilité avait été laissée de côté, car nous ne savions pas quelles familles de fonction permettraient de décrire l’incertitude sur l’état du réseau. Nous savons maintenant grâce à la figure II.13 que les tensions en chaque nœud peuvent être

modélisées comme un mélange de Gaussienne. Les polynômes d’Hermite [Le Maitre.2010] semblent donc adaptés.

La formulation de ce problème par la méthode des polynômes du Chaos est une contribution en soi. Elle n’a pas été réalisée dans ce manuscrit, mais est probablement une des perspectives les plus prometteuses.

6.2.2 OPF robuste

Déjà étudié dans des domaines où la distribution stochastique des incertitudes est disponible – production renouvelable, défaillance de ligne –, le développement d’une approche robuste ou *chance constraint* sur les impédances des lignes permettrait de définir de manière optimale les marges nécessaires pour respecter les limites d’exploitation du réseau.

Quatre grandes catégories d’optimisation permettent de gérer l’incertitude dans les problèmes d’optimisation.

- **Programmation stochastique** : intègre les distributions de probabilité des paramètres incertains dans le problème d’optimisation pour trouver des solutions qui sont faisables sous divers scénarios [Shapiro.2021 ; Birge.2011]. Une branche populaire de l’optimisation stochastique est la programmation *chance-constrained*. Elle introduit des contraintes probabilistes dans le problème d’optimisation, assurant que les solutions respectent les contraintes avec une certaine probabilité.
- **Optimisation robuste** : se concentre sur la recherche de solutions qui sont faisables pour toutes ou la plupart des réalisations possibles de l’incertitude, typiquement en considérant les scénarios les plus défavorables [Gorissen.2015 ; Ben-Tal.2009].
- **Programmation dynamique et apprentissage par renforcement** : utilise des données en temps réel et des prévisions pour mettre à jour le problème d’optimisation à mesure que de nouvelles informations deviennent disponibles, s’adaptant dynamiquement aux incertitudes [Bertsekas.2012 ; Sutton.2020].

Illustrons le principe mathématique de ces méthodes. Pour simplifier l’explication et sans perdre en généralité, nous utiliserons des fonctions scalaires. Soit f et g deux fonctions scalaires et x un nombre réel. Tout problème d’optimisation peut se mettre sous la forme générale décrite par l’équation (II.19).

$$\begin{aligned} & \min_x f(x) && \text{(II.19)} \\ \text{sous contraintes} & \quad g(x) \leq 0 \end{aligned}$$

Soit ξ une variable aléatoire vivant dans $\Xi \subset \mathbb{R}$. Le problème d'optimisation (II.19) peut être transformé pour prendre en compte le caractère stochastique ξ comme illustré dans l'équation (II.20).

$$\begin{aligned} & \min_x f(x, \xi) && \text{(II.20)} \\ \text{sous contraintes} & \quad g(x, \xi) \leq 0 \end{aligned}$$

Les fonctions de coût et les contraintes sont alors gérées différemment.

— **Optimisation robuste :**

- ξ appartient à un intervalle Ξ , l'approche est pessimiste envers cette variable.
- minimisation du coût dans le pire cas : $\min_x \left(\max_{\xi \in \Xi} f(x, \xi) \right)$
- les contraintes sont strictement vérifiées : $g(x, \xi) \leq 0, \forall \xi \in \Xi$

— **Programmation stochastique :**

- ξ est une variable aléatoire avec une distribution connue.
- minimisation de l'espérance du coût : $\min_x \mathbb{E}[f(x, \xi)]$
- les contraintes sont vérifiées avec une certaine probabilité :
 - a) $g(x, \xi) \leq 0$: conduit très régulièrement à un ensemble de solutions nul.
 - b) $\mathbb{E}[g(x, \xi)] \leq 0$: pour les problèmes de qualité de service.
 - c) $\mathbb{P}[g(x, \xi) < 0] \geq 1 - \alpha$: pour les problèmes dits **chance constrained**.
Attention, cette formulation ne donne aucune garantie pour les situations où la contrainte n'est pas vérifiée.

L'introduction de contrainte probabiliste :

- rend le calcul du lagrangien difficile ou impossible
- rend le problème non convexe

L'introduction d'une variable aléatoire implique de propager l'incertitude sur l'ensemble des équations implicitement liées [Muhlpfordt.2019]. Cela rend l'approche (a) très difficile à mettre en place pour les problèmes d'optimisation qui contiennent des contraintes d'égalités comme l'OPF. L'approche (b) consistant à transformer les contraintes en espérance se justifie difficilement. Cela signifierait que les contraintes doivent être respectées en moyenne, mais que chaque réalisation pourrait individuellement violer l'ensemble des contraintes. L'approche *chance constrained* semble plus adaptée, mais la transformation de l'OPF déterministe (II.1) en ce type de formulation est loin d'être immédiate. Même avec des fonctions $F(x, \boldsymbol{\xi})$ affines en x et en $\boldsymbol{\xi}$, l'ensemble réalisable d'une contrainte de probabilité peut s'avérer non convexe [Nemirovski.2006]. Il n'existe pas à notre connaissance de méthode permettant une résolution en temps polynomiale [Sun.2021]. Une approche basée sur les polynômes du chaos, sorte de développement en série de Fourier probabiliste [Xiu.2010], pourrait être considérée. Elle a déjà été utilisée pour résoudre des problèmes d'OPF pour lesquels l'incertitude provenait de la production renouvelable [Muhlpfordt.2019]. Cette méthode repose sur une théorie complexe, la faisabilité de son adaptation au problème des impédances mal connu reste à démontrer.

6.3 Études complémentaires

6.3.1 Influence de la position des conducteurs

Une partie de l'étude présentée lors de la section II.5.1, en particulier la figure II.10 consistait à caractériser la part des solutions réalisables en fonction de l'erreur commise. Cette quantité est donnée par l'équation (II.21).

$$I = \int_{\mathcal{Z}} \mathbb{P}[\text{OPF}(\Delta z) \in \mathcal{E}^{\blacksquare}] d\Delta z \quad (\text{II.21})$$

Cette étude aurait pu être affinée. En effet, il est probable que la faisabilité de l'OPF dépende des zones de l'espace \mathcal{Z} . À cause de la structure radiale des RDs, la majorité du courant circule dans les lignes proches du PCC. Il est donc naturel de supposer qu'elles ont plus d'influence que celles proches des feuilles du réseau. De plus, certaines combinaisons pourraient être particulièrement défavorables. La figure II.16 illustre ce que pourrait être la densité de $\mathbb{P}[\text{OPF}(\Delta z) \in \mathcal{E}^{\blacksquare}]$ en fonction des zones de l'espace \mathcal{Z} .

Cette étude n'a pas été réalisée. D'une part, la densité $\mathbb{P}[\text{OPF}(\Delta z) \in \mathcal{E}^{\blacksquare}]$ n'est pas facile à exprimer. La méthode de MC donne uniquement accès à des réalisations discrètes, pas directement à la densité de probabilité. L'estimer par des moyennes sur des petits vo-

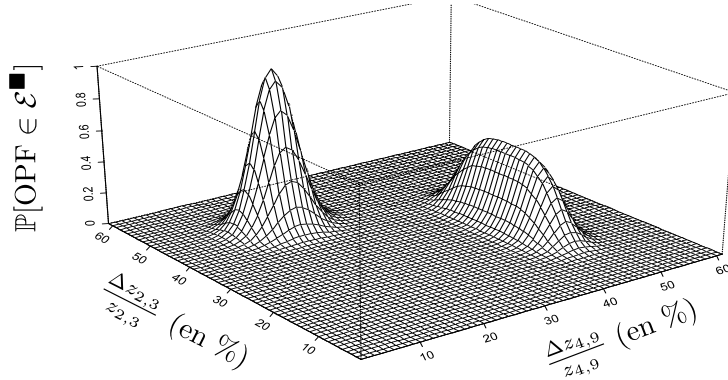


FIGURE II.16 – Probabilité que le résultat de l’OPF soit réalisable en fonction de la zone de l’espace \mathcal{Z} . Seules deux dimensions de \mathcal{Z} sont représentées, l’incertitude sur les lignes reliant les bus 2 et 3 et les bus 4 et 9. Figure à but uniquement illustratif, qui suppose que la densité n’est pas uniforme. Figure modifiée, tirée de [Hesterberg.2002].

lumes de \mathcal{Z} est périlleux, car l’espace n’est pas échantillonné uniformément. Une méthode envisageable consiste à utiliser des techniques d’apprentissage supervisé. Nous disposons déjà d’une base de données contenant d’une part, les valeurs des Δz et d’autre part, les étiquettes $\mathbb{1}_{(\text{OPF}(\Delta z) \in \mathcal{E}^\blacksquare)}$. Une difficulté réside dans le choix de la famille de fonction permettant d’approximer la densité :

- réseau de neurones (nombre de neurones, type de fonction d’activation, structure du réseau, etc...)
- forêt aléatoire
- SVM,
- etc.

D’autre part, même si la densité était connue, il faudrait pouvoir visualiser \mathcal{Z} pour déterminer la zone de l’espace ayant le plus d’importance. Or, le cas test ELVF est composé de 131 lignes. Les impédances évoluent donc dans un espace à 131 dimensions. Pour représenter la densité comme proposée dans la figure II.16, il faudra probablement utiliser des techniques de réduction de dimension, comme l’analyse en composante principale.

Notons que cette perspective est fortement liée à la notion d’importance sampling présentée dans la section II.3.2 pour lequel on cherche une fonction π réalisant un échantillonnage de \mathcal{Z} pondéré par la valeur de la fonction $\mathbb{P}[\text{OPF}(\Delta z) \in \mathcal{E}^\blacksquare]$.

6.3.2 Impact de l'incertitude sur les variables duales

Ce chapitre s'est limité à l'étude de l'impact des incertitudes sur l'état du réseau, noté \mathbf{E} . Or le calcul de l'OPF donne également accès aux variables duales du problème d'optimisation. Comme nous l'avons vu dans le chapitre I.5.2 et comme nous le verrons dans le chapitre III, ces variables semblent pertinentes pour l'élaboration de stratégie de gestion, mais ne peuvent être retenues si elles sont trop dépendantes de la valeur des impédances.

7 Conclusion

Ce chapitre visait à estimer l'impact des impédances mal connues sur les résultats d'un OPF dans les réseaux de distribution. Les conclusions exposées ici sont valables uniquement pour le réseau ELVF modifié et fortement contraint.

Premièrement, de faibles erreurs d'impédances – de l'ordre de 20% – conduisent à un grand nombre de solutions violant au moins une contrainte du plan de tension et sont donc non réalisables au sens de l'OPF. Dans un réseau majoritairement importateur d'énergie, les consommateurs sont plus souvent impactés par un changement dans leur plan d'injection que les producteurs. Lorsqu'ils sont impactés, les acteurs, consommateurs comme producteurs, doivent totalement cesser d'échanger de l'énergie. Ce comportement découle de notre modélisation du comportement économique.

De plus, la forme de la distribution statistique choisie pour décrire les erreurs d'impédance ne semble pas impacter les résultats de l'OPF, caractériser l'erreur moyenne est suffisant. Enfin, le ratio entre producteurs et consommateurs dans un même voisinage affecte significativement la fréquence des violations et le *social welfare*. Une zone accueillant autant de productions que de consommations sera beaucoup moins impactée par les erreurs d'impédances, car les flux d'énergie qui restent locaux n'occasionnent pas de perte en ligne ce qui limite les chutes de tension.

APPRENTISSAGE DU PRIX D'ÉCHANGE AVEC UNE COMMAUTÉ

Plan du chapitre

1	Introduction	92
1.1	Résumé du chapitre	92
1.2	Motivations	92
2	Cas d'étude	94
2.1	Prix nodaux pour la gestion de réseau	94
2.2	Cas d'étude proposé	100
2.3	Cas d'étude simplifié	102
3	Méthodes de résolution	106
3.1	Objectifs	106
3.2	Formalisation : Processus de décision Markovien	107
3.3	Méthodes de résolution	111
4	Résultats et analyses	117
4.1	Séries temporelles	117
4.2	Vitesse d'apprentissage	118
4.3	Influence des paramètres de la récompense	119
4.4	Transfert de connaissances	122
5	Perspectives	124
5.1	Amélioration du cas test	124
5.2	Amélioration des algorithmes d'apprentissage	125
6	Conclusion	127

1 Introduction

1.1 Résumé du chapitre

La théorie des prix nodaux permet d'imaginer des pistes de gestion d'une poche de distribution. Leur détermination est complexe : il faut les donner en chacun des nombreux nœud du réseau de distribution, il faut connaître la topologie du réseau et les préférences des acteurs et il faut pouvoir s'adapter à une évolution rapide des comportements. Ils font donc l'objet d'une attention croissante dans la littérature.

Ce chapitre propose une formulation permettant d'adresser les difficultés liées aux incertitudes. Un cas d'étude est proposé sous la forme d'un processus de décision markovien pour lequel le GRD doit prédire les prix nodaux en fonction d'observations issues de capteurs. Formulé dans ce chapitre sous sa forme la plus simple, il pourra être aisément complexifié pour se rapprocher des contraintes réelles, en particulier celles liées à la grande dimension du problème.

Deux algorithmes de l'état de l'art de l'apprentissage par renforcement seront ensuite utilisés pour prouver la pertinence de la formulation. Les vitesses d'apprentissage et le transfert de l'apprentissage d'un cas d'étude à un autre seront analysés pour évaluer le volume de données nécessaire pour atteindre un certain niveau de performance.

1.2 Motivations

Du fait de la transition énergétique, les flux de puissance transitant par le réseau de distribution sont susceptibles d'augmenter significativement. En parallèle, cette transition fait émerger de nouveaux acteurs, les prosumers et ouvre de nouvelles possibilités d'échange. Or, l'organisation historiquement verticale et unidirectionnelle des systèmes électriques, structurée autour d'un marché de gros de l'électricité, n'est pas adaptée pour intégrer facilement les ressources énergétiques distribuées [Jin.2020]. Il est donc nécessaire d'imaginer un autre modèle afin d'éviter le foisonnement de réseaux autarciques qui pourraient se développer en marge du réseau national du fait que ce dernier ne permettrait pas leur intégration. C'est ainsi que de nouveaux concepts de fonctionnement ont émergé tels que les marchés locaux de l'énergie [Teotia.2017], les communautés énergétiques [Moroni.2019] et les marchés pair à pair (P2P) d'électricité [Sousa.2019] et les marchés de flexibilités [ENTSO-E.2021]. Dans ce contexte, il semble vraisemblable que les réseaux électriques deviennent des systèmes hétérogènes, où des communautés énergétiques coha-

biteraient avec le système centralisé conventionnel [Kerscher.2022].

Dans la littérature, plusieurs travaux ont abordé ce sujet. [Moret.2019] a formulé un marché communautaire faisant intervenir un agrégateur, [Morstyn.2019a] propose une plateforme de marché P2P et [Zepter.2019] introduit une plateforme d'échange qui réalise l'interface entre les communautés de prosumers et les marchés de gros.

Cependant, ces études ne prennent pas en compte les contraintes physiques du réseau électrique. Or, la gestion d'un tel système hétérogène nécessite l'élaboration de nouvelles règles de gestion, en particulier à propos de l'interaction entre un marché centralisé, une communauté énergétique et le gestionnaire du réseau – de transport ou de distribution [Bouloumpasis.2019]. En effet, le prix d'échange entre la communauté et le réseau principal doit tenir compte non seulement des coûts de production, mais également des contraintes d'acheminement telles que les congestions ou les limites de tension. Par conséquent, l'exploration approfondie de la relation des échanges d'énergie entre les communautés et le marché de gros est un sujet important.

Ce problème peut naturellement être résolu par une approche d'optimisation sous contrainte, potentiellement distribuée entre le gestionnaire du réseau et la communauté énergétique [Kargarian.2018]. Cependant, il serait alors nécessaire de prévoir des échanges d'information : soit les fonctions objectif des acteurs de la communauté, soit a minima un échange itératif des variables duales de l'optimisation [Le Goff Latimier.2022]. Le déploiement opérationnel d'une telle démarche serait donc confronté à des difficultés réglementaires et techniques. Il semblerait préférable que le gestionnaire du réseau puisse annoncer à la communauté le prix de l'énergie pour chaque pas de temps d'un horizon temporel afin de respecter ses contraintes physiques [Heydari.2020].

La structure de ce problème appelle donc à se tourner vers les méthodes d'apprentissage automatique telles que les réseaux de neurones ou l'apprentissage par renforcement. Une littérature riche et dynamique est actuellement consacrée à ces questions : résolution de l'optimal power flow (OPF) [Chatzos.2022], prévision des prix d'un marché de l'énergie [Lago.2021], régulation des congestions d'un réseau [Henry.2021]. Le positionnement de la présente contribution est d'investiguer le potentiel des méthodes d'apprentissage pour estimer les prix nodaux mais ils sont difficiles à calculer dans le réseau de distribution : la topologie et les impédances du réseau sont méconnues ; les préférences des acteurs ne sont pas définies ou gardées privées ; les acteurs sont nombreux.

Du point de vue du gestionnaire, le réseau est un système bouclé, partiellement observable via les *Smart meters*, dont la dynamique n'est pas connue, mais qu'il est possible

d'influencer en modifiant séquentiellement le signal prix en fonction de l'état du réseau. Il s'agit donc d'un problème d'apprentissage automatique qui soulève les questions de recherche suivantes :

- comment modéliser un tel problème ?
- quelles méthodes permettent d'y répondre ?
- quel volume de données est nécessaire ? Pour quelles performances ?
- comment garantir la performance du contrôle obtenu ?
- les régulations obtenues pour une communauté, seront-elles transposables à d'autres ?

2 Cas d'étude

2.1 Prix nodaux pour la gestion de réseau

2.1.1 Calcul des prix nodaux

Les prix nodaux (PN) représentent le coût marginal de fourniture d'une unité supplémentaire d'électricité à un nœud spécifique, en tenant compte des coûts de production et des contraintes de transmission. Les PN sont les variables duales associées à une contrainte de l'OPF. Cette section explique comment les calculer.

On rappelle la formulation de l'OPF donnée au chapitre I.

$$\min_{s, S, W, J} \sum_{i \in \mathcal{N}} f_i(Re(s_i)) \quad (\text{III.1a})$$

$$\text{sous contraintes} \quad S_{ij} = s_i + \sum_{h: h \rightarrow i} (S_{hi} - z_{hi} J_{hi}), \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{III.1b})$$

$$W_i - W_j = 2Re(z_{ij} S_{ij}) - |z_{ij}|^2 J_{ij}, \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{III.1c})$$

$$J_{ij} \geq |S_{ij}|^2 / W_i, \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{III.1d})$$

$$[S_{ij}] \leq S_{ij} \leq [S_{ij}], \quad \forall (i, j) \in \mathcal{L}; \quad (\text{III.1e})$$

$$[W_i] \leq W_i \leq [W_i], \quad i \in \mathcal{N}_+; \quad (\text{III.1f})$$

$$[s_i] \leq s_i \leq [s_i], \quad i \in \mathcal{N}_+. \quad (\text{III.1g})$$

Variables duales : les variables duales, également connues sous le nom de multiplicateurs de Lagrange, apparaissent naturellement lorsque des méthodes de Lagrange ou de

dualité sont utilisées pour résoudre des problèmes d'optimisation sous contraintes. Notons $s = (s_1, \dots, s_n)$ les puissances apparentes injectées en chaque nœud et f la fonction à minimiser. L'OPF présenté dans l'équation (III.1) peut être décrit de manière condensée comme suit :

$$\min_s f(s) \quad (\text{III.2a})$$

$$\text{sous les contraintes } g_i(s) \leq 0 \quad \text{pour } i \in \llbracket 1, N_i \rrbracket \quad (\text{III.2b})$$

$$h_j(s) = 0 \quad \text{pour } j \in \llbracket 1, N_j \rrbracket \quad (\text{III.2c})$$

où les fonctions g_i représentent les N_i contraintes d'inégalité, et les fonctions h_j représentent les N_j contraintes d'égalité. Ce problème peut être résolu en utilisant les multiplicateurs de Lagrange : λ_i pour les contraintes d'inégalité ; μ_j pour les contraintes d'égalité. Le lagrangien associé au problème est défini comme suit :

$$L(s, \lambda, \mu) = f(s) + \sum_{i=1}^I \lambda_i g_i(s) + \sum_{j=1}^J \mu_j h_j(s) \quad (\text{III.3})$$

Nous ne discuterons que du rôle des λ_i car les μ_j jouent un rôle analogue. Les variables λ_i associées à la contrainte d'inégalité (III.2b) mesurent le taux de changement de la fonction objectif f par rapport à une modification marginale des contraintes g_i . Si à la fin de la résolution λ_i est positif, cela signifie que la contrainte g_i est active. Si $\lambda_i = 0$ alors la contrainte n'est pas active et le problème aurait la même solution avec ou sans cette contrainte. Ces variables peuvent être interprétées comme des prix (*Shadow prices* en anglais). Par exemple, si une contrainte n'est pas active alors elle n'engendre aucun surcoût, la variable duale associée vaut donc 0.

Application au calcul des prix nodaux Dans la littérature, les prix nodaux de l'énergie sont définis de deux manières distinctes, qui ne sont pas équivalentes. Ces deux définitions sont exposées ci-dessous. Selon [Luonan.2002], à l'endroit de la solution optimale $(s, \lambda, \mu)^*$, les PN peuvent être exprimés de la façon suivante :

$$pn_{p,i} = \frac{\partial L(s^*, \lambda^*, \mu^*)}{\partial p_i} \quad (\text{III.4a})$$

$$= \frac{\partial f(s^*)}{\partial p_i} + \sum_{i=1}^m \lambda_i \frac{\partial g_i(s^*)}{\partial p_i} + \sum_{j=1}^p \mu_j \frac{\partial h_j(s^*)}{\partial p_i} \quad (\text{III.4b})$$

$$pn_{q,i} = \frac{\partial L(s^*, \lambda^*, \mu^*)}{\partial q_i} \quad (\text{III.5a})$$

$$= \frac{\partial f(s^*)}{\partial q_i} + \sum_{i=1}^m \lambda_i \frac{\partial g_i(s^*)}{\partial q_i} + \sum_{j=1}^p \mu_j \frac{\partial h_j(s^*)}{\partial q_i} \quad (\text{III.5b})$$

où $pn_{p,i}$ et $pn_{q,i}$ sont respectivement les prix nodaux associés à l'injection de puissance active et réactive au nœud i . Dans la suite du manuscrit, nous n'étudierons que les prix nodaux liés aux échanges de puissance active, notés pn_i , car la puissance réactive n'est à l'heure actuelle pas facturée ni contrôlée pour les petits acteurs du réseau de distribution.

L'expression (III.4b) permet d'étudier la contribution de chacune des contraintes aux PN – coût de production, congestion, tension – et ainsi de pouvoir les interpréter, mais elle n'est pas utile en pratique, car les g_i et h_i ne peuvent pas être exprimé directement en fonction des p_i . Par exemple, il est très difficile¹ de quantifier comment la variation d'une injection va impacter la tension en un noeud diamétralement opposé.

La deuxième méthode de calcul des prix nodaux est donnée par [Orfanogianni.2007]. Selon lui, les prix nodaux sont les variables duales associées aux contraintes d'équilibre de puissance active d'un problème d'optimisation qui minimise la somme des coûts de l'ensemble des acteurs. Les PN sont donc les variables duales de l'équation (I.1b) du problème d'optimisation (I.1) (voir fomulation de l'OPF au chapitre I, page 37). Nous utiliserons cette définition. Ces résultats ont permis l'implémentation des PN sur les marchés européen et état-uniens (voir [Oren.1995 ; Antonopoulos.2020] pour un historique complet). Notons que sur le réseau de transport, les modèles utilisés sont généralement linéarisés et sans pertes. Ils ne permettent donc pas la prise en compte des limites de tension.

Calcul des PN dans le réseau de distribution : [Sotkiewicz.2006] est le premier à proposer l'utilisation des *Distribution Locational Marginal Prices* (DLMP) comme moyen de gestion à l'échelle du réseau de distribution. Ils permettraient d'inciter à l'efficacité

1. sans linéariser les équations

énergétique en limitant les pertes dans le réseau, en promouvant les énergies renouvelables et en prévenant les risques de congestion et de sur-tension. Cependant, étudier les DLMP suppose l'existence de marché à cette échelle et de fonctions d'utilité à la maille individuelle dont la pertinence a déjà été discutée dans la section II.4.3.3. Dans la suite de l'exposé, nous considérerons donc un marché de distribution. Il sera nécessairement couplé au marché de transport, les DLMP devront donc être calculés en prenant en compte cette interface. [Papavasiliou.2018 ; Wang.2023] propose la méthode suivante :

1. résolution du marché sur le réseau de transport en agrégeant les consommateurs des poches de distribution de sorte à ne considérer qu'un nœud par poche.
2. calcul des PN dans le réseau de distribution en négligeant le réseau de transport.
3. ajout des PN à l'échelle du réseau de distribution et de transport pour obtenir les DLMP.

Cette méthode suppose d'être capable de calculer les PN à l'échelle du réseau de distribution. [Papavasiliou.2018] propose d'étendre la méthode proposée par [Orfanogianni.2007] à la formulation OPF-SOC rappelé dans l'équation (III.1). Comme pour la formulation non relaxée, les prix nodaux peuvent être obtenus en extrayant les variables duales de l'équation (III.1b), c'est ce que nous avons fait dans ce manuscrit.

2.1.2 Limites de l'approche

Les DLMP sont calculés à partir des variables duales au point d'opération optimal. La résolution de l'OPF est donc une condition préalable à l'obtention des DLMP, or il est impossible à résoudre en pratique à l'heure actuelle pour trois raisons.

1. Les acteurs du réseau, producteurs comme consommateurs, peuvent souhaiter garder leurs préférences privées. Les fonctions utilités ne sont donc pas accessibles au GRD qui ne peut donc pas calculer l'OPF.
2. Le réseau de distribution n'est pas parfaitement connu (chapitre II). L'incertitude sur la topologie et les valeurs des impédances rend beaucoup plus complexe la formulation de l'OPF.
3. L'OPF est un problème non convexe en grande dimension (section I.5). Bien qu'il puisse être convexifié dans les réseaux de distribution, sa résolution dans le réseau de distribution implique tout de même des centaines voire des milliers de variables.

Les acteurs pourraient garder leurs préférences privées en s'appuyant sur des méthodes de résolutions distribuées [Wang.2023]. [Kargarian.2018 ; Baroche.2020] ont par exemple

proposé des résolutions de l'OPF basé sur l'*Alternating Direction Method of Multipliers* (ADMM). Cependant, ces algorithmes de résolutions partagés sont itératifs et nécessitent l'échange d'information (les variables duales) pour converger [Le Goff Latimier.2022]. Un acteur malveillant pourrait reconstruire ces préférences. De plus cette approche ignore la méconnaissance des réseaux.

Pour pallier cette méconnaissance, des OPF robustes pourraient être conçus (section II.6.2.2). La formulation proposée devrait considérer, non seulement les incertitudes du réseau, mais aussi celles liées aux préférences des acteurs. Ces préférences devraient être estimées à partir d'observations. La structure de ce problème appelle donc naturellement à se tourner vers les méthodes d'apprentissage automatique.

Les méthodes basées sur les données permettraient de prendre en compte les spécificités du réseau de distribution. En effet, bien que ces réseaux partagent des structures communes –topologie, puissance, sources d'incertitude (section I.3.2)–, les acteurs impliqués et indirectement les flexibilités mobilisables, varient considérablement en fonction du contexte socio-économique de la poche étudiée [Heinrich.2022]. L'expertise des GRD locaux pourrait être insuffisante et serait renforcée par les apports récents de l'apprentissage automatique.

2.1.3 Méthodes proposées dans la littérature

Les méthodes d'apprentissages automatiques (communément appelée intelligence artificielle) permettent d'exploiter une grande quantité de données historiques et fournir des approximations extrêmement rapides et fiables de l'OPF. Une littérature riche et dynamique est actuellement consacrée à ces questions, nous ne serons donc pas exhaustifs.

[Chatzos.2022] propose un modèle conçu pour les réseaux faiblement maillés, structuré en deux phases d'apprentissage. La première phase vise à déterminer les flux entre deux régions du réseau reliées par une unique ligne, tandis que la seconde prédit l'état de chaque sous-réseau. L'algorithme est entraîné non seulement sur l'état du réseau, mais aussi sur les variables duales, ce qui, selon l'auteur, permet de réduire les violations de contraintes. Bien que cette méthode d'apprentissage offre un accès direct aux prix nodaux, elle ne convient pas à notre application. En effet, les données d'entraînement sont générées par des simulations du réseau. Or, si une simulation est déjà disponible, l'unique avantage de l'algorithme est de réduire le temps de calcul de l'OPF. De plus, le modèle entraîné – basé sur un réseau de neurones totalement connecté – ne peut pas généraliser l'apprentissage à de nouveaux réseaux électriques sans recommencer l'apprentissage depuis le début.

Pour remédier à ce problème, de nombreuses contributions se sont orientées vers les *graph neural networks* (GNN). Ces modèles prennent en entrée la topologie d'un graphe et les caractéristiques associées à chaque nœud, et produisent en sortie le même graphe avec des caractéristiques mises à jour. Le processus d'apprentissage consiste à élaborer des règles permettant de construire les caractéristiques de sortie à partir de celles d'entrée. Les GNN sont particulièrement adaptés à la résolution de problèmes tels que l'OPF : les données d'entrée sont la topologie du réseau et les préférences individuelles des acteurs à chaque nœud, tandis que les sorties sont les tensions et les courants. La fonction apprise par le modèle se généralise à tout type de réseau — à condition de disposer d'une base de données représentative — car l'apprentissage concerne la méthode de mise à jour des propriétés des nœuds, et non l'application à une topologie spécifique. [Owerko.2020] a été le premier à tester ces modèles, montrant comment ils peuvent être utilisés pour approximer des OPF dans des situations où les solveurs classiques sont trop lents. [Liu.2023] propose un GNN dont l'apprentissage se fait directement sur les variables duales et les tensions, qui sont fortement corrélées entre nœuds voisins, améliorant ainsi la rapidité et les performances de l'apprentissage. Il convient de noter que cette approche ne traite pas spécifiquement des réseaux de distribution. Une amélioration basée sur la relation de récurrence identifiée par [Papavasiliou.2018] (comme discuté plus haut) constituerait une avancée notable.

Ces méthodes, aussi performantes soient-elles, ne traitent qu'une partie du problème. Le réseau n'étant pas parfaitement connu, la première étape de la résolution doit consister à déterminer sa topologie. [Dehmamy.2019; Attar.2023] proposent des méthodes permettant l'apprentissage de graphes, mais elles n'ont pas été appliquées aux réseaux électriques. [Deka.2024] présente la littérature d'estimation d'état et de topologie appliquées aux réseaux de distribution, mais aucune ne permet de reconstruire un réseau en grande dimension ou triphasé.

Une autre approche consiste à prédire directement les signaux à envoyer à chaque nœud. [Lago.2021] réalise un état de l'art des méthodes de prévision des prix du marché de l'énergie européen. La comparaison d'une dizaine d'algorithmes y est réalisée sur un cas test [open source](#) qui pourra servir de références pour les études futures. Ces méthodes permettent aux acteurs du réseau de connaître des prix futurs et ainsi de mieux gérer leur énergie. Elles ne sont donc pas à destination du gestionnaire, car l'interdépendance entre les prix et les échanges de puissance via le comportement des acteurs n'est pas prise en compte.

Les interactions entre gestionnaires et flexibilités ont récemment été prises en compte via des approches basées sur l'apprentissage par renforcement. [Petrusev.2023] propose une étude dans laquelle le gestionnaire doit contrôler des batteries distribuées pour atténuer les violations de tension dans un RD aux impédances mal connues. Les flexibilités sont supposées parfaitement commandables. [Donon.2024] utilise un *Graph neural network* pour estimer la topologie d'un réseau de transport et ainsi décider des tensions à imposer en chaque nœud en fonction des tensions observées. [Kumar.2024] propose une stratégie d'élaboration du prix en temps réel, pour inciter les consommateurs à diminuer leur pic de consommation. Le signal est adapté en fonction de leurs comportements, mais ne prend pas directement en compte l'état du réseau. Enfin, [Henry.2021] met à disposition un cas test open source nommé [Gym-ANM](#) dont le but est de modéliser un réseau de distribution actif sous la forme d'un processus de décision markovien pour qu'il puisse être résolu par des méthodes d'apprentissage par renforcement. Le réseau y est modélisé comme étant parfaitement observable et les flexibilités contrôlables.

Nous proposons une approche similaire, mais en adoptant une perspective originale centrée sur les variables duales. L'objectif est de prédire les prix nodaux plutôt que de se focaliser sur les variables de contrôle direct qui sont rarement accessibles sur le réseau de distribution. Les détails du cas test proposé sont présentés dans la section suivante.

2.2 Cas d'étude proposé

Nous proposons d'étudier le cas test illustré dans la figure III.1 et regroupant les quatre difficultés suivantes :

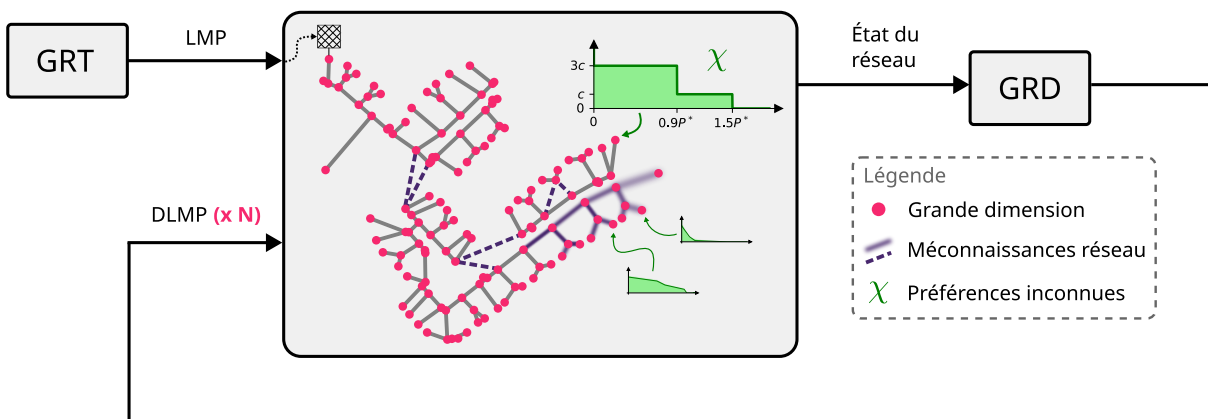


FIGURE III.1 – Illustration du cas test proposé.

1. acteurs aux préférences privées, dynamiques des échanges inconnues
2. méconnaissance du réseau (topologie et impédance des lignes)
3. grand nombre de nœuds
4. couplage entre les signaux du GRD et le comportement des acteurs

L'objectif du GRD est de déterminer le DLMP en chaque nœud, de sorte à maintenir l'intégrité du réseau. Pour ce faire, il s'appuiera exclusivement sur les données provenant de capteurs déployés sur le réseau. Ces capteurs pourraient, par exemple, être des compteurs Linky équipés d'un module de connexion Internet, permettant la transmission de données en temps réel. Il n'est pas nécessaire d'équiper tous les compteurs Linky ; seuls ceux situés à des points stratégiques seraient concernés. Ces données sont résumées sous le terme "état du réseau".

Formulé ainsi, il est très difficile à résoudre. Aussi, nous proposons de le simplifier pour pouvoir analyser les résultats plus simplement.

2.2.1 Grande dimension

Au lieu de considérer un réseau comptant des centaines de nœuds, nous décidons d'agréger l'ensemble des acteurs d'une poche de distribution. La gestion du réseau se résume alors à la gestion d'une ligne. La généralisation de l'apprentissage à N nœuds sera traité au chapitre IV.

2.2.2 Préférences inconnues

En ne considérant qu'une ligne, les acteurs de la poche de distribution pourraient être agrégés et assimilés à un acteur de plus forte puissance. Cette simplification masquerait les préférences hétérogènes et inconnues. Pour garder ce comportement incertain, nous décidons de modéliser la poche de distribution comme une communauté énergétique (voir section I.3.3). Cette communauté aurait ses propres règles de marché et n'interagirait avec le réseau principal que pour des échanges de puissance n'ayant pas pu être satisfaits autrement. Il existe une grande diversité de structure de marché. Pour étudier l'interaction entre le GRD et la communauté, nous avons fait le choix suivant.

Supposons que les acteurs de cette communauté décident d'avoir un comportement optimal, ils appliqueront donc l'OPF. Supposons maintenant que ces acteurs ne se préoccupent pas des contraintes réseau dans leur poche de distribution. Dans ce cas, ils seraient amenés à implémenter un OPF sur un réseau dit "plaque de cuivre". Le problème de répar-

tition de la puissance minimisant les coûts de chaque acteur et sans contrainte réseau est bien connu et se nomme **ordre de mérite** (*Merit order* en Anglais). Nous considérons donc que la communauté énergétique implémente l'ordre de mérite dans une structure de marché *pay-as-clear* dans laquelle les consommateurs et les producteurs échangent de l'énergie au prix d'équilibre. Le cas d'un marché *pay-as-bid* n'est pas étudié ici.

En pratique, les communautés énergétiques ne seront pas nécessairement constituées d'acteurs proches géographiquement et pourront donc avoir de multiples points de connexion avec le réseau [Gjorgievski.2021]. Dans le cadre de ce chapitre, nous considérons que ce type de communauté peut être vu comme une somme de communautés ayant chacune un unique point de connexion. Elles peuvent donc être traitées séparément en séparant le marché principal en plusieurs marchés distincts.

2.2.3 Connaissance imparfaite du réseau

Le chapitre II a traité le problème de méconnaissance des impédances sous l'angle de l'OPF. Il a permis de déterminer un abaque des performances maximales accessibles en fonction du degré d'incertitude. Il est donc admis que la stratégie appliquée ici ne pourra pas être optimale.

Le nouveau cas test ne considérant qu'un nœud, le caractère incertain de la topologie ne sera pas traité ici. Cependant, la méthode proposée est agnostique vis-à-vis de la structure du réseau, car les données issues des capteurs ne sont pas structurées.

2.3 Cas d'étude simplifié

2.3.1 Notations

La figure III.2 présente le cas d'étude simplifié. Une communauté énergétique, noté Ψ , est connectée physiquement au réseau principal en un seul point. Elle accueille des productions renouvelables distribuées, des consommations non flexibles ainsi que des consommations flexibles. Son interconnexion avec le réseau principal est une ligne dont la contrainte de puissance maximale $[P_l]$ sera sollicitée. L'objectif de ce cas d'étude est d'ajuster le prix d'échange entre la communauté et le marché extérieur afin de garantir le respect de la capacité de cette ligne.

La communauté énergétique est composée de trois types d'acteurs : des foyers, des véhicules électriques (VE) et des panneaux photovoltaïques (PV). Pour créer une nouvelle communauté, nous spécifions le nombre de chaque type d'acteur ($N_{\text{foyer}}; N_{VE}; N_{PV}$), puis

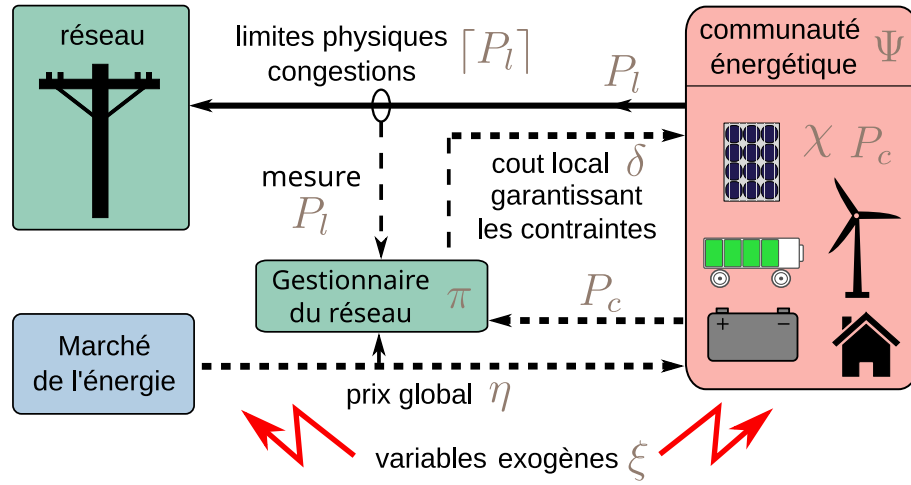


FIGURE III.2 – Configuration considérée pour le cas d'étude : une communauté énergétique Ψ est reliée au réseau principal par une ligne dont la capacité maximale $[P_l]$ sera sollicitée. Le gestionnaire du réseau peut diminuer les échanges P_l dans la ligne en augmentant son coût d'utilisation δ . Il favorise ainsi les échanges intracommunautaires P_c . Le prix du marché η et le comportement économique des acteurs χ_i varient de manière stochastique. Ils peuvent être expliqués par les variables cachées exogènes ξ et par le temps t .

nous tirons au sort le comportement économique (noté χ_i) de chacun des acteurs i (détails section III.2.3.3). Les χ_i restent fixés pour toute la simulation, *i.e.* le comportement économique des acteurs n'évolue pas dans le temps. On note N_a le nombre total d'acteurs dans la communauté.

Les puissances que chaque acteur souhaite échanger sont déterminées par des séries temporelles de production et de consommation (détails section III.2.3.3). On note $P_i^{[t]}$ la puissance que souhaite échanger l'acteur i au temps t . On note respectivement $P_c^{[t]}$ et $P_l^{[t]}$ la somme des puissances échangées au sein de la communauté et à travers l'interconnexion. Les variations de puissance de chaque acteur sont régies par des phénomènes exogènes ξ – l'heure de la journée, la saison, la température, etc. – qui ne sont pas renseignés dans la base de données. Cette formulation offre deux difficultés d'intérêt : d'une part, les puissances des acteurs de la communauté sont privées, elles doivent donc être estimées. D'autre part, le prix δ imposé par le GR modifie ces puissances, ce qui rend la tâche de prévision plus complexe. La formalisation du problème, en particulier la détermination du prix d'échange, sera détaillée dans la section III.2.3.2.

2.3.2 Fonctionnement des échanges dans la communauté

Les échanges dans la communauté énergétique se font via l'ordre de mérite². La figure III.3 présente son fonctionnement et la manière dont il est affecté par l'évolution du prix d'utilisation de la ligne. Les offres de consommation (en orange) sont classées par ordre croissant du prix d'achat – plus un consommateur est prêt à acheter cher, plus il a de chance de voir sa demande satisfaite. Les offres de production sont classées par ordre décroissant – les producteurs les moins chers seront sélectionnés en premier.

Trois ordres de mérite sont représentés : **A** Communauté seule ; **B** échangeant avec le réseau extérieur sans contraintes de capacité et **C** incluant le coût imposé par le GR. Chaque ordre de mérite est associé à un point d'équilibre (couple prix/puissance échangée) représenté par un cercle sur la figure :

- Ⓐ aucune puissance ne transite dans l'interconnexion, environ 80 kW sont échangés dans la communauté.
- Ⓑ le réseau de puissance infinie propose d'acheter ou de vendre l'énergie au prix de 0.25 €/kWh : tous les consommateurs (resp. producteur) souhaitant acheter (resp. vendre) à un prix inférieur (resp. supérieur) ne seront pas sélectionnés dans l'ordre de mérite et n'échangeront aucune puissance. Dans ce cas, environ 120 kW sont échangés : 20 kW consommés localement et 100 kW exportés vers le réseau. Or l'interconnexion a une capacité de 50 kW (représenté par la zone **verte**), il y a donc une congestion de 50 kW (zone **rouge**).
- Ⓒ le GR impose un coût d'utilisation de la ligne, noté δ . Dans cet exemple, il vaut $\delta = 0.1 \text{ €/kWh}$. Les prix proposés par les consommateurs et les producteurs du réseau extérieur vont donc évoluer. Les consommateurs extérieurs avaient initialement un prix de 0.25 €/kWh, ils souhaitent toujours acheter à ce prix, mais doivent désormais payer 0.1 €/kWh supplémentaire. Ils doivent donc acheter l'énergie à 0.15 €/kWh auprès de la communauté. De même, les producteurs extérieurs souhaitant vendre à la communauté ne changent pas leur prix, un acheteur de la communauté doit donc payer le prix de l'énergie fixé par le producteur (0.25 €/kWh) et le coût d'acheminement de 0.1 €/kWh. En conclusion, du point de vue de la communauté, le coût d'utilisation de la ligne diminue (resp. augmente) le prix d'échange avec les consommateurs (resp. producteurs) du réseau extérieur. Plus de puissance est échangée dans la communauté et donc moins dans l'interconnexion : la congestion

2. Explications vidéo lors de la soutenance, minute 20 :00, [Chérot.2024].

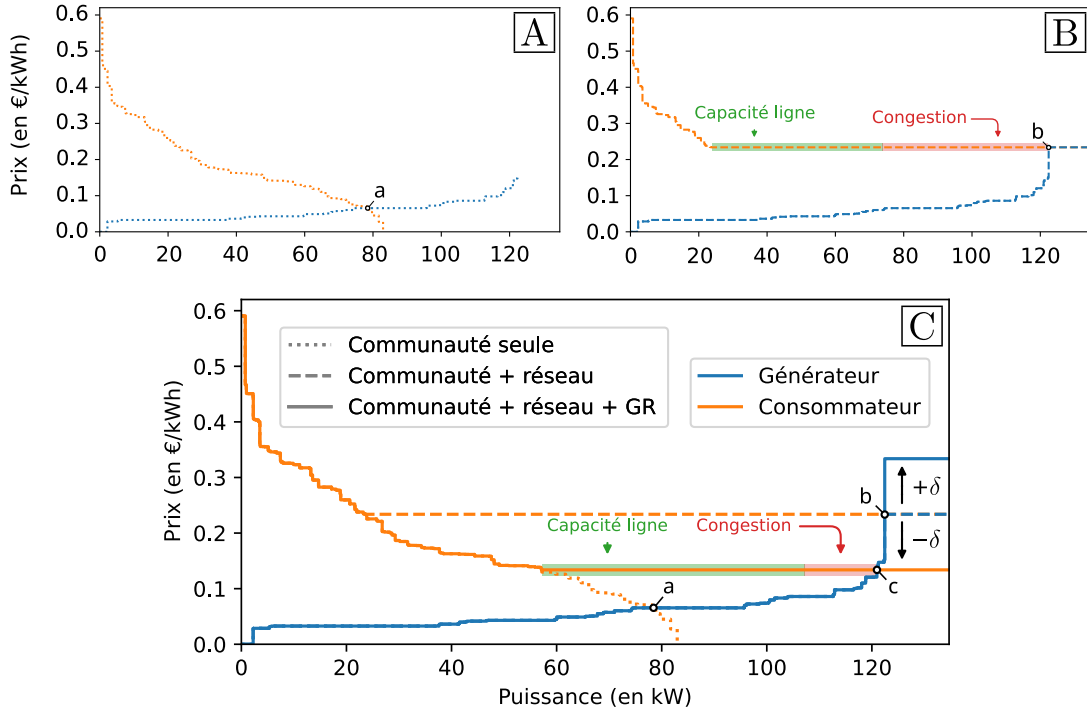


FIGURE III.3 – Influence du coût d'utilisation de la ligne δ sur l'ordre de mérite de la communauté. Les ordres de mérite des consommateurs et des générateurs sont respectivement tracés en orange et en bleu. Ils sont modifiés en fonction des acteurs considérés : communauté, réseau et GR. (a), (b) et (c) représentent les différents points d'équilibre en fonction des acteurs considérés. Les zones verte et rouge représentent respectivement la limite de puissance $[P_l]$ et le surplus de puissance $||P_l| - |P_l||$ dans l'interconnexion.

diminue. En augmentant encore le coût, la congestion diminuerait jusqu'à devenir absente. La puissance échangée serait inférieure ou égale à la capacité de la ligne.

L'objectif du GR est de maintenir l'intégrité du réseau tout en minimisant son impact sur les échanges de puissance. On observe que la puissance transitant dans la ligne décroît de façon monotone quand le coût augmente. Un GR omniscient connaissant les préférences de chaque acteur et donc capable de calculer l'ordre de mérite peut donc aisément calculer le coût optimal d'utilisation de la ligne δ_* .

En pratique, deux facteurs limitent le calcul de δ_* . D'une part, il existe une latence entre la mesure des grandeurs du réseau et l'envoi d'un nouveau coût. Les algorithmes proposés seront donc comparés à un GRD "avec retard" qui appliquera au temps $t + \Delta t$ la stratégie optimale $\delta_*^{[t]}$ calculé en t . D'autre part, les préférences des acteurs sont souvent inconnues. Il est alors impossible de calculer l'ordre de mérite et le δ_* associé. Seuls la puissance transitant dans l'interconnexion et le prix du marché de l'énergie sont connus.

	μ (€/kWh)	σ (€/kWh)	Nombre d'acteurs
Foyer	0.25	0.10	40
VE	0.15	0.05	10
PV	0.08	0.02	30

TABLE III.1 – Valeurs utilisées pour la création du cas test.

Notons que le rôle du GRD est uniquement de prédire les δ_* , les prix de l'énergie sont ici imposés par le réseau principal. Les acteurs de la communauté échangent donc avec le réseau à un prix étant la somme du prix SPOT (LMP) et du prix δ_* . Le prix au nœud est donc bien un DLMP.

2.3.3 Bases de données et détails de simulation

Topologie et réseau : Les échanges de puissance interne à la communauté ne sont pas étudiés. Le réseau reliant les acteurs est donc une plaque de cuivre de résistance nulle. La seule contrainte provient de l'interconnexion. Elle a une capacité de 50 kW.

Série temporelle : Nous utilisons les mêmes bases de données pour les séries temporelles que celles données dans la section II.4.3.3.

Modélisation du comportement économique : La modélisation économique des acteurs est également identique à celle donnée dans la section II.4.3.3. Le nombre de chaque type d'acteur et leurs coûts sont donnés dans le tableau III.1.

3 Méthodes de résolution

3.1 Objectifs

La section précédente introduit la notion de communauté énergétique dans lesquels des flexibilités distribuées interagissent entre elles selon des règles gardées privées et avec le réseau via leurs injections de puissance et le prix nodal. Du point de vue du gestionnaire, il s'agit d'un système possédant une boucle de rétroaction, dont la dynamique n'est pas connue, mais qu'il est possible d'influencer en modifiant séquentiellement le signal prix en fonction de l'état du réseau.

Ce type de situation ne peut pas être résolu par la théorie de l'automatique, car celle-ci nécessiterait un modèle de l'environnement et des acteurs qui le composent. Il ne s'agit pas non plus d'un problème de prévision, car la dynamique du système est intrinsèquement bouclée : les prix influencent les échanges de puissance et inversement. Étant donné que les comportements des acteurs ne sont pas connus à l'avance, il est indispensable d'adopter une approche d'essai-erreur, permettant d'affiner progressivement le modèle et la dynamique du système au fur et à mesure de l'apprentissage.

Seul l'apprentissage par renforcement (RL pour *Reinforcement Learning*) peut traiter ces questions de prises de décision séquentielle. Cette section sera dédiée à la formalisation de ce problème pour qu'il soit soluble par une approche RL. Nous utiliserons les mêmes notations que [Sutton.2020], l'ouvrage de référence de ce domaine.

3.2 Formalisation : Processus de décision Markovien

3.2.1 Définition d'un processus de décision Markovien

Les MDP (*Markov Decision Process*) permettent de décrire des systèmes dans lesquels un **agent** interagit avec son **environnement** par le biais d'**actions**. L'environnement est décrit par son **état**, celui-ci change en fonction des états précédents et des actions effectuées par l'agent. Après chaque action, l'agent est informé du nouvel état de l'environnement et reçoit une **récompense** associée à cette transition.

On peut résumer la situation par la figure III.4 :

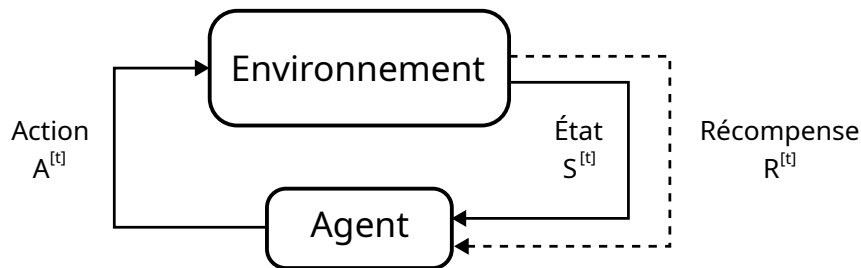


FIGURE III.4 – Interaction agent/environnement. Trois informations sont échangées à chaque itération : l'état, la récompense et l'action.

De manière plus formelle, soit \mathcal{S} l'ensemble des états possibles du système, $\mathcal{R} \subset \mathbb{R}$ l'ensemble des récompenses et $\mathcal{A}(s)$ l'ensemble des actions possibles à partir de l'état de $s \in \mathcal{S}$. À chaque pas de temps $t = 0, 1, 2, \dots$, l'agent observe trois variables aléatoires : l'état $S^{[t]} \in \mathcal{S}$ de l'environnement, il effectue une action $A^{[t]} \in \mathcal{A}(S^{[t]})$ et observe le nouvel état

$S^{[t+1]}$ et la récompense associée $R^{[t]}(S^{[t]}, A^{[t]})$. Les états, actions et récompenses peuvent être continus ou discrets.

L'évolution des variables aléatoires $R^{[t]}$ et $S^{[t]}$ doit dépendre uniquement de l'état $S^{[t-1]}$ et de l'action précédente $A^{[t-1]}$. On peut donc décrire l'évolution du système uniquement grâce à une fonction de ces quatre variables. On note (III.6) la probabilité de transition de l'état $S^{[t-1]} = s$ à $S^{[t]} = s'$ en effectuant l'action $A^{[t-1]} = a$ et en observant la récompense $R^{[t]} = r$.

$$\mathbb{P}(S^{[t]} = s', R^{[t]} = r | S^{[t-1]} = s, A^{[t-1]} = a) = p(s', r | s, a) \quad (\text{III.6})$$

Ici, p est une distribution de probabilité donc,

$$\forall s \in \mathcal{S}, \forall a \in \mathcal{A}, \sum_{s' \in \mathcal{S}} \sum_{r \in \mathcal{R}} p(s', r | s, a) = 1 \quad (\text{III.7})$$

On peut donc modéliser l'environnement comme une boîte noire, dont la dynamique est donnée par f_{dyn} . Connaissant l'état du système $s \in \mathcal{S}$ et l'action effectuée $a \in \mathcal{A}$, l'environnement donne l'état suivant $s' \in \mathcal{S}$ et la récompense associée à la transition $r \in \mathcal{R}$:

$$f_{dyn}(s, a) = (s', r) \text{ avec } (s', r) \sim p(\cdot | s, a) \quad (\text{III.8})$$

3.2.2 Politiques

On appelle politique la fonction qui associe un état à une action. On la note :

$$\begin{aligned} \pi : \mathcal{S} &\rightarrow \mathcal{A} \\ s &\longmapsto a = \pi(s) \end{aligned} \quad (\text{III.9})$$

L'objectif de l'agent est de déterminer une politique qui maximise ses récompenses. Elle peut être aléatoire ou déterministe et n'est pas forcément unique.

Lorsqu'un agent suit une politique π , il effectue une suite d'action dans le temps $\{A^{[1]}, \dots, A^{[n]}\}$. Il observe alors une suite d'état et de coût appelé trajectoire : $\{S^{[1]}, C^{[1]}, \dots, S^{[n]}, C^{[n]}\}$. Bien que la politique soit déterministe, cette trajectoire est stochastique car l'environnement est stochastique.

3.2.3 Application au cas d'étude simplifié

Processus de décision Markovien : dans le contexte de ce manuscrit, l'agent est représenté par le GRD et l'environnement par tout ce qui lui est extérieur, *i.e.* le réseau, les consommateurs, les producteurs, le GRT, les conditions météo, etc...

Le schéma d'apprentissage est donné en figure III.5. À chaque instant t , le GRD doit choisir un coût d'utilisation de la ligne $\delta^{[t+1]}$ basé sur les observations issues de ses capteurs notés $O^{[t]}$ mesurés au pas de t : le prix du marché européen $\eta^{[t]}$, le coût de l'interconnexion $\delta^{[t]}$, la puissance transitant par l'interconnexion $P_l^{[t]}$, la puissance totale échangée dans la communauté $P_c^{[t]}$ et le temps t . Notons que les observations sont normées entre -1 et 1 pour faciliter l'apprentissage. Sa stratégie (ou politique) est notée $\pi(O^{[t]}) = \delta^{[t]}$.

Notons déjà une limite à cette formulation. Pour rentrer parfaitement dans le cadre des MDP, l'agent doit observer directement l'état du système. Or ici, il n'a accès qu'à une observation partielle de cet état comme l'illustre l'équation (III.10). Par exemple, il n'observe pas la courbe de l'ordre de mérite ni les préférences individuelles χ_i . De plus, les préférences de la communauté dépendent de facteurs exogènes (notés ξ) qui rendent une partie des transitions non explicables. Cela n'invalide pas l'approche par renforcement, mais la rend plus complexe : nous devons résoudre un *Partially Observable MDP* (POMDP). Nous verrons en perspective (section III.5.2.1) des pistes permettant de faciliter l'apprentissage.

$$s^{[t]} = \begin{bmatrix} \delta^{[t]} \\ \eta^{[t]} \\ (P_1^{*[t]}, \dots, P_n^{*[t]}) \\ (\chi_1^{[t]}, \dots, \chi_n^{[t]}) \\ \xi^{[t]} \end{bmatrix}, \quad o^{[t]} = \begin{bmatrix} \delta^{[t]} \\ \eta^{[t]} \\ P_l^{[t]} \\ P_c^{[t]} \\ t \end{bmatrix} \quad (\text{III.10})$$

Récompense : l'objectif du GR est de maintenir l'intégrité du réseau tout en minimisant son impact sur les échanges de puissance. La conception de signaux de récompense est une discipline complexe basée sur l'expérience et l'expertise plus que sur une méthode formelle. [Silver.2021] propose une analyse détaillée, fortement critiquée par [Vamplew.2022]. Les consignes de [Sutton.2020] sont les plus consensuelles, elles sont les suivantes.

- Les récompenses doivent être alignées avec l'objectif de l'agent. Il faut éviter les incitations basées sur l'intuition humaine.

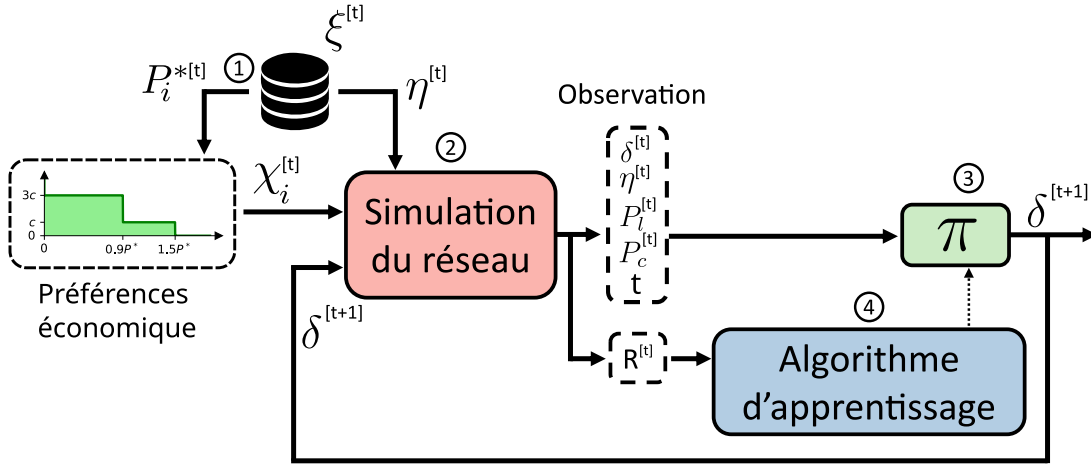


FIGURE III.5 – Apprentissage par renforcement du coût d'utilisation de la ligne. ① Les puissances désirées par chaque acteur à l'instant t – noté $P_i^{*[t]}$ – issues d'une base de données sont transmises à la communauté énergétique. Elle donne en retour les préférences économiques $\chi_i^{[t]}$ de chaque acteur. ② Ces préférences $\chi_i^{[t]}$, accompagnés du prix du réseau $\eta^{[t]}$ et du coût d'utilisation de la ligne $\delta^{[t]}$ permettent de calculer l'ordre de mérite et d'en déduire le vecteur d'observation $O^{[t]}$. ③ L'observation est transmise au GR pour qu'il déduise le prochain prix $\delta^{[t+1]}$. ④ En parallèle, un algorithme d'apprentissage améliore les performances du contrôleur grâce à un signal de récompense pénalisant les violations des contraintes.

- La forme de la récompense doit être simple, sans quoi l'agent pourrait exploiter des failles négligées par l'ingénieur.
- Si possible, les récompenses doivent intervenir régulièrement. Si les récompenses futures peuvent être calculées à l'instant t avec certitude, il faut donner cette récompense.
- Deux situations aux résultats proches doivent avoir des récompenses proches.

La récompense est sans unité, sa forme est donnée par l'équation (III.11). S'il n'y a pas de congestion, la récompense est proportionnelle aux échanges dans la ligne. L'agent est donc incité à augmenter les échanges en diminuant le prix d'utilisation de la ligne. Dans le cas extrême, le prix d'utilisation est nul, l'agent n'influence pas les échanges. Les congestions sont pénalisées par une récompense négative, proportionnelle à l'amplitude de celle-ci. Plus la congestion est importante, plus l'usure de la ligne est rapide et plus les risques d'incidents sont importants. À l'inverse, si la congestion est minimale, les risques et les coûts associés le sont aussi, la récompense est donc presque nulle. Ces deux termes sont pondérés par $\alpha \in [0, 1]$ kW^{-1} dont l'influence sera discutée dans la section III.4.3.

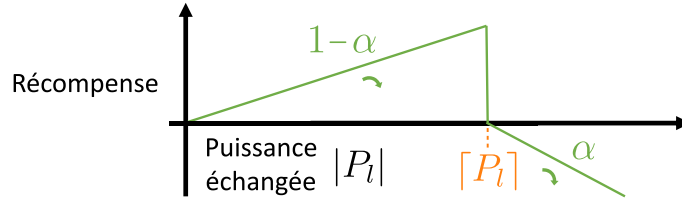


FIGURE III.6 – Forme de la fonction récompense. Quand α augmente, la puissance échangée est moins récompensée et la congestion plus pénalisée.

$$R = \begin{cases} (1 - \alpha) \cdot |P_l| & \text{si } |P_l| < [P_l] \\ -\alpha \cdot (|P_l| - [P_l]) & \text{sinon} \end{cases} \quad (\text{III.11})$$

3.3 Méthodes de résolution

3.3.1 Comment évaluer une politique ?

Fonction G : Dans la formulation MDP, les actions influencent non seulement les récompenses immédiates, mais aussi les récompenses futures à travers les états ultérieurs. La résolution des MDP nécessite d'avoir une fonction permettant d'estimer ces récompenses immédiates et différées.

Dans une première approche, cette fonction pourrait être la somme de toutes les récompenses observées depuis un état s . Mais cette définition ne fonctionnerait pas pour les tâches continues – n'ayant pas fin – car cela reviendrait à sommer une infinité de termes positifs. On introduit alors le facteur d'actualisation $\gamma \in [0, 1]$. On note C_k la variable aléatoire représentant la récompense observée par l'agent au pas de temps k . La récompense cumulée observée par l'agent à partir du temps t est donc :

$$G^{[t]} = \sum_{k=t}^T \gamma^{k-t} R_k \quad (\text{III.12})$$

Cette définition couvre les cas à horizon fini et infini :

- si le problème a un horizon fini, $\gamma = 1$.
- si le problème est à horizon infini, $\gamma \in [0, 1[$ et $T = \infty$.

Dans le cadre de ce manuscrit, le problème est à horizon infini, on considérera donc toujours $T = \infty$ et $\gamma < 1$. Notons que la valeur de G est très dépendante du facteur

d'actualisation γ . Plus γ est proche de 1 plus les récompenses lointaines sont prise en compte et donc plus la valeur de G sera élevée. γ est donc un compromis entre récompenses à court et long terme.

Dans ce manuscrit, nous supposons que le coût des congestions tel qu'exprimé dans la fonction récompense de l'équation (III.11) prend déjà en compte les coûts à long terme. Le facteur d'actualisation doit alors seulement refléter l'inertie du comportement des acteurs. Il est d'usage de poser $\gamma = 0.99$ [Sutton.2020 ; Henry.2021 ; Petrushev.2023]. Dans ce cas, les 60 pas de temps suivant une action contribuent pour 45 % de la fonction G (voir en annexe VI.5 pour le détail du calcul). Notre simulation étant au pas de temps minute, l'heure de simulation suivant une action de l'agent compte pour moitié dans ses récompenses futures estimées. Ce compromis nous semble raisonnable et ne sera pas plus discuté. En particulier, aucune analyse de sensibilité n'a été réalisée avec ce paramètre.

Fonction $v_\pi(s)$: $G^{[t]}$ est une variable aléatoire, elle représente les récompenses observées par un agent à partir du temps t . Dans le cas de notre problème d'optimisation, on cherche à maximiser la récompense moyenne, donc l'espérance de $G^{[t]}$.

On souhaite connaître la valeur d'un état $s \in \mathcal{S}$ pour un agent suivant une politique π . Un bon estimateur est la fonction valeur, notée $v_\pi(s)$, qui donne l'espérance de récompense future sachant l'état s . Son expression est donnée par l'équation (III.13).

$$v_\pi(s) = \mathbb{E}[G^{[t]}(s)|S^{[t]} = s, \pi] = \mathbb{E}\left[\sum_{k=t}^{\infty} \gamma^{k-t} C_k | S^{[t]} = s, \pi\right] \quad (\text{III.13})$$

Fonction état-action : De même, on peut définir la valeur du couple action/état pour un agent suivant la politique π . La fonction état-action noté $q_\pi(s, a)$ est définie comme suit :

$$q_\pi(s, a) = \mathbb{E}[G^{[t]}(s)|S^{[t]} = s, A^{[t]} = a, \pi] = \mathbb{E}\left[\sum_{k=t}^{\infty} \gamma^{k-t} C_k | S^{[t]} = s, A^{[t]} = a, \pi\right] \quad (\text{III.14})$$

On remarque qu'il est possible de définir la fonction valeur à partir de la fonction état-action de la manière suivante :

$$v_\pi(s) = \sum_a \mathbb{P}[\pi(s) = a] \cdot q_\pi(s, a) \quad (\text{III.15})$$

Dans la suite de ce rapport, on notera $\mathbb{E}_\pi[\cdot] = \mathbb{E}[\cdot|\pi]$ pour signifier qu'on calcule l'espérance

pour un agent qui suit la politique π . Autrement dit que chaque action prise est le résultat de la politique et de l'état du système : $a = \pi(s)$.

Politique optimale Résoudre un problème de type MDP signifie, trouver une politique qui apporte la récompense la plus élevée à long terme. Une politique π est définie comme étant meilleure ou égale à une politique π' si sa récompense attendue est supérieure ou égale à celle de π' pour tous les états. En d'autres termes, $\pi \leq \pi'$ si et seulement si $v_\pi(s) \leq v_{\pi'}(s)$ pour tout $s \in \mathcal{S}$. La fonction valeur définit un ordre partiel sur les politiques.

3.3.2 Programmation dynamique

Le terme de programmation dynamique fait référence à un ensemble d'algorithmes qui peuvent être utilisés pour calculer des politiques optimales³ à partir d'un **modèle de l'environnement** [Sutton.2020].

Principe général : L'objectif de l'agent est de maximiser sa récompense sur le long terme. Une façon de procéder est de déterminer la fonction valeur associée à une politique, puis sachant $v_\pi(s), \forall s \in \mathcal{S}$, de se diriger vers les s_* réalisant la récompense maximale pour cette politique. La politique suivie est donc modifiée en s'appuyant sur la fonction valeur et sur le modèle de l'environnement qui donne la probabilité de transition entre chaque état en fonction des actions prises : $p(s'|s, a)$.

Équation de Bellman : $v_\pi(s)$ peut s'écrire récursivement grâce à l'équation de Bellman (III.16) (démonstration en annexe VI.6). Cette écriture est à la base de la programmation dynamique. Cette évaluation peut être faite "hors ligne", sans interaction avec l'environnement. Seul un modèle de l'environnement décrivant les transitions $p(s', r|s, \pi(s))$ est nécessaire.

$$v_\pi(s) = r(s, \pi(s)) + \gamma \sum_{s'} p(s'|s, \pi(s)) \cdot v_\pi(s') \quad (\text{III.16})$$

Équation de Bellman optimale : On note π_* la politique optimale. On a vu (III.15) que $v_\pi(s)$ peut s'exprimer à l'aide de la fonction état-action. Dans la cas d'une politique

3. Les performances de la politique optimale dépendent de la véracité du modèle. Un modèle basé sur des hypothèses erronées résultera en une politique aux performances médiocres.

optimale, l'agent doit choisir l'action qui lui apporte la récompense la plus haute. L'équation (III.16) devient donc (III.17) (démonstration en annexe VI.6).

$$v_*(s) = \max_{a \in \mathcal{A}(s)} \left[r(s, a) + \gamma \sum_{s'} p(s'|s, a) \cdot v_*(s') \right] \quad (\text{III.17})$$

On peut appliquer le même raisonnement sur $q_\pi(s, a)$, ce qui nous donne l'équation de Bellman optimal pour la fonction état-action.

$$q_*(s, a) = r(s, a) + \gamma \sum_{s'} p(s'|s, a) \max_{a' \in \mathcal{A}(s)} q_*(s', a') \quad (\text{III.18})$$

Résolution d'un MDP par programmation dynamique : Pour résoudre un problème posé sous la forme d'un MDP, on utilise l'équation de Bellman optimale. v_* est initialisé à une valeur arbitraire, puis il est mis à jour en utilisant l'équation (III.16). En itérant sur tous les états, v_π converge vers la politique optimale, notée v_* .

Limites de l'approche : Pour résoudre un MDP à l'aide de programmation dynamique, l'agent n'a pas besoin d'interagir avec l'environnement. La politique optimale peut être calculée hors ligne en consacrant un long de temps de calcul. Mais il faut pour cela disposer d'un modèle de l'environnement, c'est-à-dire de la fonction donnant les transitions entre états, noté $p(s', r|s, a)$. Si ce modèle est erroné, la politique optimale ne sera jamais atteinte.

Or, pour ce manuscrit, le modèle est volontairement inconnu, car les préférences des acteurs sont cachées. Cette approche ne peut donc pas être appliquée directement.

3.3.3 Apprentissage par renforcement

Estimation de q sans modèle de l'environnement : L'apprentissage par renforcement (RL pour *Reinforcement Learning*) se base sur les mêmes outils que la programmation dynamique – fonction valeur et état-action –, mais ces fonctions sont estimées en explorant l'environnement au lieu de s'appuyer sur un modèle de celui-ci. En pratique, seule la fonction q est d'intérêt, car elle permet pour chaque état $s \in \mathcal{S}$ de trouver l'action optimale en calculant : $a' \in \operatorname{argmin}_{a \in \mathcal{A}} q_*(s, a)$ ⁴.

Un estimateur de q , noté \tilde{q} , peut être construit de la manière suivante. Soit un agent suivant la politique π et étant dans l'état $s \in \mathcal{S}$. En effectuant l'action $a \in \mathcal{A}$, il observe

4. Il peut exister plusieurs actions minimisant $q_*(s, a)$.

un coût $r \in \mathcal{R}$ et un nouvel état s' . Il peut alors, a posteriori, faire une estimation de la fonction état-action (III.19) :

$$\tilde{q}_\pi(s, a) = r + \gamma \cdot \tilde{q}_\pi(s', \pi(s')) \quad (\text{III.19})$$

L'estimation de q se transforme ainsi en un processus d'apprentissage supervisé. Une base de données contenant l'historique des (s, a, r, s') permet d'estimer q grâce aux observations de l'environnement et ses transitions. Ce principe est à la base d'algorithmes très populaires comme le Q-learning [Hasselt.2010]. Une explication plus détaillée du *Q-learning*, accompagné d'un algorithme est donnée dans l'annexe VI.6.

Exploration / Exploitation : La stratégie (III.19) permet l'estimation de q_π . Mais pour améliorer sa politique, l'agent ne doit pas suivre strictement π . Sinon, il pourrait rester bloqué dans des zones de l'espace où les récompenses sont faibles. Pour garantir la convergence vers la politique optimale, il faut donc continuer d'explorer l'environnement, c'est-à-dire choisir des actions qui ne semblent pas optimales sous la politique π mais qui pourraient l'être en pratique. Autrement dit, il faut choisir des actions a , tel que la base de données des (s, a, r, s') explore où les récompenses peuvent être importantes.

En explorant, l'agent fait le choix de se priver de récompenses certaines pour acquérir une meilleure connaissance de l'environnement. Ce compromis exploration/exploitation reste un problème ouvert [Arulkumaran.2017]. Il est également à l'origine de la malédiction de la dimension, qui veut que le nombre d'états à explorer grandisse exponentiellement avec le nombre de dimensions du problème [Poggio.2017]. Nous verrons dans les perspectives (sections III.5) et dans le chapitre IV comment aborder ce problème.

Algorithmes utilisés : Ce chapitre ne vise pas à contribuer à la théorie des algorithmes RL. Nous examinerons plutôt deux algorithmes à l'état de l'art et évaluerons leurs performances sur le cas test que nous avons construit. Ces deux algorithmes ont été sélectionnés en raison de leur efficacité sur des problèmes de référence [Gulcehre.2020]. Ils représentent également les deux principales catégories d'algorithmes RL non distribués : *actor-critic* et *policy optimisation*. La recherche se dirige actuellement vers des approches distribuées permettant de mobiliser d'importants moyens de calcul [Horgan.2018], plus efficace lorsque qu'un grand nombre d'observations est disponible. Pour le problème traité ici, le GRD ne pourra interagir qu'avec un faible nombre de réseau. Les approches non distribuées (SAC et PPO) sont donc plus adaptées.

L'algorithme PPO pour *Proximal Policy Optimization* [Schulman.2017] est un algorithme basé sur l'optimisation directe de la politique. L'idée principale consiste à écrêter le gradient lors de l'amélioration de la politique. Ainsi la nouvelle politique est proche de l'ancienne, ce qui permet de stabiliser l'apprentissage par rapport aux méthodes précédentes.

L'algorithme SAC pour *Soft Actor Critic* [Haarnoja.2018] se base sur l'apprentissage de la fonction état-action Q_π . Contrairement à PPO, cet algorithme stocke les expériences passées dans une mémoire, appelé *replay buffer*, ce qui lui permet d'être plus efficace pour les problèmes imposant un nombre d'interactions limité avec l'environnement.

Ces algorithmes seront comparés au résultat donné par l'OPF "avec retard", qui appliquera au temps $t + \Delta t$ la stratégie optimale $\delta_*^{[t]}$ calculé en t .

3.3.4 Choix pour la simulation

Bonnes pratiques : Les apprentissages réalisés dans ce manuscrit respectent les bonnes pratiques décrites dans cette publication [Lago.2021] et résumées très brièvement ici :

- séparation explicite des jeux de données entraînement / validation / test
- partage des hyper-paramètres⁵
- comparaison des résultats avec un algorithme de référence
- entrée et sorties du modèle données explicitement
- normalisation des observations
- arrêt de l'apprentissage lorsque l'erreur sur le jeu de donnée de validation augmente pour éviter le sur-apprentissage

Implémentation des algorithmes : Les algorithmes d'apprentissages sont issus de l'implémentation proposée par Stable-Baselines3 [Raffin.2019] avec le jeu de paramètres par défaut (ceux proposés dans les publications originales). Les codes sources sont ouverts et accessibles sur le GitHub de la librairie⁶.

Entraînement : Les simulations ont été conduites en séparant les 365 jours de la base de données en deux groupes : 90 % des jours ont servi à l'entraînement, 10 % pour le test.

5. Les hyper-paramètre sont l'ensemble des paramètres utilisés pour configurer un modèle. Contrairement aux paramètres du modèle, qui sont appris à partir des données d'entraînement, les hyperparamètres doivent être définis par l'utilisateur avant de commencer l'entraînement du modèle et reste fixe.

6. <https://github.com/DLR-RM/stable-baselines3>

Les données d’entraînement sont utilisées plusieurs fois au cours de l’apprentissage. Les codes sources sont ouverts et accessibles sur le GitLab du SATIE⁷.

4 Résultats et analyses

4.1 Séries temporelles

L’évolution de la puissance échangée \mathbb{D} , de la récompense \mathbb{E} et du coût d’utilisation de la ligne \mathbb{F} sont représentées en fonction du temps sur la figure III.7 pour trois méthodes de gestions. Sans GR (en violet) la puissance à travers l’interconnexion, notée P_l , dépasse la valeur maximale autorisée $[P_l]$ entre 9 h et 15 h. Cela se traduit par une récompense négative, qui vient pénaliser les congestions. À l’opposé, la stratégie optimale (en vert) respecte toujours la contrainte $[P_l]$, sa récompense est toujours positive. Le coût d’utilisation optimal de la ligne est donné en vert sur la figure \mathbb{F} . Enfin, l’agent SAC (en orange) respecte la contrainte 90 % du temps, même si quelques dépassements d’une amplitude maximale de $3.3 \cdot [P_l]$ sont présents.

Lors des phases de congestions, l’algorithme SAC prédit bien le coût. Lorsque le prix optimal est supérieur à 0.05 €/kWh, l’erreur sur la base de données de test est de 4,1 %. En revanche, SAC surestime très largement le prix juste avant la congestion et légèrement sinon. L’erreur sur l’ensemble des données de test est de 68 % en moyenne.

Ce comportement vient d’une erreur de modélisation de notre part. Les actions (ici δ) sont échantillonnées à partir d’un modèle gaussien initialement centré à la valeur médiane de l’espace d’action $[0; 0, 5] \text{ €/kWh}$. L’apprentissage vise à modifier cette distribution, mais les valeurs extrêmes sont difficilement atteintes. Ce problème pourrait être résolu en réalisant une translation de l’espace d’action de façon à centrer l’action $\delta = 0$.

Le coût d’utilisation est bien prédit par l’algorithme SAC dans les phases de congestion. C’est une observation encourageante qui permet d’envisager l’apprentissage des prix nodaux dans le cas général.

7. https://gitlab.com/satie.sete/sge_rl

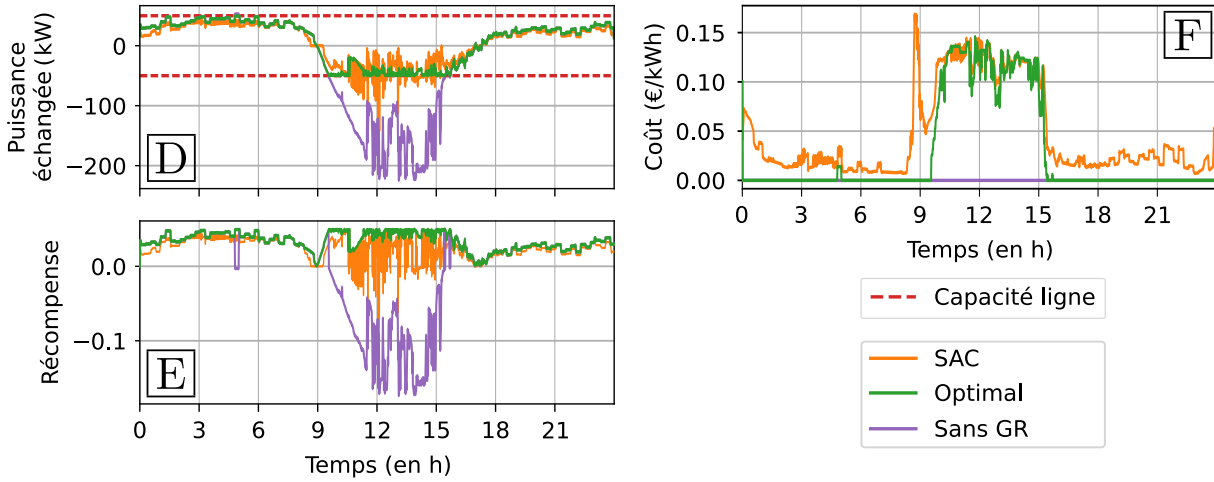


FIGURE III.7 – Évolution de la puissance échangée P_l , de la récompense R et du coût δ en fonction du temps pour trois types d'agent : contrôle optimal, agent SAC entraîné et sans GR ($\delta = 0$).

4.2 Vitesse d'apprentissage

La figure III.8 montre l'évolution de la récompense journalière moyenne (donnée dans l'équation (III.20)) en fonction du temps d'entraînement.

$$\overline{R_{tot}} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left(\sum_{t=0}^{T_j} R_{\pi_i}^{[t]} \right) \quad (\text{III.20})$$

où N est le nombre d'algorithmes entraînés, T_j est le temps d'une journée et R_{π} est la récompense obtenue par l'agent suivant la politique π . Notons que $\overline{R_{tot}}$ représente une récompense moyenne et est différente de la fonction G présentée dans la section III.3.3.1 qui estimait les récompenses futures. De plus, l'apprentissage étant stochastique, l'évaluation de chaque algorithme est la moyenne de 100 entraînements. Cinq stratégies sont évaluées : d'une part SAC et PPO dont les performances évoluent au cours de l'entraînement et d'autre part les stratégies optimale, optimale avec retard et sans GR (voir section III.2.3) qui constituent une référence.

La figure III.8 permet d'une part d'apprécier la quantité de données nécessaire à l'apprentissage et d'autre part de comparer les vitesses de convergence des algorithmes. Elle ne donne pas d'indications directes concernant la capacité des algorithmes à respecter les contraintes, car la récompense R est une métrique agrégée (voir section III.4.3).

Analysons les performances de chaque stratégie. Une des pires stratégies possibles

consistent à ne rien faire $\delta = 0$, ce qui conduit à une récompense moyenne de -10 là où les stratégies optimale et optimale avec retard obtiennent respectivement 50.5 et 49 . Tout au long de l'apprentissage, l'algorithme SAC obtient une récompense moyenne strictement supérieure à PPO. Sa récompense moyenne asymptotique est également meilleure d'environ 5% . SAC est également plus rapide à converger : deux millions de pas de temps lui sont nécessaires, ce qui correspond de 2 à 4 ans simulés. Ces résultats sont bien connus de la littérature : la mémoire de SAC lui permet d'apprendre en utilisant moins de données en contrepartie d'un coût de calcul plus important.

Il faut environ un million d'interactions entre l'algorithme et la simulation pour atteindre l'asymptote de l'apprentissage. Avec un pas de temps de une minute, cela correspond à 1 ou 2 ans d'apprentissage.

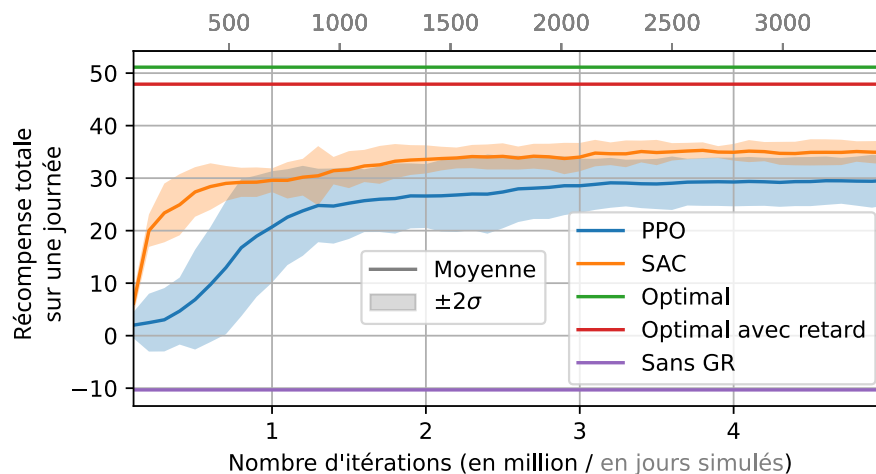


FIGURE III.8 – Récompense moyenne obtenue au cours de l'entraînement par les algorithmes SAC et PPO comparés à trois stratégies déterministes : pas de gestion ($\delta = 0$), gestion optimale et gestion optimale sans connaissance du futur. Le nombre d'itérations est donné en millions (bas de la figure) et en jours simulés (haut de la figure). Les écarts de performance entre entraînements suivent une loi normale, le calcul des écarts types σ permet donc d'afficher les intervalles à $\pm 2\sigma$ en transparence.

4.3 Influence des paramètres de la récompense

La figure III.9 décrit l'influence de α sur les performances du contrôle, il varie entre 0 et 1 (voir figure III.6). Cinq entraînements sont réalisés pour chaque algorithme et chaque

valeur de α . Les figures $\boxed{\text{I}}$ et $\boxed{\text{J}}$ représentent la profondeur des congestions en fonction de la puissance échangée. Les figures $\boxed{\text{K}}$ et $\boxed{\text{L}}$ représentent la fréquence des congestions en fonction de la puissance échangée. Pour les figures $\boxed{\text{I}}$ et $\boxed{\text{K}}$ chaque rond (resp. triangle) représente un seul entraînement. Le but de ces figures est d'illustrer le front de paréto. Pour les figures $\boxed{\text{J}}$ et $\boxed{\text{L}}$ chaque rond (resp. triangle) représente la moyenne de cinq entraînements de l'algorithme SAC (resp. PPO). Ces figures permettent de discuter l'influence du paramètre α plus en détail. En abscisse, la puissance échangée doit être maximisée, en ordonnée, la fréquence des congestions doit être minimisée. Le point de fonctionnement optimal se situe donc dans le coin inférieur droit.

Pour la suite, nous discuterons uniquement de la figure $\boxed{\text{L}}$. Les analyses peuvent être effectuées de manière similaire sur les autres figures. La politique optimale (\mathbf{x}) ne conduit à aucune congestion. La politique optimale avec retard ($+$) conduit à l'échange de plus de puissance – 1 kW de plus en moyenne – au détriment de congestions plus fréquentes. Enfin la politique sans GR conduit aux échanges les plus importants ainsi qu'à une violation de la capacité dans 48 % du temps.

Pour $\alpha = 1$, l'agent n'est pas récompensé lorsque la puissance échangée augmente et la récompense maximale vaut $[R] = 0$. Dans ce cas, la stratégie optimale consiste à imposer $\delta = [\delta]$ tout le long de la simulation. Ainsi, la puissance moyenne échangée est presque nulle et aucune congestion n'a lieu. C'est ce que nous observons dans le coin inférieur gauche. Pour $\alpha = 0$, les congestions ne sont pas pénalisées. Cependant, la stratégie optimale ne consiste pas à imposer $\delta = 0$ car cela conduirait fréquemment à des congestions ($P_i > [P_i]$) et donc à une récompense nulle. La récompense maximale est atteinte lorsque $P_i = [P_i]$. Le signal de récompense proposé dans l'équation III.11 conduit donc à la maximisation des échanges tout en minimisant les contraintes pour tout α différent de 0.

Pour $\alpha = 0.8$, l'algorithme PPO échange en moyenne 29 kW ce qui conduit à des congestions dans 14 % du temps. Pour $\alpha = 0.6$, la puissance augmente légèrement (32 kW) et les congestions sont plus nombreuses (15 % du temps). De manière générale, pour SAC comme pour PPO, diminuer α a pour conséquence d'augmenter la puissance échangée et les congestions. Le choix de sa valeur est donc essentiel, car elle permet au GR de fixer les paramètres de l'apprentissage en fonction de son aversion aux risques. Enfin, notons que SAC domine une partie des solutions donnée par PPO conduisant à des congestions moins fréquentes en moyenne.

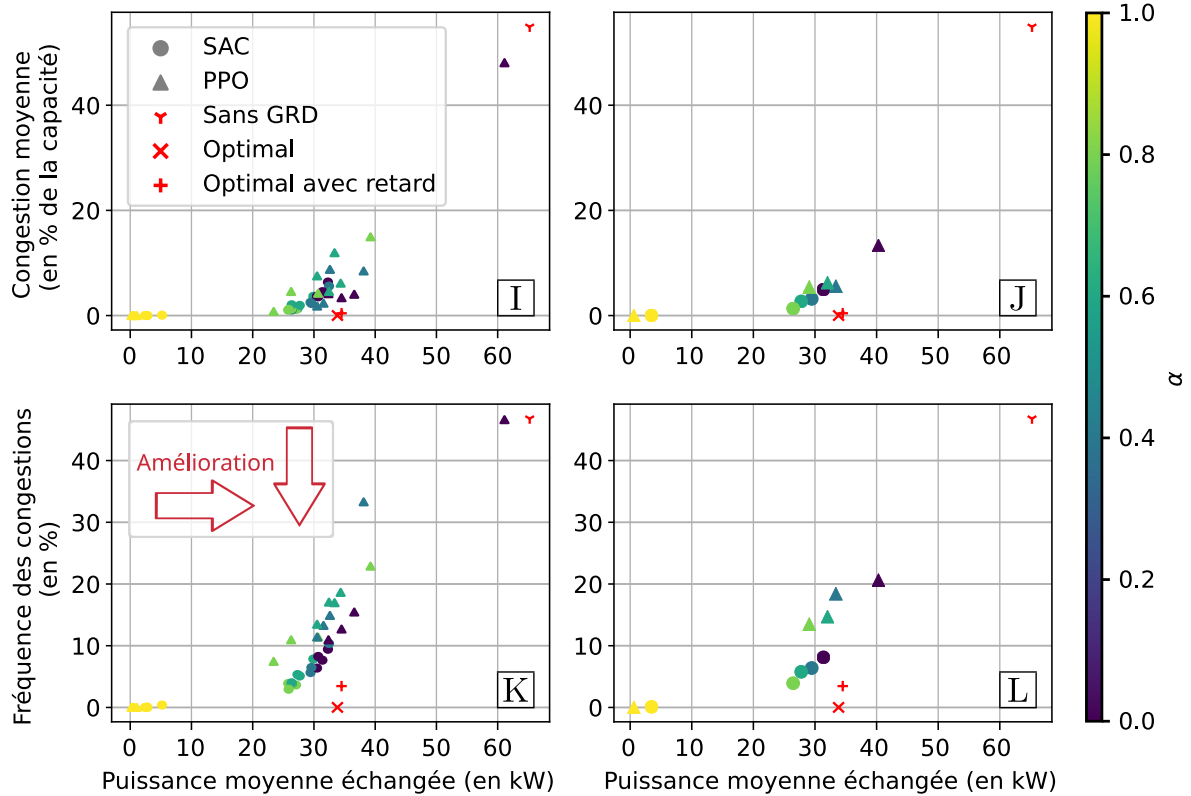


FIGURE III.9 – Fronts de Pareto obtenus en faisant varier α entre 0 et 1. La couleur des points indique la valeur des paramètres α . Les figures **I** et **J** représentent la profondeur des congestions en fonction de la puissance échangée. Les figures **K** et **L** représentent la fréquence des congestions en fonction de la puissance échangée. Pour les figures **I** et **K** chaque rond (resp. triangle) représente un seul entraînement, on distingue ainsi bien le front de paréto. Pour les figures **J** et **L** chaque rond (resp. triangle) représente la moyenne de cinq entraînements de l’algorithme SAC (resp. PPO). Les performances de trois stratégies ne nécessitant pas d’apprentissage (optimal, optimal avec retard et sans gestion) sont données à titre de comparaison. Un point domine un autre point, s’il est situé en bas à droite de celui-ci.

Notons que la forme de la fonction récompense n’est pas discutée ici –seul le paramètre α évolue. Nous avons suivi les règles suivantes pour créer la fonction récompense.

- Dans la zone sans congestion, il faut que la récompense augmente avec la puissance. Si elle était décroissante ou constante, l’algorithme serait récompensé à limiter le flux dans la ligne, ce qui va à l’encontre du rôle du GR.
- Dans la zone avec congestion, il faut que la récompense diminue avec la puissance, car les congestions de grandes amplitudes sont les plus dangereuses pour le réseau.

Cela étant, au lieu d'une relation linéaire en R et P_l nous aurions pu choisir une relation polynomiale, exponentielle, etc. Cela aurait modifié les performances de l'algorithme, sans modifier les conclusions générales de ce chapitre.

Le GRD peut gérer son aversion au risque par le biais de la fonction récompense.

4.4 Transfert de connaissances

Comme nous l'avons vu sur la figure III.8, l'apprentissage nécessite de nombreuses interactions avec l'environnement. Durant cette phase, l'agent prend des décisions non optimales qui pourraient avoir de graves conséquences sur le réseau. Or le partage d'algorithme pré-entraîné pourrait grandement accélérer le temps d'apprentissage tout en réduisant les risques liés à l'exploration.

La littérature de l'apprentissage par transfert [Zhuang.2021] propose des dizaines d'approches dont les performances sont très variables en fonction du problème posé. Certaines méthodes sont spécifiques à l'apprentissage par renforcement [Taylor.2009; Zhu.2020]. Elles se basent principalement sur l'existence d'une ou plusieurs politiques expertes π_X – issue d'un entraînement préalable – pour entraîner la politique par transfert π_T . Les performances de π_T et π_0 – politique sans transfert – sont caractérisées par quatre métriques :

- le gain de récompense à l'initialisation
- le gain de temps pour atteindre un certain seuil
- le gain de récompense asymptotique
- le regret exprimé dans l'équation (III.21) (π_* étant la politique optimale, il est toujours positif)

$$\text{Regret}(t', \pi_T, \pi_*) = \sum_{t=0}^{t'} R_{\pi_*}^{[t]} - R_{\pi_T}^{[t]} \quad (\text{III.21})$$

Nous avons choisi d'implémenter la méthode de transfert de politique qui consiste à utiliser une politique experte π_X pour initialiser la politique par transfert π_T : $\pi_T^{[0]} = \pi_X$. Cette approche, facile à mettre en œuvre, permet en général un gain de performance à l'initialisation, mais change peu la courbe d'apprentissage et les performances asymptotiques. De plus, elle ne tire pas parti de la présence possible de plusieurs politiques expertes.

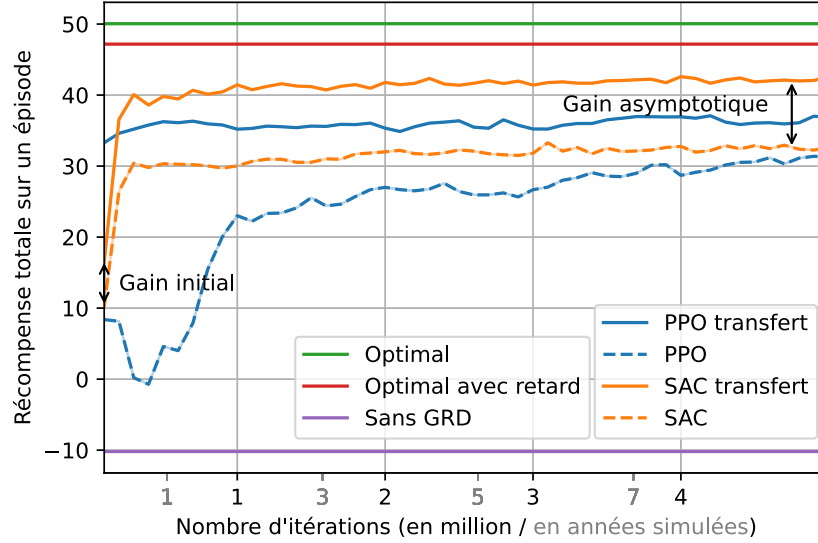


FIGURE III.10 – Performance de l’apprentissage par transfert comparé à un entraînement simple. Les performances de trois stratégies ne nécessitant pas d’apprentissage (optimal, optimal avec retard et sans gestion) sont données à titre de comparaison. Les gains initiaux et asymptotiques sont indiqués pour l’algorithme SAC.

La figure III.10 présente les performances du transfert de politique. Chacune des N politiques expertes $\pi_{X,i}$ a été entraînée sur une communauté énergétique différente Ψ_i . Comme décrit dans la section III.2.3, elles diffèrent par les acteurs qui les composent. Elles servent ensuite à initialiser un agent devant apprendre dans la communauté Ψ_T : $\pi_{T,i}^{[0]} = \pi_{X,i}$. Six agents par transfert sont ainsi entraînés. Leurs performances seront comparées à six agents π_0 entraînés à partir de zéro sur la communauté Ψ_T . Pour simplifier la lecture, seul le meilleur agent de chaque catégorie est représenté. Notons que le faible nombre d’entraînements peut induire une forte variabilité des résultats. Les conclusions de cette partie doivent donc être prises avec prudence.

Pour PPO, le gain initial est de 25, car cela signifie que π_T prend des décisions proches de l’optimum dès le début de l’entraînement. Les risques de congestions sont donc limités lors des premières interactions avec le nouvel environnement. Le regret vaut $\mathcal{R} = 7.3 \cdot 10^7$. Le gain de performance asymptotique est inférieur à 5 et il aurait peut-être été nul si π_0 avait été entraîné plus longtemps. Pour SAC, le gain initial est faible, mais l’apprentissage est plus rapide. Le regret vaut $\mathcal{R} = 4.9 \cdot 10^7$. Le gain asymptotique est d’environ 10. Cela peut s’expliquer par le fait que π_T explore son environnement plus efficacement que π_0 . Il est donc moins sensible aux minimums locaux. Il aurait été intéressant d’entraîner π_T

sur de nouveaux environnements : les gains asymptotiques se cumuleraient-ils ?

5 Perspectives

5.1 Amélioration du cas test

5.1.1 Cas test avec plusieurs prix nodaux

Dans ce chapitre, nous avons analysé l'interaction entre le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et une poche de distribution, modélisée comme une communauté énergétique, afin de prédire le prix nodal.

En pratique, de nombreuses communautés énergétiques coexisteront et interagiront probablement entre elles, soit par des échanges directs, soit via le réseau électrique. Le GRD devra ainsi prédire des dizaines de prix d'échange. En diminuant la taille des communautés, ces prix se rapprochent des prix nodaux, qui par définition existe en chaque nœud du réseau. Il est donc nécessaire de complexifier le cas test en intégrant une topologie de réseau et plusieurs marchés.

La conception d'un nouveau cas test ne semble pas poser de difficulté particulière si ce n'est dans la conception du signal récompense [Hayes.2022]. En effet, ce signal ne peut être qu'un scalaire. Il agrège donc l'ensemble des informations concernant l'état du réseau. La pondération de contraintes dont la nature est très différente –tension et congestion– sera probablement un aspect critique de la modélisation. Le cas test devra donc être complexifié de manière très incrémentale.

5.1.2 Comportement économique de la communauté

Nous avons choisi de modéliser le comportement de la communauté énergétique par un ordre de mérite. De plus, nous avons associé à chacune des flexibilités une fonction d'utilité χ . Ces choix de modélisation permettent de calculer le prix nodal, car il n'est défini que dans ce cadre théorique précis.

Cependant, en pratique, les communautés choisiront d'autres modalités d'échange [Kerscher.2022] et auront des comportements économiques individuels très différents [Heinrich.2022]. Il faudrait donc faire une nouvelle étude pour s'assurer qu'un prix peut toujours être appris et qu'il permettrait de décongestionner le réseau.

Notons que cette limitation affecte également les conclusions de l'étude d'apprentissage par transfert. Dans notre étude, la communauté servant à l'apprentissage et celle au

transfert avaient les mêmes propriétés :

- les acteurs sont définis par des fonctions d'utilité ;
- la manière de construire ces fonctions suit la méthode décrite pas la section II.4.3.3 ;
- la puissance échangée dans la communauté est déterminée par un ordre de mérite.

Seuls le placement des agents et les séries temporelles qui leur sont associés changent d'un réseau à l'autre. Cela explique les bonnes performances de l'apprentissage par transfert.

5.1.3 Fonction récompense

Nous avons étudié l'influence du paramètre α sur les performances de l'algorithme, mais nous n'avons pas changé la forme de la récompense. Comme nous l'avons observé dans la figure III.7, le prix prédit par l'algorithme est proche du prix nodal, la fonction récompense choisie semble donc pertinente. Mais elle ne prend en compte que le flux dans la ligne et pas les contraintes de tension. Les travaux futurs devront proposer une manière de les intégrer, par exemple, en ajoutant une pénalité proportionnelle à la violation de tension constatée.

5.2 Amélioration des algorithmes d'apprentissage

5.2.1 Modèle markovien

Nous avons construit le cas test pour qu'il ne respecte pas l'hypothèse Markovienne (voir section III.3.2). En effet, le gestionnaire n'a pas accès aux préférences des acteurs, il n'observe donc qu'une partie de l'état de l'environnement ce qui fait de ce problème un *Partially observable MDP*. Cela rend l'apprentissage plus difficile.

Une approche communément utilisée pour rendre les observations Markoviennes est de concaténer les observations passées. À chaque pas de temps, l'agent a donc accès à une observation plus riche : $o'^{[t]} = (o^{[t-n]}, \dots, o^{[t]})$. La méthode proposée par [Shi.2020] permet de déterminer le nombre N d'observations à concaténer.

5.2.2 Exploration prudente

L'apprentissage doit être robustifié pour prévenir les coûts pouvant mener à des congestions trop importantes. Cela peut être réalisé en changeant la forme de la fonction récompense, en intégrant un superviseur dit "pessimiste" empêchant l'exploration d'état risqué

[García.2015], ou en améliorant l'apprentissage par transfert, notamment grâce à l'apprentissage par démonstration.

5.2.3 Autres algorithmes de la littérature RL

Le but de ce chapitre était de proposer une formalisation permettant l'apprentissage des prix nodaux. Pour illustrer la pertinence de ce cas test, nous avons montré qu'il pouvait être résolu, au moins en partie, par des algorithmes à l'état de l'art de l'apprentissage par renforcement. Une étude plus poussée des raisons du succès de SAC pourrait être envisagée, mais tombe en dehors du spectre de notre étude. De même, d'autres algorithmes non distribués comme le *Deep Q Network* et ses extensions ou *Twin Delayed Deep Deterministic Policy Gradient* pourraient être testés.

5.2.4 Transfert des apprentissages

Les résultats présentés dans le chapitre sont très encourageants, mais doivent être confirmés par d'autres simulations. D'autres techniques auraient également pu être explorées comme l'apprentissage par démonstration qui consiste à utiliser un groupe de politiques expertes et d'apprendre en sélectionnant celles commettant les erreurs de prévisions les plus faibles.

5.2.5 Réseau de neurones adaptés à la structure du problème

Le théorème d'approximation universelle [Hornik.1989] montre que les réseaux de neurones permettent d'approcher n'importe quelle fonction continue. Ils ont connu un succès considérable dans l'approximation de fonctions non linéaires. Il se compose d'une série de couches, la sortie de chaque couche étant l'entrée de la couche suivante. Ces couches sont souvent entièrement connectées et la fonction reliant les couches est donnée par $y = \Phi(Wx + b)$, où $x \in \mathbb{R}^n$ est le vecteur d'entrée, $y \in \mathbb{R}^m$ le vecteur de sortie, $W \in \mathbb{R}^{m \times n}$ une matrice de poids, et $b \in \mathbb{R}^m$ un vecteur de biais. La fonction $\Phi(\cdot)$ est non linéaire (par exemple, une unité linéaire rectifiée (ReLU)).

La politique π apprise par l'agent par renforcement est une fonction qui associe des observations à un prix nodal. Cette fonction est améliorée sur la base de q , la fonction qui associe un couple état-action à sa valeur. Dans ce chapitre, ces deux fonctions ont été approchées par des réseaux de neurones totalement connectés, les plus communément utilisés dans la littérature RL.

Cette formulation a fonctionné, mais pourrait montrer ses limites dans le cas d'un réseau plus complexe (doté de plus d'un nœud). Il pourrait être pertinent d'exploiter les propriétés du problème pour choisir des structures de réseau de neurones adaptées. Les observations sont liées aux prix par le réseau électrique dont la physique impose un lien fort entre les variables de nœuds voisins [Papavasiliou.2018]. Une intuition raisonnable serait donc d'utiliser un *graph neural network* pour représenter la politique efficacement. L'intérêt de cette approche réside dans sa capacité à adapter facilement les politiques d'un réseau à un autre.

6 Conclusion

Ce chapitre a reformulé le problème de prévision des prix nodaux en tant que processus de décision markovien (*Markov Decision Process*, MDP), permettant ainsi de traiter de manière unifiée les incertitudes ou les inconnus liés aux consommations des acteurs, à la topologie du réseau, à la valeur des impédances, et aux modalités d'échange entre les acteurs.

Nous avons démontré qu'en utilisant quelques variables simples – tels que les flux dans les lignes, la puissance échangée au sein de la communauté, l'heure de la journée, le prix du marché –, et avec une fonction de récompense récompensant les échanges et pénalisant les congestions, il est possible de prédire le prix d'échange avec une grande précision. Nous avons également montré comment le GRD peut ajuster la fonction de récompense pour influencer le comportement des acteurs du réseau et ainsi moduler son aversion au risque.

Nous avons ensuite prouvé que ce problème est bien posé en comparant le prix d'échange théorique – issu d'un mécanisme de marché simple basé sur l'ordre de mérite – avec les résultats obtenus par deux algorithmes d'apprentissage par renforcement de l'état de l'art. Parmi eux, l'algorithme *Soft Actor-Critic* (SAC) s'est distingué en obtenant les meilleurs résultats, avec une erreur moyenne de seulement 4,1 % lors des phases de congestion.

Cette approche est donc prometteuse, mais elle nécessite des améliorations. L'apprentissage stagne après environ un million d'interactions entre l'algorithme et son environnement, ce qui correspondrait à environ deux années d'entraînement si une décision était prise toutes les minutes. Une étude préliminaire indique que l'apprentissage par transfert pourrait réduire le temps d'apprentissage et améliorer les performances globales.

ANALYSE DE LA STRUCTURE DES PRIX NODAUX VIA DES OUTILS DE RÉDUCTION DE DIMENSION

Plan du chapitre

1	Introduction	130
1.1	Résumé du chapitre	130
1.2	Motivations	130
2	Réduction de dimension	131
2.1	Problème traité	131
2.2	Vocabulaire et notations	133
2.3	Approches possibles	133
3	Analyse en composantes principales	136
3.1	Théorie	136
3.2	Application aux prix nodaux	138
3.3	Performances évaluées sur les prix nodaux	140
3.4	Performances évaluées sur des métriques de gestion	142
3.5	Analyse de la structure de l'espace latent	150
3.6	Comment assurer la performance de la compression ?	155
3.7	Limites de l'ACP	164
4	Perspectives	166
4.1	Méthodes de compression non linéaire	166
4.2	Approche dynamique	167
4.3	Application pour la prédiction de prix nodaux	168
4.4	Généralisation à d'autres réseaux	170
5	Conclusion	171

1 Introduction

1.1 Résumé du chapitre

Ce chapitre commencera par proposer une méthode de gestion des réseaux de distribution basée sur l’envoi de prix nodaux. Cette méthode complétera celle présentée au chapitre précédent. Après avoir mis en évidence la nécessité de compression des prix nodaux, nous ferons un état de l’art des méthodes de réduction de dimension. Nous montrons, comment l’analyse en composante principale peut-être utilisée pour construire un espace, dit latent, dans lequel les prix nodaux peuvent être représentés efficacement.

Puis, à partir d’un cas test représentatif des réseaux de distribution Européen, nous étudierons en détail les propriétés de la compression, tant du point de vue des prix nodaux (compression orientée vers la qualité), que de la gestion qu’ils permettent (ou orientée vers l’objectif). L’espace latent sera également analysé dans le but de gagner une compréhension plus fine de la structure de la distribution des prix nodaux, sans qu’une conclusion claire ne se dessine. Enfin, nous aborderons les limites de l’ACP et proposerons des méthodes permettant de les dépasser.

1.2 Motivations

Le GRD est responsable de la distribution de l’énergie électrique. Il doit s’assurer que l’énergie délivrée respecte des critères de qualité. En particulier, la tension sur le réseau de distribution ne doit pas varier de plus ou moins 10% de sa valeur nominale [CRE.2016]. De plus, la puissance apparente circulant dans les lignes doit rester inférieure à leurs limites thermiques sans quoi elles pourraient être endommagées, voire détruites [Galiveeti.2018].

Jusqu’à aujourd’hui, les lignes du RD étaient dimensionnées de sorte à se passer de gestion. Mais face au développement intensif des EnRs, il serait trop coûteux de recourir uniquement à un renforcement du réseau [Navarro-Espinosa.2016]. Il faut donc inventer de nouvelles stratégies de gestion prenant en compte les flexibilités. Une solution consiste à envoyer un signal à tous les acteurs du réseau afin de les inciter à moduler leur consommation d’énergie.

Le chapitre III a considéré l’envoi d’un unique signal pour gérer la congestion d’une ligne représentant l’interconnexion entre une communauté énergétique et le réseau. Cette première étape dans l’apprentissage des prix nodaux s’est montrée efficace, mais peu adaptée à un déploiement réel. En effet, l’apprentissage par renforcement, comme la program-

mation dynamique, souffre du fléau de la dimension : le nombre d'échantillons nécessaire à l'apprentissage augmente exponentiellement avec le nombre de variables observées. La prévision de n prix nodaux serait donc impossible au vu du temps de convergence déjà observé pour un seul prix.

Une des solutions consiste à remplacer les prix nodaux par des variables dans un espace de plus petite dimension, tout en conservant l'essentiel de leurs caractéristiques. Ce chapitre cherchera à répondre aux questions suivantes.

- Quelle méthode de réduction de dimension adopter ?
- Comment évaluer les performances de la compression ?
- Quelle est la relation entre le taux de compression et la performance mesurée ?
- Sous quelles conditions la compression est-elle efficace ?
- Les variables condensées donnent-elles de nouvelles informations sur les réseaux ?
- Permettent-elles une nouvelle interprétation des prix nodaux ?

2 Réduction de dimension

2.1 Problème traité

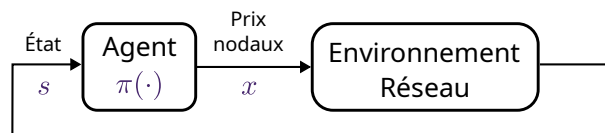


FIGURE IV.1 – L'agent par renforcement du chapitre III doit prédire le prix nodal qui permet d'éviter la congestion d'une ligne. Ses décisions dépendent de l'état du système.

L'apprentissage automatique donne rarement de bonnes performances lorsqu'il est appliqué sans transformation du problème initial. Il faut donc le séparer en problèmes indépendants dont la résolution est plus simple. Dans le chapitre III, nous avons cherché la relation (politique), noté $\pi(\cdot)$, entre l'état du réseau, noté \mathbf{s} , et un prix nodal, noté \mathbf{x} , tel que : $\pi(\mathbf{s}) = \mathbf{x}$. La situation est résumée par la figure IV.1. Prédire l'ensemble des prix nodaux est complexe entre autres, car \mathbf{x} et \mathbf{s} sont de grande dimension. Une adaptation possible consiste à :

- chercher une représentation condensée de \mathbf{s} , noté $\check{\mathbf{s}}$
- chercher une représentation condensée de \mathbf{x} , noté $\check{\mathbf{x}}$
- chercher une politique à partir de ces variables : $\check{\pi}(\check{\mathbf{s}}) = \check{\mathbf{x}}$

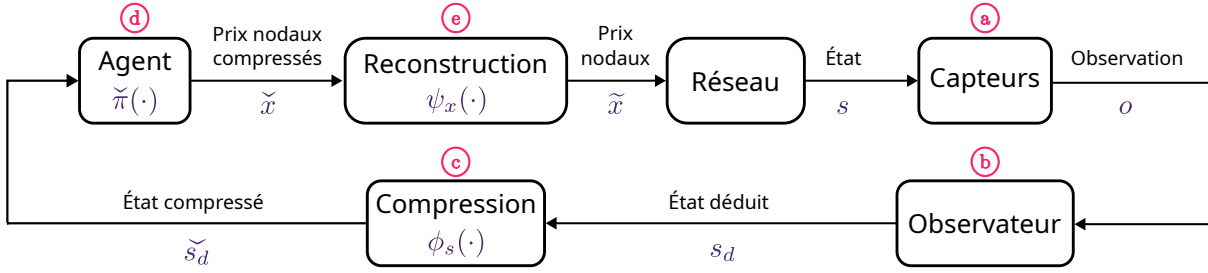


FIGURE IV.2 – Le problème complet de prévision des prix nodaux est plus complexe. Il est découpé en cinq tâches : placement de capteurs ; reconstitution de l'état du réseau à partir des observations ; extraction des caractéristiques pertinentes ; prévision des variables de contrôle ; reconstruction des prix nodaux.

La figure IV.2 vise à donner un point de vue exhaustif de toutes les étapes.

- Ⓐ L'entièreté du réseau de distribution ne peut pas être instrumentée. Son état, noté \mathbf{s} , ne peut être observé que de façon partielle. On note \mathbf{o} cette observation. [Samudrala.2019 ; Samudrala.2020] fait l'état de l'art du placement optimal de capteur dans le réseau de distribution. [Dusabimana.2020 ; Zhang.2020] se concentrent sur les *smart meters*.
- Ⓑ L'objectif de l'estimation d'état est de déduire l'état réel \mathbf{s} , à partir d'observations partielles \mathbf{o} . L'état déduit, noté \mathbf{s}_d , doit être le plus proche possible de \mathbf{s} . Une littérature très active est dédiée à ce problème [Dehghanpour.2018 ; Ahmad.2018].
- Ⓒ Plus les données envoyées à l'agent sont condensées, plus l'apprentissage sera rapide. Il faut donc trouver des variables $\tilde{\mathbf{s}}_d$ décrivant fidèlement et efficacement \mathbf{s}_d . Ce problème de compression, résumé par la notation $\phi_s(\cdot)$, est peu abordé dans la littérature [Babakmehr.2016].
- Ⓓ Chercher la relation entre l'état du réseau et les prix nodaux est un des objectifs de cette thèse. Au vu des conclusions du chapitre III, prédire l'ensemble des prix nodaux semble être une tâche très difficile. L'objectif intermédiaire consiste à prédire les prix nodaux compressés, notés $\tilde{\mathbf{x}}$ ce qui réduirait le nombre de variables et donc la complexité du problème. Même sous cette forme simplifiée, il n'a pas été traité dans la littérature.
- Ⓔ Les prix nodaux compressés seront ensuite reconstruits pour obtenir les $\tilde{\mathbf{x}}$, aussi proche que possible des véritables prix nodaux, \mathbf{x} .

Les étapes Ⓐ et Ⓑ sont largement étudiées dans la littérature et ne seront pas traitées dans ce chapitre. L'étape Ⓒ, qui traite de la compression d'état, est souvent abordée dans

la littérature d'un point de vue temporel. Peu d'articles se consacrent à la compression d'état d'un point statique et/ou spatiale. La prise en compte de la dynamique du système ne sera pas étudiée ici, mais sera discutée en perspective (voir section IV.4.2). L'étape ④ doit être abordée avec les méthodes par renforcement décrites au chapitre III. Il faut donc au préalable réaliser les étapes ③ et ⑤. Pour conclure, ce chapitre traitera uniquement de l'étape ⑤, la compression et la décompression des **prix nodaux**. Pour la suite, on note $\phi_x(\cdot)$ la compression des prix nodaux et $\psi_x(\cdot)$ leur décompression.

2.2 Vocabulaire et notations

Soit un vecteur de N_x variables aléatoires notées $\mathbf{x} = (x_1, \dots, x_{N_x})$. On note x_i les **caractéristiques** de \mathbf{x} et l'on suppose qu'elles sont de moyenne nulle¹. On note $\mathbf{x}^{[m]}$ la $m^{\text{ième}}$ observation/échantillon de \mathbf{x} .

L'ensemble des M observations forme la matrice $\mathbf{X} \in \mathcal{M}_{M, N_x}$. Cette matrice représente la base de données qu'il faut traiter pour trouver les nouvelles caractéristiques permettant de représenter \mathbf{x} . Elle est donnée dans l'équation (IV.1).

$$\mathbf{X} = \begin{pmatrix} \mathbf{x}^{[1]} \\ \mathbf{x}^{[2]} \\ \dots \\ \mathbf{x}^{[M]} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} x_1^{[1]} & x_2^{[1]} & \dots & x_{N_x}^{[1]} \\ x_1^{[2]} & x_2^{[2]} & \dots & x_{N_x}^{[2]} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ x_1^{[M]} & x_2^{[M]} & \dots & x_{N_x}^{[M]} \end{pmatrix} \quad (\text{IV.1})$$

On note $\phi(\cdot)$ et $\psi(\cdot)$ les fonctions réalisant respectivement la compression et la décompression. La représentation condensée de \mathbf{x} est notée $\tilde{\mathbf{x}}$ et la reconstruction de \mathbf{x} , à partir de $\tilde{\mathbf{x}}$, est notée $\tilde{\tilde{\mathbf{x}}}$.

2.3 Approches possibles

2.3.1 Métrique à minimiser

La compression peut être réalisée de deux manières. La première consiste à minimiser l'écart entre la variable d'origine et sa reconstruction : $\min_{\theta} \|\mathbf{x} - \tilde{\mathbf{x}}_{\theta}\|$, où θ représente les paramètres de la compression qu'il faut apprendre. C'est ce qu'on appelle l'approche axée sur la qualité (*quality-based approach*). La seconde manière consiste à minimiser les

1. Dans le cas contraire, la première composante de l'ACP est la moyenne des variables et non la direction de plus grande variance.

impacts de la compression sur un éventuel contrôle, approche que l'on qualifie d'orientée vers l'objectif (*value-based approach*) [Zhao.2022 ; Zhang.2023] : $\min_{\theta} \|c(\pi(\mathbf{x})) - c(\pi_{\theta}(\tilde{\mathbf{x}}_{\theta}))\|$, où $c(\cdot)$ est le coût d'une stratégie de contrôle π . π_{θ} est la stratégie appliquée sur les variables compressées, elle dépend donc de θ , la manière dont la compression est réalisée.

L'approche axée sur la qualité est plus simple à mettre en œuvre, car elle n'est pas liée à une simulation ou à un processus de décision. Elle ne nécessite que la connaissance de la grandeur à compresser. Cependant, cette méthode produit souvent des résultats inférieurs, car une faible erreur de reconstruction ne garantit pas que la variable compressée conservera ses propriétés pertinentes pour le contrôle.

Dans ce chapitre, nous avons choisi d'appliquer une méthode axée sur la qualité, tout en évaluant ses performances par rapport à l'objectif. La formalisation d'une méthode orientée vers l'objectif sera proposée en perspective dans la section IV.4.3.2.

2.3.2 Optimisation basée sur l'erreur de reconstruction

Deux approches permettent de diminuer la dimension des données à traiter : la **sélection de caractéristiques** ou l'**extraction de caractéristiques**. L'extraction de caractéristiques crée de nouvelles variables à partir des caractéristiques originales, tandis que la sélection de caractéristiques renvoie un sous-ensemble des caractéristiques déjà présentes. Les techniques de sélection de caractéristiques sont souvent utilisées lorsqu'il existe de nombreuses caractéristiques et relativement peu d'échantillons. Ce n'est pas le cas pour le problème posé dans ce manuscrit. La suite se concentrera donc sur l'extraction de caractéristiques.

L'extraction de caractéristiques suppose la présence de **variables cachées** [Wright.2022]. Montrons pourquoi les prix nodaux sont de bons candidats. Premièrement, les prix nodaux sont un sous-produit de l'OPF qui peut être perçu comme une fonction qui associe aux préférences des acteurs et aux caractéristiques du réseau, les prix nodaux. Si le réseau est constitué de N nœuds, les prix nodaux vivent en théorie dans \mathbb{R}^N , mais ils sont en réalité projetés par l'OPF vers une variété dont la dimension est bien inférieure à N . De plus, les prix nodaux reflètent l'état du réseau et l'activation de contraintes. Ces contraintes sont donc spatialement liées : deux nœuds voisins ont des prix nodaux similaires. Les réseaux de distribution étant radiaux, il existe même une relation de récurrence entre prix nodaux adjacents [Papavasiliou.2018]. La relative redondance des prix suggère que la compression est possible.

Il existe des dizaines de techniques de réduction de dimension. Nous en donnerons

un aperçu basé sur la lecture des ouvrages suivants : [Hastie.2009] pour l'apprentissage automatique ; [Bengio.2016] pour les approches basées sur le deep learning (Auto-encodeur et representation learning) ; [Wright.2022] pour les dernières méthodes à l'état de l'art.

L'**Analyse en Composantes Principales** (ACP) est la technique la plus utilisée, car facile à mettre en œuvre. Elle transforme des variables corrélées en un ensemble de composantes linéairement non corrélées, ordonnées par la quantité de variances qu'elles capturent dans les données. Elle peut être rendue non linéaire, en introduisant un noyau (*Kernel*), qui transforme l'espace –souvent en projetant dans un espace de dimensions supérieur– pour permettre de révéler de nouvelles dépendances entre les variables. Cette méthode nommée, **ACP à noyau**, demande de choisir un noyau a priori et de manière arbitraire. Elle ne conserve pas les distances ni les densités.

Parmi les autres techniques non linéaires, on peut citer les techniques d'apprentissage de variétés telles que **Isomap**, *locally linear embedding* (LLE) et leurs variantes. Elles sont basées sur l'analyse de l'espace tangent. L'idée générale est de construire des fonctions coût qui préservent les distances entre les plus proches voisins tout en maximisant les distances avec les autres points. Ces techniques conservent donc les propriétés locales des données.

Stochastic Neighbor Embedding (SNE) et sa variante la plus populaire, la *t-distributed Stochastic Neighbor Embedding* (t-SNE), sont des techniques non linéaires d'estimation de densité de probabilité. Elles sont principalement utilisées pour la visualisation de données, car elles ne préservent pas nécessairement les propriétés métriques de l'espace d'origine. Par conséquent, ces méthodes peuvent révéler regroupement qui n'existent pas dans les données initiales. L'utilisation de ces techniques nécessite une certaine expertise, notamment pour le choix des paramètres, qui influencent fortement la qualité des représentations obtenues. Par exemple, dans la version originale de t-SNE, les similarités entre deux points sont calculées à l'aide de la distance euclidienne. Cependant, si les données sont supposées se distribuer sur une variété non euclidienne, il est possible d'utiliser une distance riemannienne. Une version alternative de t-SNE, appelée **Uniform Manifold Approximation and Projection** (UMAP), repose sur cette hypothèse et permet de capturer la géométrie sous-jacente des données.

Une approche différente consiste à utiliser des **autoencodeurs**, un type particulier de réseaux neuronaux possédant une couche cachée présentant un goulot d'étranglement. Ces méthodes ne donnent aucune garantie théorique, mais permettent de trouver des relations non linéaires dans de très grands jeux de données. Leurs propriétés varient grandement

en fonction de la structure du réseau de neurones. Des variantes comme les **variational autoencoder** (VAE) font le pont vers les méthodes bayésiennes, pour lesquels les sorties sont des probabilités d'appartenance à un état plutôt que des prévisions déterministes. Elles permettent de concevoir des algorithmes dont les performances sont garanties en espérance, ce qui les rend plus robustes.

2.3.3 Approches sélectionnées

Pour la suite du manuscrit, nous appliquerons la méthode ACP car c'est la plus simple à mettre en œuvre, elle permet de garder la structure des données et ne demande pas d'expertise pour le réglage d'hyper-paramètres ni de ressource de calcul importante. De plus, l'espace latent est facilement interprétable, car il consiste en une simple combinaison linéaire des caractéristiques initiales. C'est aussi la plus grande limitation de cette méthode. La distribution des prix nodaux n'est probablement pas décomposable de manière linéaire, car elle est issue de l'OPF. Nous l'illustrerons dans la section IV.3.7 et proposeront des méthodes de compression non-linéaires en perspective dans la section IV.4.1.

3 Analyse en composantes principales

3.1 Théorie

3.1.1 Normalisation

Les techniques d'apprentissages fonctionnent mieux si les variables aléatoires suivent une loi normale centrée réduite $\mathcal{N}(0, 1)$. Ce n'est pas toujours le cas des variables (x_1, \dots, x_N) . Cependant, changer la forme de la distribution peut changer les propriétés du jeu de données, il est donc courant de simplement normer chaque variable de sorte que leur moyenne soit nulle et leur variance unitaire. Chaque variable est donc transformée de la manière suivante :

$$\mathbf{x}_{\text{normé}}^{[i]} = \frac{\mathbf{x}^{[i]} - \overline{\mathbf{X}}}{\sigma(\mathbf{X})} = \left(\frac{x_1^{[i]} - \overline{x_1}}{\sigma(x_1)}, \dots, \frac{x_N^{[i]} - \overline{x_N}}{\sigma(x_N)} \right) \quad (\text{IV.2})$$

La valeur de la moyenne de \mathbf{X} noté $\overline{\mathbf{X}}$ et son écart type, noté $\sigma(\mathbf{X})$ sont calculés sur la base d'entraînement. La transformation des données est linéaire et peut être inversée une fois l'apprentissage terminé.

3.1.2 Calcul de l'ACP

L'Analyse en composantes principales (ou *principal component analysis*) est une méthode qui consiste à transformer des variables corrélées en nouvelles variables décorrélées les unes des autres. La transformation induite par l'ACP est linéaire et peut être vue comme un changement de base. Les vecteurs unitaires formant la nouvelle base –appelé **espace latent**– sont orthogonaux entre eux et ordonnés du plus au moins importants. Le premier vecteur explique la plus grande partie de la variance des données, le deuxième, la plus grande partie de la variance restante, etc. Le paragraphe suivant permet d'expliquer de façon très brève la théorie de l'ACP et de fixer le vocabulaire utilisé pour le reste de l'exposé.

L'idée fondamentale de l'ACP est basée sur la matrice de corrélation, noté \mathbf{A} . Cette méthode cherche les corrélations entre les différentes variables aléatoires x_i avec $i \in \llbracket 1, N \rrbracket$. Si des variables sont très corrélées entre elles, cela signifie qu'une seule suffirait à décrire l'ensemble sans perte importante d'information.

La matrice de covariance $\mathbf{A} \in \mathcal{M}_N$ est donnée par :

$$\mathbf{A} = \frac{(\mathbf{X} - \bar{\mathbf{X}})(\mathbf{X} - \bar{\mathbf{X}})^T}{(M - 1)} = \frac{\mathbf{X}\mathbf{X}^T}{(M - 1)} \quad (\text{IV.3})$$

Il s'agit d'une matrice symétrique qui peut donc être diagonalisée : $\mathbf{A} = \mathbf{T}\mathbf{D}\mathbf{T}^T$, où \mathbf{T} est la matrice de vecteurs propres de \mathbf{A} (chaque colonne est un vecteur propre) et \mathbf{D} est une matrice diagonale composée des valeurs propres λ_i de \mathbf{A} ordonnée par ordre décroissant.

$$\mathbf{D} = \begin{pmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_N \end{pmatrix} \quad (\text{IV.4})$$

Nous possédons alors une nouvelle base, appelée, base des vecteurs propres, ou **espace latent**. On note $\check{\mathbf{x}} = \mathbf{x}\mathbf{T}$ l'observation \mathbf{x} exprimée dans l'espace latent. Il est possible de revenir simplement à l'espace initial en appliquant $\mathbf{x} = \check{\mathbf{x}}\mathbf{T}^{-1}$. Dans ce nouvel espace, toutes les nouvelles variables sont décorrélées entre elles, ce qui simplifie grandement l'analyse de données. Les nouvelles variables ainsi créées seront nommées **variables latentes** pour le reste de l'exposé. De plus, les valeurs propres indiquent un ordre d'importance des vecteurs propres. Le pourcentage d'information contenu dans la variable latente $\check{\mathbf{x}}_j$ est :

$$\%_{0j} = \frac{\lambda_j}{N} \quad (\text{IV.5})$$

Ainsi, il n'est pas rare que l'essentiel de l'information soit contenu dans seulement quelques variables latentes. Il est alors possible de définir une nouvelle observation contenant seulement une partie de l'information :

$$\check{\mathbf{x}}^{(k)} = (\check{x}_1, \dots, \check{x}_k, 0, \dots, 0) \quad (\text{IV.6a})$$

$$= (\check{x}_1, \dots, \check{x}_k, \check{x}_{k+1}, \dots, \check{x}_N) \begin{pmatrix} 1 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \end{pmatrix} \quad (\text{IV.6b})$$

$$= \check{\mathbf{x}}\mathbf{K} \quad (\text{IV.6c})$$

L'opération de compression est donc réalisée premièrement en projetant dans l'espace latent puis en ne conservant que les k premières composantes. On a donc : $\phi^{(k)}(\mathbf{x}) = \mathbf{x}\mathbf{T}\mathbf{K}$. L'opération de décompression est réalisée en projetant dans l'espace d'origine : $\psi(\check{\mathbf{x}}) = \check{\mathbf{x}}\mathbf{T}^{-1}$. L'équation (IV.7) résume le procédé de compression par ACP.

$$\tilde{\mathbf{x}}^{(k)} = \psi(\check{\mathbf{x}}^{(k)}) = \check{\mathbf{x}}^{(k)}\mathbf{T}^{-1} \quad (\text{IV.7a})$$

$$= \psi(\phi^{(k)}(\mathbf{x})) = \mathbf{x}\mathbf{T}\mathbf{K}\mathbf{T}^{-1} \quad (\text{IV.7b})$$

3.2 Application aux prix nodaux

3.2.1 Méthode

Avant de mettre en évidence les corrélations entre les prix nodaux, il faut récolter un grand nombre d'observations représentatives du fonctionnement d'un réseau de distribution. Pour cela, nous disposons d'une base de données (BDD) contenant des séries temporelles de productions et de consommations décrivant la puissance demandée par chacun des acteurs sur le réseau. Combiné à un OPF, elles nous permettent de générer les

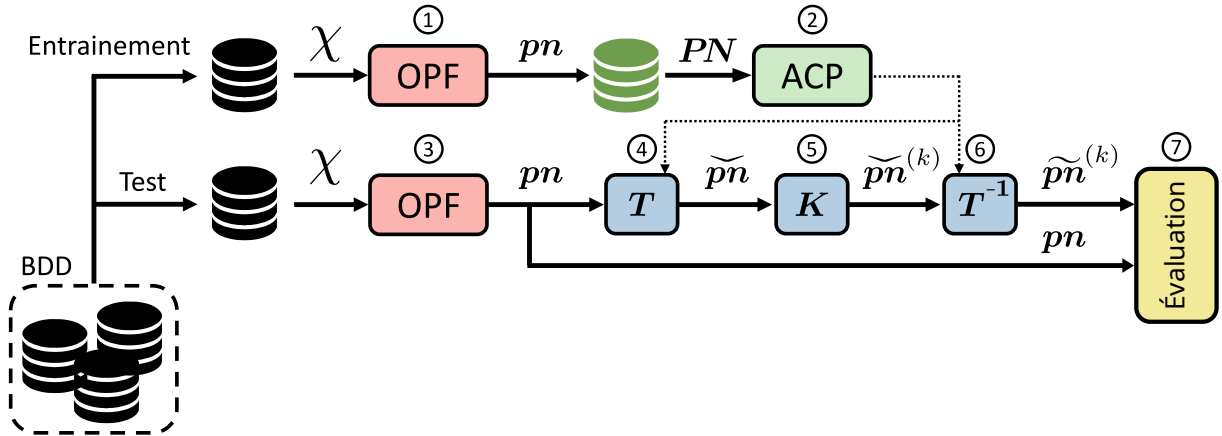


FIGURE IV.3 – Méthode de calcul de la matrice de passage vers l'espace latent et évaluation des erreurs commises par la compression.

prix nodaux et d'appliquer l'ACP. La méthode de calcul des prix nodaux a été détaillée dans la section III.2.1. Nous n'y reviendrons pas en détail ici. Cette étape est nommée *phase d'entraînement*.

Une fois l'ACP effectuée, la performance de la réduction de dimension est testée sur une BDD de test. Le but de cette étape est de quantifier la performance de la compression. Cette étape constitue la *phase de test*. Le détail des étapes est donnée à la figure IV.3.

Entraînement :

- ① Pour chaque point de fonctionnement, la BDD d'entraînement donne les préférences économiques des acteurs, notées χ . Elles permettent de calculer l'OPF et d'obtenir les prix nodaux. On note $\mathbf{pn} = (pn_1, \dots, pn_N)$ le vecteur des N prix nodaux, correspondant à chaque nœud du réseau. La base de données de prix nodaux est constituée de l'ensemble des \mathbf{pn} observés au cours de la période considérée pour cette phase d'entraînement. On a donc : $\mathbf{PN} = (\mathbf{pn}^{[1]}, \dots, \mathbf{pn}^{[M]})$ avec M observations – issue des M points de fonctionnement de la BDD d'entraînement.
- ② Les prix nodaux \mathbf{PN} sont normés selon la méthode décrite (IV.2). Puis l'ACP est réalisée afin de calculer la matrice de transformation \mathbf{T} .

Test :

- ③ Une fois l'entraînement réalisé, de nouveaux points de fonctionnement – c'est-à-dire non inclus dans la BDD d'entraînement – sont examinés. De même qu'en ①, pour chacune de ces configurations, les prix nodaux sont calculés en résolvant l'OPF.

- ④ Ils sont ensuite projetés dans l'espace latent grâce à la matrice de transformation \mathbf{T} obtenue lors de l'étape ②.
- ⑤ La matrice \mathbf{K} permet de conserver uniquement les k premières composantes, les autres sont remplacées par des zéros. Les composantes d'une ACP étant ordonnées, seule l'information la moins importante est supprimée.
- ⑥ Les vecteurs latents compressés sont projetés dans l'espace d'origine à l'aide de \mathbf{T}^{-1} . L'ensemble de l'opération s'exprime comme suit : $\widetilde{\mathbf{pn}}^{(k)} = \mathbf{pn}\mathbf{T}\mathbf{K}\mathbf{T}^{-1}$.
- ⑦ Enfin, les $\widetilde{\mathbf{pn}}$ sont comparés au \mathbf{pn} pour évaluer la performance de la compression.

3.2.2 Détails de la simulation

Nous utiliserons le même cas test que celui présenté section II.4.3, mais cette fois les impédances du *European low-voltage test feeder* sont fixes. Nous prendrons les valeurs proposées dans le cas test original [IEEE PES.2017]. Le placement des acteurs, leurs préférences économiques, et les séries temporelles utilisées sont identiques à la section II.4.3. La puissance de chaque type d'acteur, et les valeurs de μ et σ sont donnés dans le tableau IV.1. Le réseau est largement surchargé pour activer les contraintes de tension et/ou de congestion. Dans le cas contraire, les prix nodaux seraient presque tout le temps nuls, la compression serait évidente. Nous nous plaçons donc dans le cas le plus difficile.

Les simulations ont été conduites en séparant les 365 jours de la base de données en deux groupes : 60 % des jours ont servi à l'entraînement, 40 % pour le test.

	μ (€/kWh)	σ (€/kWh)	Puissance totale pic
Foyer	0.25	0.10	1000 kW
VE	0.15	0.05	200 kW
PV	0.08	0.02	800 kW

TABLE IV.1 – Valeurs utilisées pour la création du cas test.

3.3 Performances évaluées sur les prix nodaux

L'ACP est une méthode *quality-based*. La matrice de projection dans l'espace latent, notée \mathbf{T} , dépend uniquement des prix nodaux. Par conséquent, la performance de la compression doit d'abord être évaluée en termes de capacité à capturer l'information pertinente. Pour ce faire, nous utiliserons deux métriques : la **variance expliquée** et l'**erreur de reconstruction**.

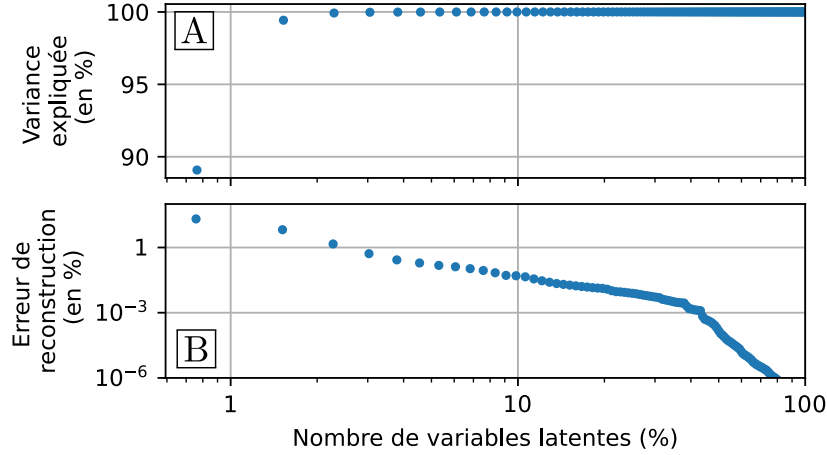


FIGURE IV.4 – **A** Pourcentage de la variance expliquée et **B** erreur de reconstruction en fonction du nombre de composantes conservées dans l’espace latent – exprimé en % pour plus de généralité.

3.3.1 Variance expliquée

L’ACP ordonne les vecteurs de l’espace latent en fonction de la variance qu’ils capturent dans les données d’entraînement. Une première métrique caractérisant la performance de la réduction de dimension est la variance totale capturée en fonction du nombre de variables latentes conservées. Cette valeur est calculée à partir des valeurs propres de la matrice de covariance (Eq IV.5). Elle est donnée sur le panneau **A** de la figure IV.4.

Pour ce réseau, 89% de la variance des PN peut être expliquée avec une seule variable latente. On monte à 99% dès deux variables. Cette métrique semble indiquer que peu de variables latentes suffisent à expliquer l’ensemble des PN observés.

3.3.2 Erreur de reconstruction

La variance capturée est calculée sur le jeu de données d’entraînement. Cette métrique n’a donc pas énormément de valeur pour juger de la qualité de la compression. Une meilleure méthode consiste à estimer l’erreur de reconstitution définie équation (IV.8) :

$$\Delta pn^{(k)} = \frac{1}{\#\mathcal{O}_k} \cdot \sum_{i \in \mathcal{O}_k} \|\mathbf{pn}^{[i]} - \widetilde{\mathbf{pn}}^{(k)[i]}\|^2 \quad (\text{IV.8})$$

où $\#\mathcal{O}_k$ représente le nombre d’échantillons de la BDD de test. Chaque vecteur reconstruit $\widetilde{\mathbf{pn}}^{(k)}$ est légèrement différent du véritable vecteur \mathbf{pn} . Cette différence dépend du nombre

de caractéristiques k conservées dans l'espace latent.

L'évolution de l'erreur de reconstruction en fonction du taux de compression est donnée par le panneau **B** de la figure IV.4. L'erreur diminue monotonement avec l'augmentation du nombre de caractéristiques de l'espace latent jusqu'à atteindre une erreur nulle. Cette observation est rassurante, car $\widetilde{\mathbf{pn}}^{(N)} = \phi(\psi^{(N)}(\mathbf{pn})) = \mathbf{pn} \mathbf{T} \mathbf{I}_d \mathbf{T}^{-1} = \mathbf{pn}$.

Ces bonnes performances peuvent être attribuées en partie au jeu de données utilisé. Même en ayant surchargé le réseau (voir section IV.3.2.2), l'activation des contraintes n'apparaît que 73 % du temps. En dehors de ces moments, les PN sont tous identiques et nuls. Il est donc aisé de les prédire correctement.

3.4 Performances évaluées sur des métriques de gestion

3.4.1 Méthode

Pour rappel, les prix nodaux reconstruits $\widetilde{\mathbf{pn}}$ serviront à la gestion du réseau de distribution (voir figure IV.2). Or, l'erreur de reconstruction ne dit rien de la performance de la compression vis-à-vis de la gestion. De faibles erreurs sur les prix pourraient conduire à des violations de contraintes très importantes ou inversement. Les méthodes de réduction de dimension *value-based* permettraient de pallier ce problème, mais sont bien plus complexes à mettre en œuvre. Avant d'envisager une telle étude, il nous semble donc pertinent d'estimer l'impact des erreurs de compression sur la stratégie de gestion.

La figure IV.5 illustre la méthode proposée. L'étape d'entraînement –détermination de la matrice \mathbf{K} – est inchangée. Les prix nodaux sont compressés puis décompressés pour obtenir les $\widetilde{\mathbf{pn}}^{(k)}$. ⑧ Ils sont ensuite utilisés pour contrôler le réseau comme présenté dans la figure IV.2. On en déduit l'état du réseau, noté $\widetilde{\mathbf{E}}$. ⑨ Ce dernier peut être comparé à l'état du réseau sous gestion optimale, issue de l'OPF, noté \mathbf{E} . Pour la suite, on notera $\widetilde{\text{OPF}}$ la stratégie à base de prix condensé.

3.4.2 Étude d'une configuration particulière

La figure IV.6 montre trois exemples de plans de tension, obtenus à trois moments différents sur le même cas d'étude. La configuration **C** illustre un cas pour lequel la réduction conduit à une gestion peu efficace, voire dangereuse. La deuxième – panneau **E** – est une situation où une très forte réduction peut être appliquée sans difficulté. La configuration **D** illustre le cas intermédiaire. Les tensions sont représentées en fonction de leurs distances au Point de Couplage Commun (PCC) afin de garder la structure du réseau

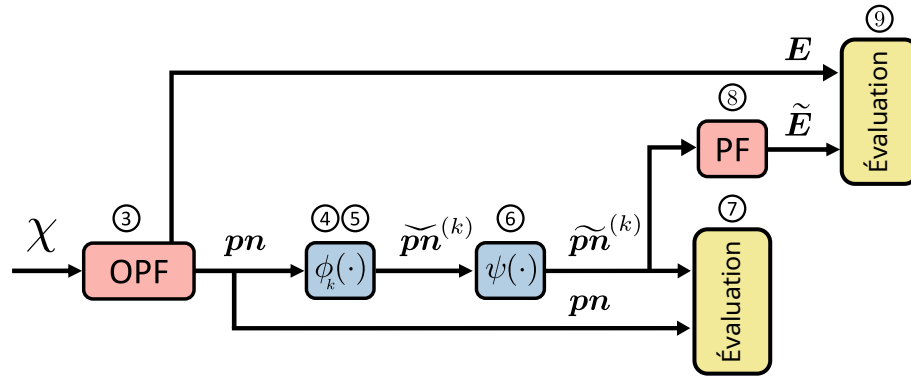


FIGURE IV.5 – Méthode de réduction de dimension des prix nodaux. Durant la première phase, sur les données d’entraînement, la matrice de transformation T est identifiée grâce à une analyse en composantes principales. Lors de la deuxième phase, sur les données de test, un réseau de distribution est contrôlé à l’aide de prix nodaux \tilde{PN} dont l’information a été compressée.

et faciliter la lecture des résultats. Le PCC joue le rôle de référence, sa tension est fixée à 1 p.u. Le plan de tension obtenu en utilisant les PN optimaux issus d’un OPF est illustré en vert. Lorsque les PN sont compressés en utilisant 1 % – resp. 2 % – des variables de l’espace latent, les tensions sont représentées en bleu – resp. orange. Les limites de tension admissibles – fixées à 1.1 p.u. et 0.9 p.u. – sont représentées en pointillés rouges.

La configuration \square illustre un cas pour lequel la réduction fonctionne bien en utilisant 2 % des variables latentes, mais très mal en dessous. En effet, pour 1 % des variables latentes, 90 % des bus ne respectent pas les contraintes. L’écart maximal avec la solution optimale vaut 0.22 p.u. et est obtenu en bout de ligne. Dans cette configuration et sous gestion optimale, les tensions sont toutes supérieures à 1 p.u.. Le réseau aurait dû être exportateur de puissance. Cependant une compression utilisant 1 % des prix nodaux engendre un écart qui rend le réseau importateur, d’où des écarts de tension significatifs.

Le panneau \square correspond à un moment où le réseau est importateur de puissance. Les tensions sont donc décroissantes lorsqu’on s’éloigne du PCC. On observe une chute de 0.06 p.u. en moyenne. Contrairement au cas présenté en \square , les trois niveaux de compression conduisent au même plan de tension. Ici, 1 % des variables latentes suffit à atteindre la gestion optimale.

La configuration \square présente un plan de tension semblable à celui présenté en \square . Il existe cependant des écarts entre les compressions. On constate que plus le nombre de variables latentes augmente, plus les écarts entre le plan de tension optimal et les plans de tensions compressés se réduisent. Les écarts peuvent être positifs ou négatifs. Notons que

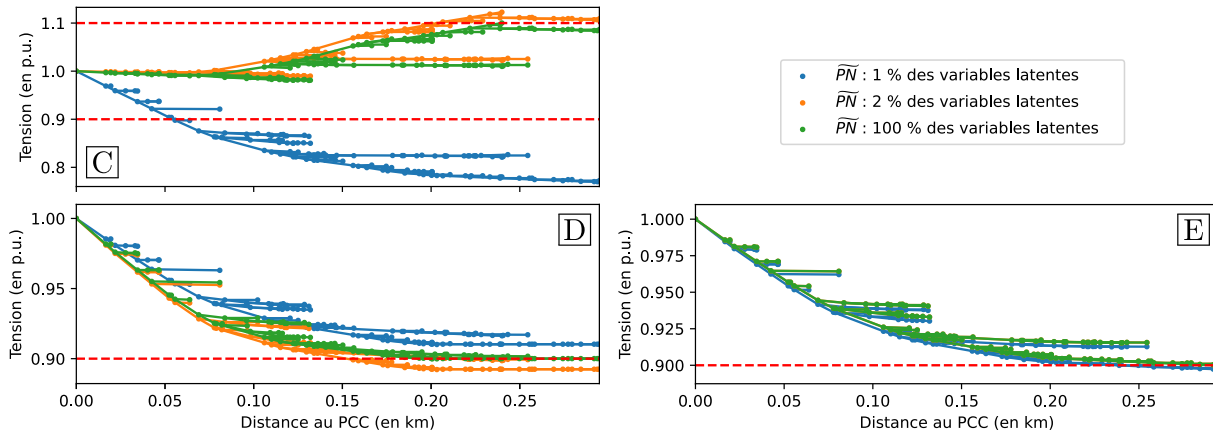


FIGURE IV.6 – Évolution de la tension de chaque bus en fonction de sa distance avec le PCC et selon la méthode de gestion utilisée : 100% des dimensions de l’espace latent en vert (équivalent OPF), 2% des dimensions de l’espace latent en orange et 1% en bleu. Les pointillés rouges représentent les contraintes du plan de tension, ± 0.1 p.u. Trois configurations sont étudiées.

des PN mal estimés ne conduisent pas obligatoirement à une violation du plan de tension. Il est remarquable que la stratégie conservant 2% des variables latentes conduise à plus de violations que celle en utilisant uniquement 1%. En effet, une meilleure approximation des PN conduit les tensions à se rapprocher des tensions optimales issues de l’OPF. Or elles sont souvent proches des limites admissibles comme nous pouvons l’observer sur la courbe verte Fig. IV.6. Ainsi, une infime erreur de PN peut conduire à un non-respect des contraintes.

Les phénomènes ici illustrés permettent de percevoir les difficultés et risques liés à une réduction de dimension. Bien qu’une amélioration globale de la gestion est attendue lorsque la compression est moins importante, beaucoup de phénomènes particuliers sont susceptibles d’apparaître ponctuellement. L’évolution des performances peut donc ne pas être monotone lors de l’étude d’une configuration particulière. Deux configurations très similaires peuvent présenter des comportements très différents.

3.4.3 Analyse statistique

Illustration de l’état du réseau Après avoir illustré l’impact de la réduction de dimension sur les configurations particulières de la figure IV.6, cette section systématise l’étude des performances d’une gestion par des PN compressés.

À gauche de la figure IV.7 est illustré l’état moyen du réseau. La couleur de chaque

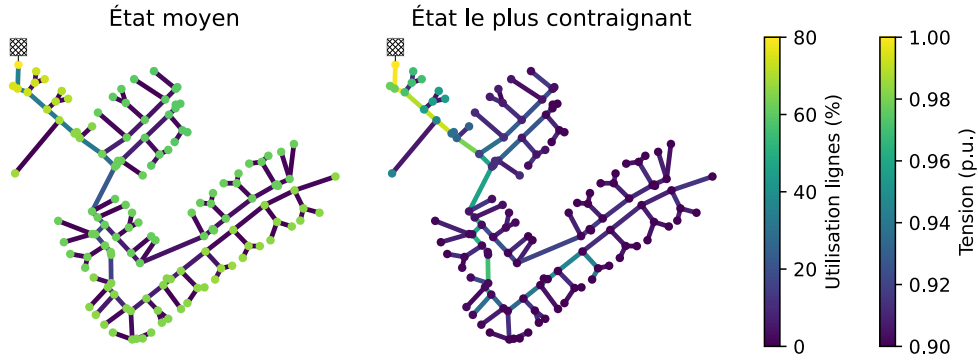


FIGURE IV.7 – État du réseau moyen au cours de la simulation (gauche) et pour la configuration la plus contraignante lorsqu’il est fortement importateur de puissance. Résultats issus de l’OPF et non de $\widetilde{\text{OPF}}$.

nœud représente la tension moyenne observée sur l’ensemble des simulations. La couleur de chaque ligne représente l’utilisation moyenne de celle-ci par rapport à sa capacité maximale. La tension étant imposée au niveau du PCC, elle vaut toujours 1 p.u. Sur les autres nœuds, elle vaut environ 0.97 p.u. Plus un nœud est éloigné du PCC, plus sa tension moyenne est faible. La poche de distribution est donc plus consommatrice que productrice. Les lignes les plus contraintes sont celles proches du PCC.

À droite de la figure IV.7 est présenté le cas le plus défavorable, *i.e.* celui où le plus de contraintes sont activées. La tension atteint la limite inférieure de 0.9 p.u. presque en chaque nœud. La ligne la plus contrainte, celle liée au PCC, est à 79 % de sa capacité maximale. La contrainte de congestion n’est donc jamais active, les flux dans les lignes ne présentent donc jamais un problème de gestion sur ce cas test.

Étude détaillée La figure IV.8 décrit les écarts entre la stratégie optimale (OPF) et la stratégie avec prix nodaux compressés ($\widetilde{\text{OPF}}$), en termes de différence des coûts \mathbb{F} , de différences de tensions \mathbb{G} , de fréquence des violations de tension \mathbb{H} et de puissances échangées \mathbb{I} , \mathbb{J} , \mathbb{K} .

Le lecteur notera que pour l’ensemble des panneaux \mathbb{F} , \mathbb{G} , \mathbb{H} , l’axe des ordonnées est linéaire entre 0 et la première graduation puis logarithmique pour les valeurs supérieures. Les valeurs extrêmes sont représentées par des pointillés, et les déciles par des dégradés de couleurs. Ainsi, le premier trait plein en partant du haut correspond au décile à 90 %. Les valeurs médiane et moyenne sont également représentées. Ces statistiques ont été construites à partir des ensembles décrits équation IV.9.

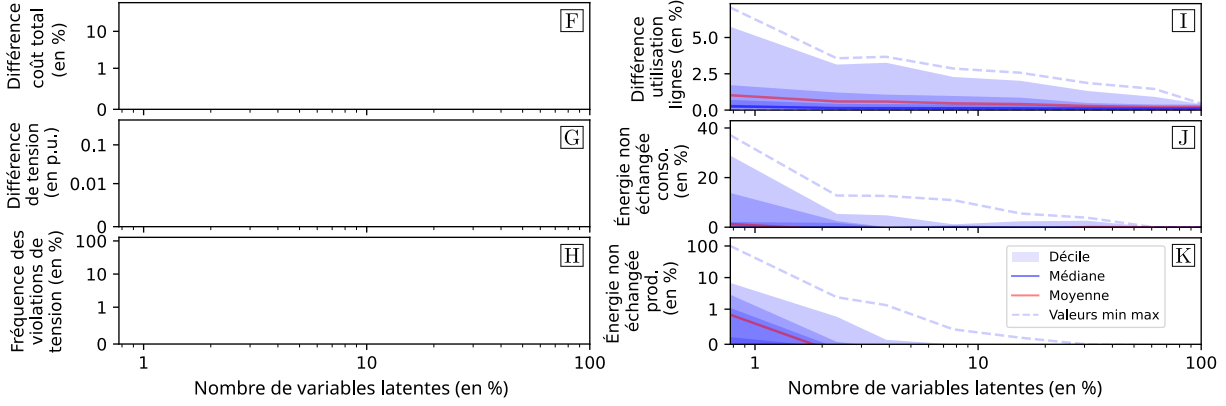


FIGURE IV.8 – Influence du nombre de variables latentes sur les différents écarts $\|E - \tilde{E}\|$, où E et \tilde{E} sont respectivement l'état du réseau géré par OPF ou par prix nodaux réduits. Figures **F**, **G**, **H** et **K** en échelle logarithmique jusqu'à la plus petite graduation puis linéaire jusqu'à 0.

$$\text{Diff coût tot}(k) = \left\{ 100 \cdot \left| \sum_{i \in \mathcal{A}} \frac{\chi_i^{[j]}(P_i^{[j]}) \cdot P_i^{[j]} - \chi_i^{[j]}(\tilde{P}_i^{[j]}) \cdot \tilde{P}_i^{[j]}}{\chi_i^{[j]}(P_i^{[j]}) \cdot P_i^{[j]}} \right|, \forall j \in \mathcal{O}_k \right\} \quad (\text{IV.9a})$$

$$\text{Diff de tension}(k) = \{|V_i^{[j]} - \tilde{V}_i^{[j]}|, \forall (j, i) \in \mathcal{O}_k \times \mathcal{N}\} \quad (\text{IV.9b})$$

$$\text{Fréq violation tension}(k) = \left\{ \frac{100}{\#\mathcal{N}} \sum_{i \in \mathcal{N}} \mathbb{1}_{(\tilde{V}_i^{[j]})}, \forall j \in \mathcal{O}_k \right\} \quad (\text{IV.9c})$$

$$\text{Diff utilisation lignes}(k) = \left\{ 100 \sum_{j \in \mathcal{O}_k} \left| \frac{I_i^{[j]} - \tilde{I}_i^{[j]}}{I_i} \right|, \forall i \in \mathcal{L} \right\} \quad (\text{IV.9d})$$

$$\text{Én. non échangée acteur}(k) = \left\{ 100 \sum_{j \in \mathcal{O}_k} \frac{P_i^{[j]} - \tilde{P}_i^{[j]}}{P_i^{[j]}}, \forall i \in \mathcal{A} \right\} \quad (\text{IV.9e})$$

où k est le nombre de dimensions conservées dans l'espace latent, \mathcal{O}_k est l'ensemble des observations conservant k dimensions, $x^{[j]}$ dénote l'observation j d'une grandeur x et \tilde{x} d'une grandeur issue du contrôle par prix nodaux réduits ($\widetilde{\text{OPF}}$). χ_i et P_i sont la préférence économique et la puissance échangée par l'acteur i , I_i est le courant circulant dans la ligne i . \mathcal{A} est l'ensemble des acteurs du réseau, \mathcal{L} est l'ensemble des lignes, \mathcal{N} est l'ensemble des nœuds et $\#\mathcal{N}$ leur nombre. $\mathbb{1}_{(\tilde{V}_i^{[j]})}$ est la fonction indicatrice de la violation d'une contrainte de tension.

Le panneau **F** illustre les écarts de coût total, c'est-à-dire la somme de coût payé par chaque acteur du réseau. Ainsi qu'indiquée lors de la section précédente, la tendance

générale est bien que les performances se rapprochent de la gestion optimale lorsque plus de dimensions sont prises en compte. Cette tendance n'est cependant pas tout à fait monotone ni de rythme uniforme. En particulier, les valeurs extrêmes sont les plus difficiles à estimer lors d'une simulation de type Monte-Carlo (voir section II.3.2). En ne conservant qu'une seule variable lors de la compression – extrême gauche de la figure – des écarts de performances de l'ordre de quelques pour cent peuvent être constatés en moyenne. Cette valeur est tirée vers le haut par quelques configurations particulièrement mal gérées et coûteuses – voir extrême et dernier décile. Au maximum, on observe 60 % de différence, mais cette situation est rare. Cela implique que la médiane est significativement plus basse que la moyenne. Obtenir une gestion globalement performante peut donc être obtenu avec des taux de compression très élevés. En revanche, garantir que toutes les configurations seront bien gérées nécessite de conserver beaucoup plus de variables : un taux de compression de 25% est ainsi nécessaire pour que le dernier décile tombe en dessous de 1% de surcoût. On observe une différence de l'ordre de 0.1 % lorsque toutes les variables sont utilisées. Cet écart, qui devrait être nul, est dû à une erreur de précision numérique et pourrait être atténué en diminuant la tolérance de l'OPF.

Le panneau **G** décrit l'écart de tension en p.u. De manière similaire à l'interprétation du panneau **F**, ces écarts décroissent de manière monotone jusqu'à atteindre une erreur nulle. En utilisant seulement 1 % des variables latentes, seules 10 % – 9^{eme} décile – des tensions ont un écart supérieur à 0.09 p.u. Nous pouvons également noter que 90 % des écarts sont nuls avec l'utilisation de 30 % de variables latentes.

Le panneau **H** décrit la fréquence des violations de tensions. En ordonnée, 100 % signifie que l'ensemble des bus – à l'exception du PCC – viole le plan de tension. Cette situation se produit dans le pire des cas jusqu'à l'utilisation de 20 % des variables latentes. Cela signifie que certaines configurations sont très sensibles aux valeurs prises par les prix nodaux. Il s'agit de celles pour lesquelles les tensions du point de fonctionnement optimal sont très proches des contraintes. Nous en avons vu un exemple dans la figure IV.6 au panneau **B**.

Le panneau **I** représente la différence moyenne de flux dans chaque ligne. Pour le taux de compression le plus élevé, une ligne voit une différence moyenne de 6 %. Comme nous l'avons vu dans la figure IV.7, la contrainte de congestion n'est jamais active dans ce réseau. Cet aspect de la gestion est donc moins critique.

Les figures **J** et **K** représentent l'énergie non échangée [Soualah.2023] pour chaque consommateur/producteur. Cette figure ne dit rien des performances de gestion instan-

tanées. Elle caractérise plutôt l’insatisfaction des acteurs sur le long terme. Lorsque la compression est maximale, certains n’échangent plus du tout de puissance (100 % de l’énergie n’est pas échangée). Ce comportement est causé par la modélisation des préférences économique présentée paragraphe II.4.3.3. χ est en marche d’escalier, cela provoque des comportements "tout ou rien" : si le prix est supérieur à ce que peut payer un acteur, alors il n’échange pas, sinon il échange un incrément de puissance. Pour une discussion de la pertinence de modèle économique, voir la section II.4.3.3.

90 % de la variance des prix nodaux est capturée dans une variable latente. Cela n’implique pas toujours une bonne performance lors de la gestion. Certaines configurations se prêtent très bien à la réduction. Des configurations qui paraissent semblables peuvent se comporter très différemment.

Point d’attention concernant le coût total Le panneau **F** de la figure IV.8 occulte une information d’importance : les différences de coûts sont exprimées en valeurs absolues. Or, une partie des simulations conduisent à une amélioration du coût total. Cette observation est contre-intuitive, car l’OPF calcule les injections de puissances de sorte à obtenir le coût d’opération minimal. Il devrait alors être impossible de diminuer ce coût. L’explication tient au fait que 30 % des simulations violent au moins une contrainte (voir panneau **H**). Les solutions améliorant le coût total sont donc les solutions non faisables, inaccessibles à l’OPF par définition. Nous aurions pu prendre en compte le coût de violations des contraintes, mais il est très difficile à estimer et sujet à interprétations. Nous en avons proposé une piste lors de l’élaboration du signal récompense lors de la section III.3.2.3.

La figure IV.9 illustre la différence de coût en fonction de la tension. Chaque point représente une simulation : un point est vert si aucune contrainte de tension n’est violée, rose si la tension d’au moins un nœud est inférieure à 0.9 p.u. et gris si elle est supérieure à 1.1 p.u.. On constate qu’il n’existe pas de points améliorant le coût total **et** respectant les contraintes. On constate également une tendance, plus la part des nœuds violant les contraintes est grande, plus l’amélioration du coût est importante.

Une autre façon d’appréhender cette étude : La résolution de l’OPF indique que la gestion optimale d’un réseau ne peut être atteinte qu’en utilisant un nombre de variables minimales égales au nombre de bus le constituant. Or un déploiement réel devra

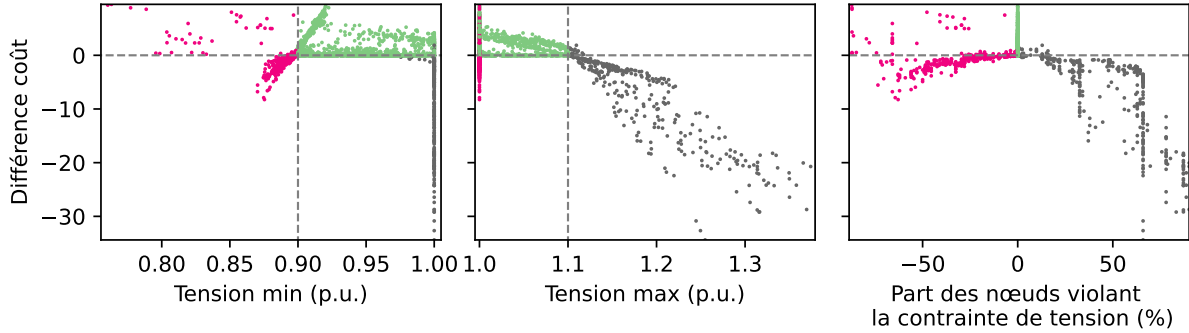


FIGURE IV.9 – Différence de coût en fonction de la tension min/max et de la fréquence des violations du plan de tension. Chaque point représente une configuration, c'est à dire un point de fonctionnement du réseau. En rose/gris, les configurations violant au moins une contrainte de tension basse/haute. En vert, les configurations respectant l'ensemble des contraintes.

vraisemblablement se limiter à l'envoi d'une ou de quelques variables aux acteurs présents sur le réseau. Une question primordiale est alors de connaître l'écart d'optimalité entre la solution optimale et celle utilisant un nombre de variables réduit. Avant d'élaborer sa stratégie, le GRD pourrait :

1. déterminer les métriques d'importances.
2. donner la sous-optimalité acceptable pour chacune d'entre elles.
3. déterminer le nombre de variables de contrôle minimal.

En ce sens, la figure IV.8 est essentielle, car elle permet – pour un réseau fixé – de faire la correspondance entre performances maximales d'une stratégie de gestion et nombre de variables de contrôle.

Cette analyse suppose que la méthode de contrôle $\widetilde{\text{OPF}}^{(k)}$ donne la gestion optimale pour un nombre de variables latente donné, ce qui n'est pas exact. Premièrement, comme nous le verrons plus loin, la compression pourrait être plus efficace. De plus, l' $\widetilde{\text{OPF}}$ ne cible aucune métrique particulière, elle sera donc nécessairement moins performante qu'une stratégie optimisant une métrique précise au détriment des autres. Par exemple, la minimisation des violations de tension est en contradiction directe avec l'objectif de maximisation des échanges entre acteurs. Cela rappelle l'importance de la conception des fonctions de récompense abordée au chapitre III.

3.5 Analyse de la structure de l’espace latent

3.5.1 Motivations

L’interprétation des DLMP sera cruciale dans le débat politique qui entourera l’évolution des marchés de distribution [Alazemi.2022], de la même manière que la compréhension du comportement des prix marginaux a été cruciale dans le débat politique qui a entouré les marchés de gros [Oren.1995].

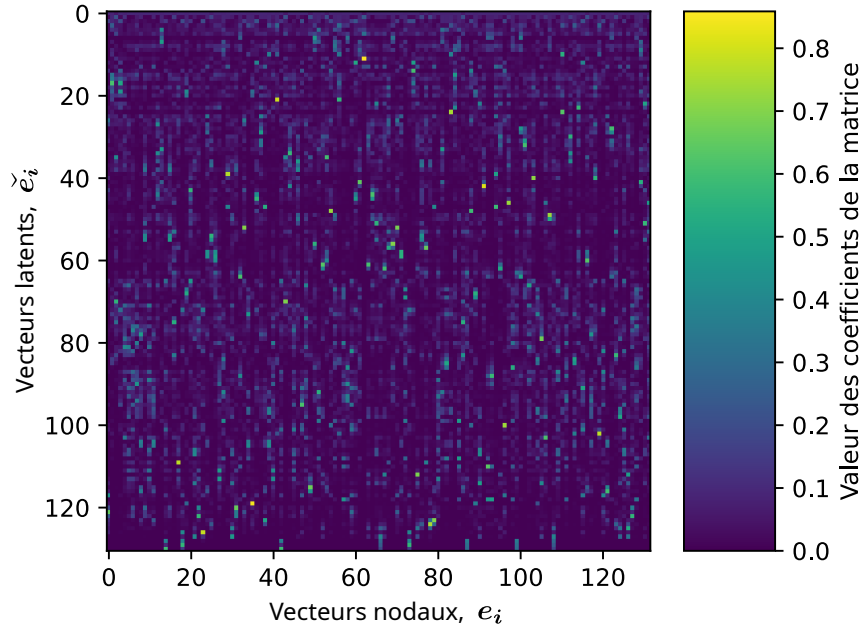
Contrairement aux réseaux de transmission, où les modèles linéaires sans perte permettent une compréhension intuitive, l’interprétation des prix au niveau du réseau de distribution présente des difficultés en raison des limites de tension, des flux de puissance réactive et des pertes. [Papavasiliou.2018] propose trois méthodes, basées sur trois formulations de l’OPF. La première donne une définition similaire à l’équation (III.4), dans une formulation adaptée aux réseaux de distribution. Cependant les expressions trouvées apportent peu d’informations, car le problème est formulé de manière implicite, c’est à dire, sans dépendance explicite aux variables de tension et courants.

La deuxième approche est basée sur la formulation du cône de deuxième ordre (OPF-SOC) présenté à la section II.2.1. En écrivant les conditions KKT² ([explained.2022] pour explication visuel, [Boyd.2004] pour une vision complète), il est possible de déterminer une relation de récurrence entre les DLMPs du nœud i en fonction des DLMPs des nœuds parents. Cette formulation, qui tire parti de la structure radiale du réseau, n’est pas beaucoup plus utile que la première à cause du manque d’interprétabilité physique des équations ayant été relaxées.

Enfin, une approche alternative pour comprendre les DLMPs consiste à analyser la sensibilité des pertes vis à vis de changements marginaux des injections de puissance. Les auteurs prouvent que, même dans un réseau à structure radiale, le DLMP d’un nœud donné ne peut être expliqué en regardant exclusivement les nœuds adjacents. En d’autres termes, chaque nœud peut être influencé par des acteurs placés à l’opposé du réseau. L’influence décroît tout de même en fonction de l’éloignement.

Aucune des trois méthodes ne permet d’expliquer et d’interpréter simplement les DLMPs. Nous verrons dans le paragraphe suivant que l’étude de l’espace latent calculé par l’ACP n’est pas plus fructueuse.

2. Les conditions de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) stipulent que le Lagrangien s’annule à la solution optimale, et que les multiplicateurs de Lagrange sont nuls pour les contraintes non actives.

FIGURE IV.10 – Visualisation de la matrice de changement de base \mathbf{T} .

3.5.2 Matrice de transformation \mathbf{T}

Commençons par étudier la matrice de transformation $\mathbf{T} = (a_{i,j})$, définie au paragraphe IV.3.1 et illustrée dans la figure IV.10. On note (\mathbf{e}_i) la base canonique associée aux prix nodaux \mathbf{pn}_i . Les vecteurs de base de l'espace latent, notés $(\check{\mathbf{e}}_i)$, s'expriment comme suit :

$$\check{\mathbf{e}}_i = \sum_j a_{i,j} \mathbf{e}_j \quad (\text{IV.10})$$

L'objectif des prochaines études est de déterminer si les $a_{i,j}$ ont des propriétés particulières permettant d'expliquer la structure des prix nodaux. Sur la figure IV.10, les (\mathbf{e}_i) sont ordonnés en fonction de leur distance avec le PCC. La première ligne de \mathbf{T} permet de construire le premier vecteur de base de l'espace latent, $\check{\mathbf{e}}_0$. La deuxième ligne permet de construire $\check{\mathbf{e}}_1$, etc. Les dimensions d'une ACP étant ordonnées, la première dimension est celle qui contient l'essentiel de l'information – pour ce cas d'étude, 89% de la variance expliquée. L'observation de cette matrice ne donne pas d'information supplémentaire sur l'ACP : aucune structure ne semble émerger.

3.5.3 Cercle de corrélations

Le cercle de corrélations est un outil permettant l'analyse de l'espace latent calculé par l'ACP. Pour l'obtenir, chaque vecteur de l'espace initial \mathbf{e}_i correspondant au prix du nœud i est projeté sur les deux premières composantes de l'espace latent $(\tilde{\mathbf{e}}_0, \tilde{\mathbf{e}}_1)$ formant ainsi un vecteur dont la distance à l'origine décrit l'importance de ce prix vis-à-vis de l'ACP. On a :

$$\mathbf{e}_i = a_{0,i}\tilde{\mathbf{e}}_0 + a_{1,i}\tilde{\mathbf{e}}_1 \quad (\text{IV.11})$$

Les prix positivement corrélés sont regroupés. Il est alors possible de colorier chaque vecteur en fonction d'un critère exogène pour voir s'il permet d'expliquer les groupes ainsi formés. À notre connaissance, sept critères exogènes pourraient permettre d'expliquer la structure des données : la distance au PCC et les valeurs minimales, maximales et moyennes de la tension et de la puissance en chaque bus. Les flux sur chaque ligne ne sont pas considérés, car ils sont attachés à une ligne, pas un bus.

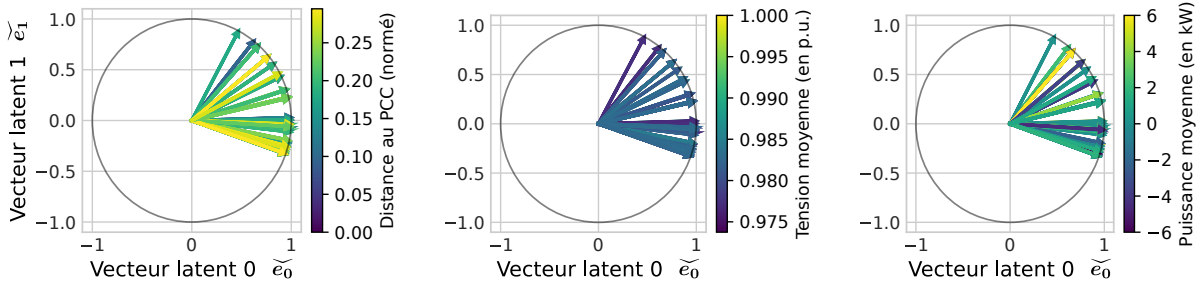


FIGURE IV.11 – Cercle de corrélation de l'ACP. Représente les corrélations entre les anciennes variables (prix nodaux) et les nouvelles variables décorréées (vecteur de l'espace latent). Tous les prix nodaux ont une contribution équivalente. La distance au PCC, la tension moyenne et la puissance moyenne ne permettent pas de dissocier les prix nodaux.

Trois cercles de corrélations sont représentés dans la figure IV.11 pour lesquels les vecteurs représentant chaque prix nodal sont coloriés en fonction respectivement de la distance au point de couplage commun (PCC), de la tension moyenne et dans la puissance moyenne. L'ensemble des prix nodaux sont très proches du cercle de rayon 1. Ils ont donc une importance similaire. De plus, les trois critères exogènes représentés ne permettent pas de dégager une tendance permettant d'expliquer la répartition des prix nodaux. Les critères non représentés conduisent aux mêmes conclusions.

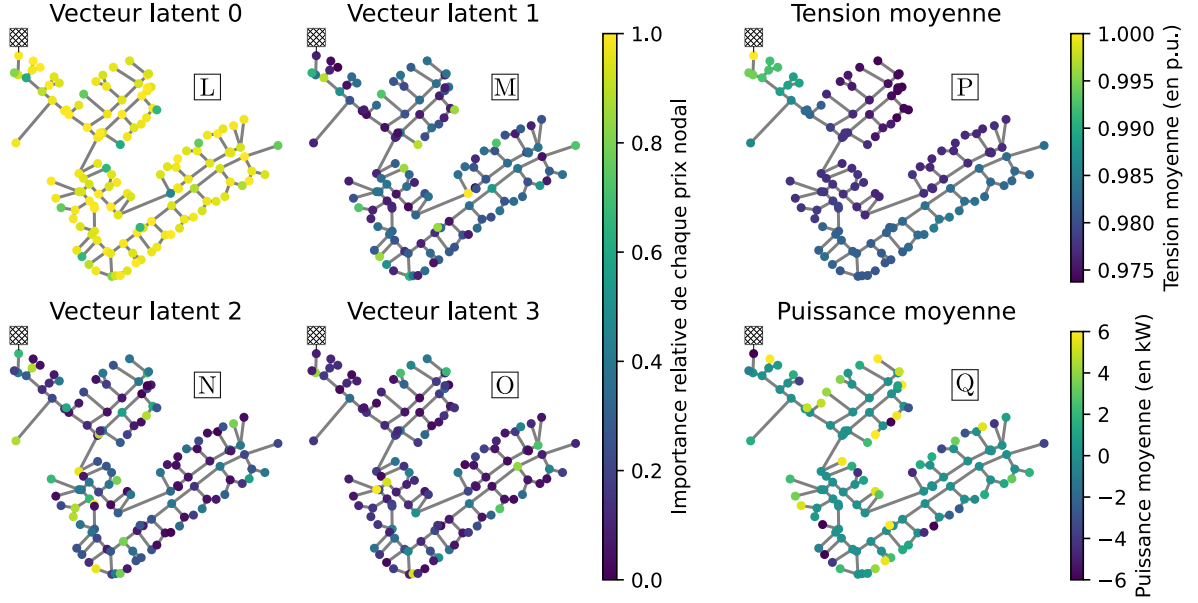


FIGURE IV.12 – Projection des quatre premiers vecteurs latents sur les nœuds du réseau. Les coefficients de la projection sont normés entre 0 et 1. La tension et la puissance moyenne sont également représentées.

3.5.4 Étude des premiers vecteurs latents

Le paragraphe précédent étudiait la projection des \mathbf{e}_i sur les deux premières coordonnées de l'espace latent ($\tilde{\mathbf{e}}_0, \tilde{\mathbf{e}}_1$). Nous proposons maintenant l'étude complémentaire, les vecteurs de l'espace latent sont projetés dans l'espace initial :

$$\check{\mathbf{e}}_i = \sum_j a_{i,j} \mathbf{e}_j \quad (\text{IV.12})$$

$a_{i,j}$ est donc la décomposition de $\check{\mathbf{e}}_i$ sur le vecteur associé au nœud j . La figure IV.12 représente cette décomposition pour les quatre premiers vecteurs latents. Chaque $a_{i,j}$ est placé sur le bus i , $|a_{i,j}|$ est représentée par la couleur du point. Cette représentation permet de garder la structure spatiale des données.

Pour le vecteur latent 0, les $a_{0,i}$ valent presque tous 1. $\check{\mathbf{e}}_0$ est donc, à peu de choses près, la moyenne des \mathbf{e}_i . La position dans le réseau, ou la distance au PCC ne semblent pas jouer de rôle. Quelques points semblent se détacher, mais la tension \mathbb{P} ou la puissance moyenne \mathbb{Q} ne donnent pas d'interprétation. Les autres variables exogènes citées précédemment ne sont pas représentées, mais ne donnent pas de clés supplémentaires.

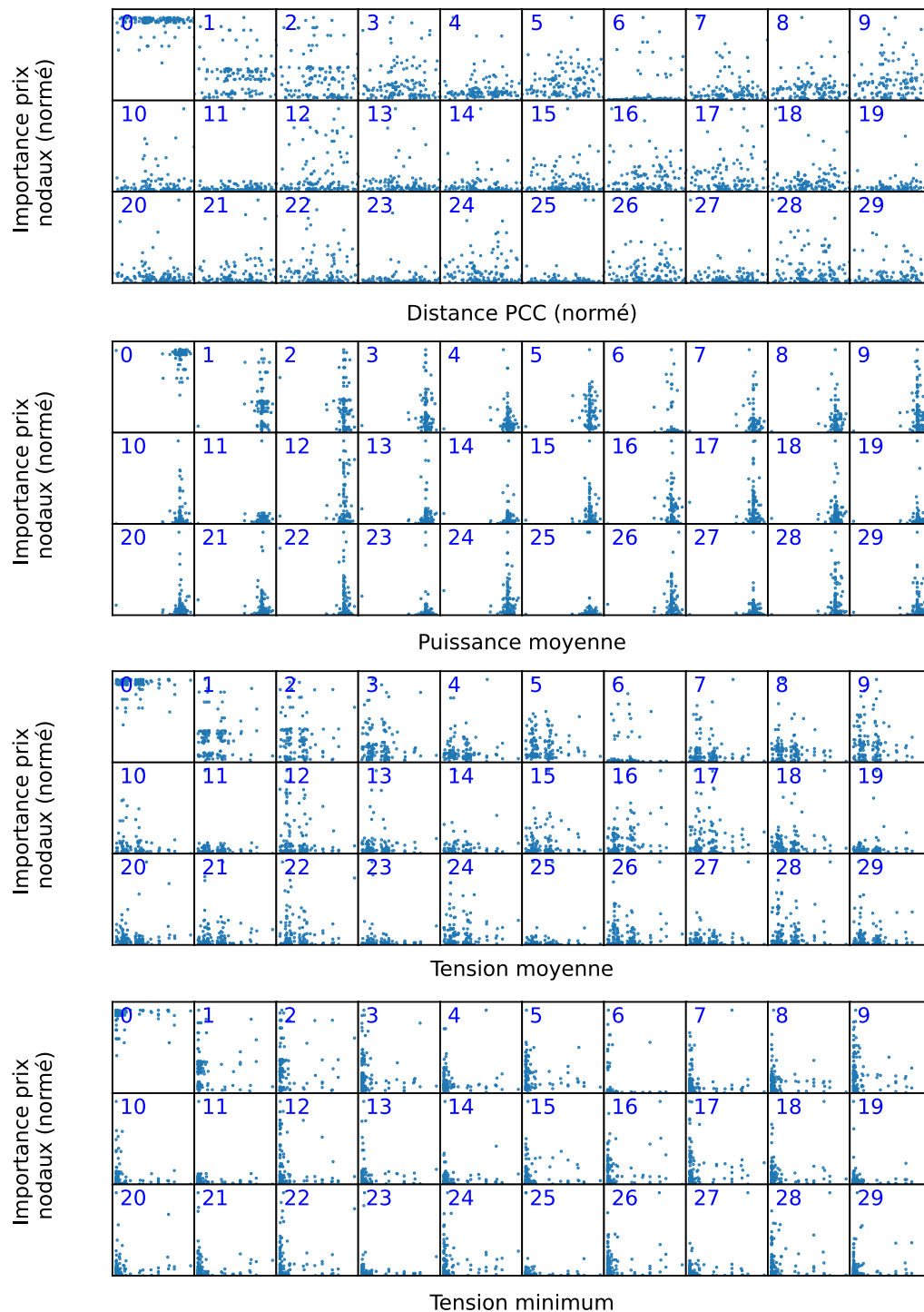


FIGURE IV.13 – Chaque carré, numéroté i , représente l'évolution des coefficients $a_{i,j}$ en fonction d'une variable exogène observée au nœud j : distance au PCC, puissance moyenne, tension moyenne et de la tension minimum.

Pour le vecteur latent 1, les nœuds se distinguant sont ceux ayant une importance moindre dans la décomposition \mathbb{L} . Il en est de même pour les autres vecteurs latents.

Visualisation exhaustive : Pour terminer l'étude, nous représentons dans la figure IV.13 les coefficients $a_{i,j}$ des 30 premiers vecteurs latents (les 30 premières lignes de \mathbf{T}) en fonction de leur distance au PCC, de la puissance moyenne observée en chaque nœud, de la tension moyenne, et de la tension minimum. Encore une fois, nous ne distinguons aucune corrélation.

La variable latente la plus importante est une moyenne des prix nodaux. Les variables exogènes : tensions, puissance échangée, distance au PCC ne permettent pas d'expliquer l'importance de chaque prix nodal dans la décomposition ACP. Certains facteurs explicatifs importants ont peut-être été oubliés lors de l'étude.

3.6 Comment assurer la performance de la compression ?

3.6.1 Quelles variables pour expliquer l'erreur de reconstruction ?

Nous avons vu dans la figure IV.6 que des configurations, en apparence semblables, peuvent se comporter très différemment vis-à-vis de la compression et de l' $\widetilde{\text{OPF}}$. Cette section vise à comprendre les origines de ces différences et à proposer des solutions pour s'y adapter.

Commençons par vérifier cette intuition. La figure IV.14 montre l'erreur de reconstruction en fonction de variables agrégées de l'état du réseau : tension, flux à travers les lignes et puissances échangées. Chaque point représente une observation. L'étude montre l'erreur de reconstruction pour le plus grand taux de compression. Les résultats sont similaires pour d'autres valeurs de compression.

Aucune corrélation n'apparaît entre ces données. Les erreurs ne peuvent donc pas être expliquées par des paramètres globaux. Il faut capturer des relations plus complexes.

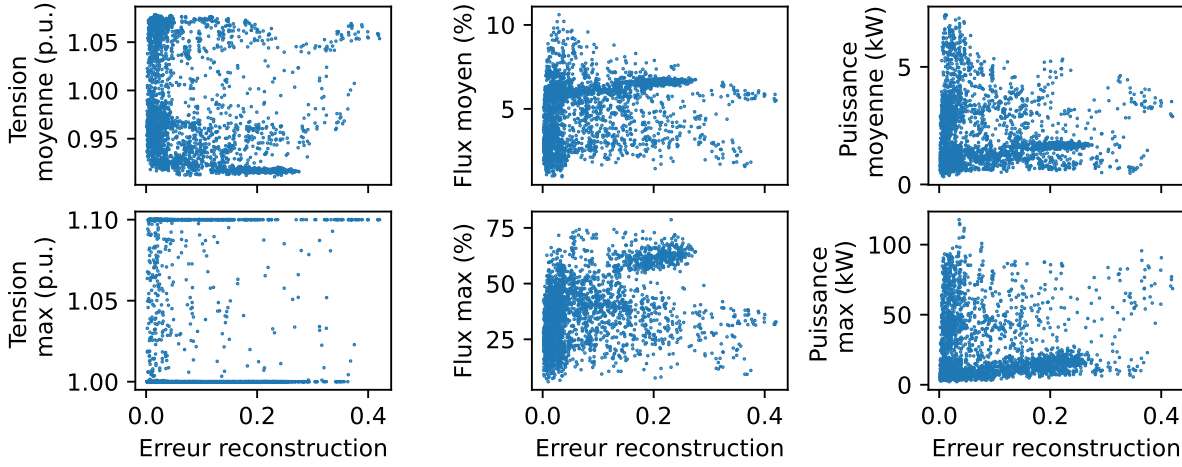


FIGURE IV.14 – Erreur de reconstruction des prix nodaux en fonction de l'état du réseau.

3.6.2 Visualisation des données dans l'espace latent

Motivations Lors de la section IV.3.5, nous n'avons pas pu expliquer la structure des prix nodaux grâce à l'espace latent. Il reste néanmoins un outil intéressant pour la visualisation de données.

Chaque observation \mathbf{pn} est un vecteur de N variables aléatoires. L'ensemble des M observations $\mathbf{pn}^{[i]}$ peut donc être représenté dans un espace à N dimensions où chaque point représente un prix nodal. Mais cet espace n'a, a priori, aucune propriété particulière, l'observation des données y a donc peu d'intérêt. En revanche, chaque observation peut être projetée dans l'espace latent grâce à la matrice de transformation $\mathbf{T} : \tilde{\mathbf{pn}} = \mathbf{pnKT}$. Il est plus intéressant, car les vecteurs propres formant la base sont orthogonaux et ordonnés. La visualisation du nuage de point sur les deux ou trois premières composantes de la base fournit donc une part importante de l'information.

Notons qu'ici, **il n'est pas question de compression** de l'information : l'ACP sert uniquement comme outil de visualisation. Chaque point visualisé représente une observation, c'est-à-dire une configuration particulière du réseau. Les points affichés ne représentent plus les coefficients $a_{i,j}$. Les prochains paragraphes expliquent pas à pas la figure IV.15.

Projection dans l'espace latent Commençons par observer la colonne la plus à droite de la figure IV.15. Chaque point représente un $\tilde{\mathbf{pn}}^{[i]}$, *i.e.* la projection des prix nodaux dans l'espace $(\tilde{\mathbf{e}}_0, \tilde{\mathbf{e}}_1, \tilde{\mathbf{e}}_2)$. Le panneau du haut représente la projection sur $(\tilde{\mathbf{e}}_0, \tilde{\mathbf{e}}_1)$, celui

du bas sur $(\tilde{\mathbf{e}}_0, \tilde{\mathbf{e}}_2)$. Il y a M points sur chaque panneau, car il y a M simulations.

Première observation : les points semblent former des groupes. Nous en distinguons trois principaux sur la projection $(\tilde{\mathbf{e}}_0, \tilde{\mathbf{e}}_1)$.

Métriques observées Chaque point est issu d'une simulation et représente donc un état particulier du réseau. Ainsi, les points peuvent être coloriés en fonction d'une caractéristique de cet état : tension moyenne, tension maximale, flux dans les lignes, etc... Les états $\mathbf{E}^{[i]}$ et $\tilde{\mathbf{E}}^{[i]}$ issus respectivement de l'OPF et de l'OPF et découlant d'une même simulation i sont projetés sur le même point, car ils partagent les mêmes prix nodaux \mathbf{pn} et donc les mêmes $\tilde{\mathbf{pn}}$. Nous pouvons donc observer les tensions/flux de \mathbf{E} , de $\tilde{\mathbf{E}}$ voire même les écarts entre ces états : fréquence des violations, écart de puissance échangée, différence de welfare, etc...

Parmi toutes ces possibilités, nous avons arbitrairement choisi de représenter la différence de tension moyenne dont l'échelle est visible en bas de la figure IV.15. Si le point est noir : aucune différence de plan de tension entre l'OPF et l'OPF. Plus le point est jaune, plus la différence est importante. L'échelle de couleur est logarithmique.

Influence du taux de compression Nous avons donc choisi de représenter l'écart de tension moyenne que nous noterons abusivement ici $\Delta V = \|\mathbf{E} - \tilde{\mathbf{E}}\|$. Or nous savons que l'état $\tilde{\mathbf{E}}$ dépend du taux de compression k utilisé lors de l'OPF^(k). Nous pouvons donc observer l'écart de tension pour différent taux de compression : $\Delta V^{(k)} = \|\mathbf{E} - \tilde{\mathbf{E}}^{(k)}\|$. Ainsi, pour chaque colonne de la figure IV.15, on observe la sous-optimalité du contrôle vis-à-vis de la différence de tension moyenne en chaque nœud, et ce pour cinq niveaux de compression : en gardant respectivement 0.8 %, 3.9 %, 15 %, 31 % et 100 % des variables lors de la compression.

Analyse de la figure Observons la colonne de droite. 100 % des variables latentes sont utilisées : il n'y a pas de compression et donc pas de différence entre \mathbf{E} et $\tilde{\mathbf{E}}$. Tous les points sont donc noirs. Plus on se déplace vers la gauche, plus la compression augmente et avec elle, la différence de tension moyenne.

Observons maintenant la colonne de gauche. Les trois groupes que nous avons déjà identifiés dans le plan $(\tilde{\mathbf{e}}_0, \tilde{\mathbf{e}}_1)$ semblent présenter des performances hétérogènes. Un groupe en particulier présente des écarts de tension importants, tandis que l'autre présente des écarts très faibles. Ces groupes sont présents, mais moins séparables sur le plan $(\tilde{\mathbf{e}}_0, \tilde{\mathbf{e}}_2)$.

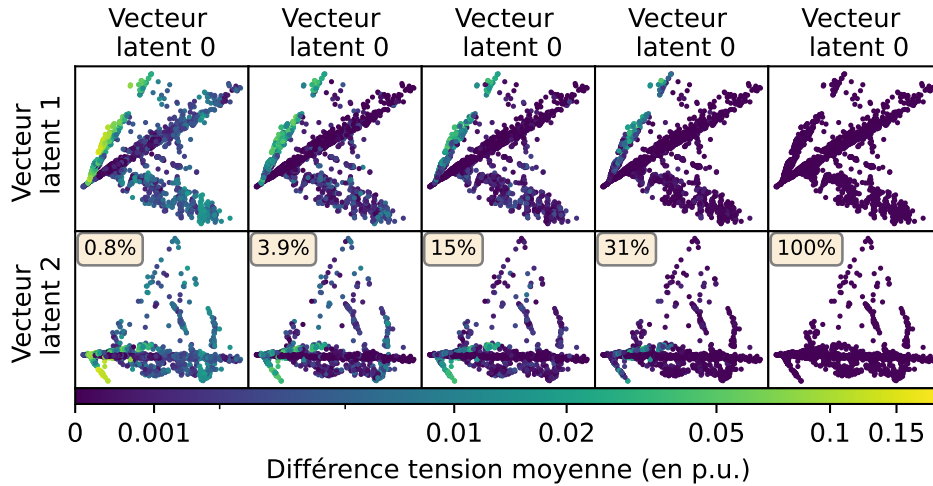


FIGURE IV.15 – Visualisation des données dans l’espace latent. Chaque point représente une configuration particulière du réseau. Pour chacun de ces points, nous observons la différence de tension entre la stratégie OPF et $\widetilde{\text{OPF}}$. Chaque colonne représente un niveau de compression différent, en conservant respectivement 0.8 %, 3.9 %, 15 %, 31 % et 100 % des variables latentes.

La performance de la compression ne se limite pas aux écarts de tension. Néanmoins, la présence des groupes décrits précédemment semble indiquer qu’il existe des zones de l’espace latent pour lesquelles les performances de la compression sont plus ou moins bonnes. Cela suggère qu’il est possible de réaliser une cartographie de cet espace en se basant sur les performances (écart de welfare/tension/flux, fréquence des violations, etc.) Cette carte pourrait permettre de connaître, a priori, les configurations du réseau qui risquent de poser problème. Cela permettrait au GRD de lever des alertes automatiques.

3.6.3 Groupement dans l’espace latent

Motivations Comme nous venons de le voir, les prix nodaux projetés dans l’espace latent forment des groupes. Ces groupes, traduisant des configurations particulières du réseau, exhibent des comportements différents du point de vue de la réduction de dimension. Certains groupes admettent une gestion optimale, quel que soit le degré de compression. Là où d’autres exigent de conserver plus de 30 % de l’information initiale. Nous proposons donc de réaliser un découpage de l’espace latent. Il permettra au GRD de connaître les configurations potentiellement risquées et de réaliser une réduction de dimension hétérogène.

Méthode La sous-optimalité de la compression ne peut être connue qu'en simulation, car il faut pouvoir calculer l'état du réseau sous l'OPF. Nous proposons donc de former les groupes en s'appuyant uniquement sur la disposition spatiale des données. Quatre algorithmes seront évalués : Birch [Zhang.1996], K-moyenne [MacQueen.1967], regroupement hiérarchique [Steinbach.2000] et partitionnement spectral [Yu.2003]. Les propriétés de ces algorithmes ne seront pas étudiées en détail ici. Les prochains paragraphes décriront progressivement la figure IV.16.

Groupes formés par les algorithmes Commençons par observer les deux panneaux en haut à droite de la figure IV.16. On observe deux plans – $(\check{e}_0, \check{e}_1)$ et $(\check{e}_0, \check{e}_2)$ – où chaque point représente une configuration du réseau. Les points sont coloriés en fonction de leur appartenance à un groupe dont le numéro est indiqué par la légende à droite. Nous avons arbitrairement choisi de former 8 groupes. Ils sont classés par taille, le groupe n°0 étant celui agrégeant le plus de points.

Les quatre lignes représentent les quatre méthodes de groupement testé. De haut en bas : Birch, K-moyennes, regroupement hiérarchique et partitionnement spectral. Cette partie de la figure est qualitative, elle permet de voir que les groupes ne sont pas nécessairement de taille équivalente –en particulier pour le partitionnement spectral. L'influence du nombre de groupe ne sera pas discutée ici.

Description de la métrique Observons maintenant la partie en haut à gauche de la figure IV.16. L'abscisse indique le numéro du groupe considéré. L'ordonnée représente la différence de tension moyenne entre le plan de tension obtenu par l'OPF et celui obtenu par l'OPF $^{(k)}$. Cette différence est notée $\Delta V^{(k)}$ comme dans le paragraphe précédent.

Comme nous l'avons vu dans la figure IV.15, les groupes ont des performances différentes qui dépendent du degré de la compression, mais aussi du groupe considéré. On note donc $\Delta V^{(k)\{g\}}$ la différence entre les plans de tensions obtenus par l'OPF et celui obtenu par l'OPF $^{(k)}$ pour le groupe $\{g\}$. Sa valeur est normée, 100 % étant la différence de tension moyenne sur l'ensemble des données et en utilisant 1 % des variables latentes :

$$\Delta V_{\text{normé}}^{(k)\{g\}} = \Delta V^{(k)\{g\}} / \overline{\Delta V^{(1\%)}}$$

Notons que cet axe est en échelle logarithmique.

La couleur de la barre indique le taux de compression utilisé, noté (k) : en bleu, la compression est très importante, en jaune, aucune compression. La hauteur de la barre

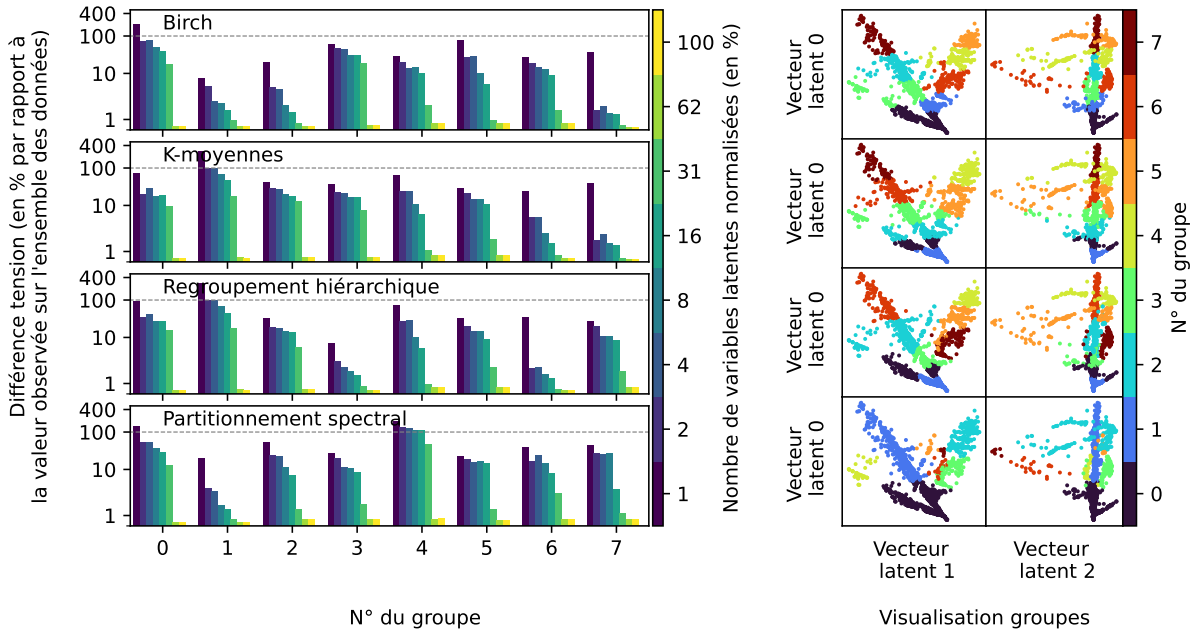


FIGURE IV.16 – Cartographie de l’espace latent en fonction de la méthode de groupement utilisée : K-moyennes, Birch, regroupement hiérarchique et partitionnement spectral. Pour chaque méthode, l’influence du nombre de dimensions utilisé dans l’espace latent sur la sous-optimalité de tension est étudiée.

donne la valeur de $\Delta V_{\text{normé}}^{(k)\{g\}}$. Chaque ligne correspond au résultat pour une méthode de groupement : Birch, K-moyennes, regroupement hiérarchique et partitionnement spectral.

Analyses Première remarque : quelle que soit la méthode, les groupes ont des performances très différentes. C’est une bonne chose, car c’est ce qui a motivé notre étude en premier lieu (voir figure IV.15). En particulier, pour la méthode de groupement Birch, la performance moyenne sur le groupe n°1 est 10 fois supérieure à celle du groupe n°0.

Deuxième remarque : l’augmentation du nombre de variables latentes (k) n’a pas le même effet sur tous les groupes. En particulier, pour le groupe Birch n°7, les performances s’améliorent drastiquement dès l’utilisation de 2% des variables latentes. Ce n’est pas le cas des autres groupes, pour lesquels l’utilisation d’1% ou de 2% des variables latentes ne fait pas une grande différence.

Troisième remarque : l’algorithme de groupement n’a pas une grande influence sur les deux remarques précédentes. L’algorithme Birch semble légèrement meilleur pour créer des groupes aux performances très hétérogènes. Ces analyses dépendent évidemment de la méthode permettant de construire les variables latentes ($\tilde{e}_0, \tilde{e}_1, \tilde{e}_2$). Nous en discuterons

dans la section IV.3.7.

L'ACP simplifie la visualisation des observations grâce à leur projection dans l'espace latent. Dans cet espace, les données forment des groupes aux propriétés très hétérogènes vis-à-vis des performances de la compression. La projection dépend beaucoup de la méthode utilisée pour la création des vecteurs latents : ACP, SNE, Isomap...

3.6.4 Compression hétérogène

Motivations La figure IV.16 montre que les différences entre les plans de tension, noté $\Delta V^{(k)\{g\}}$, sont très différentes entre les groupes. Nous pourrions donc réaliser une compression hétérogène, c'est-à-dire dont le nombre de dimensions latentes conservées (k) évolue en fonction du groupe. Cela permettrait de ne transmettre que l'information strictement nécessaire à chacun des acteurs du réseau. Si l'état observé appartient à une zone de l'espace latent identifiée comme problématique, alors le GRD utilise plus de variables latentes.

Formulation Un grand nombre de stratégies est possible, nous en proposons deux. L'idée n'est pas de discuter leurs pertinences – libre au GRD de développer ses propres méthodes basées sur son aversion aux risques – mais plutôt d'exhiber les possibilités de la démarche.

Pour élaborer une telle stratégie, il faut déterminer la grandeur à maximiser, par exemple :

- la performance moyenne
- la performance d'un décile (min, max, médiane, dernier pourcentage...)
- etc...

Et fixer une contrainte concernant le taux de compression, noté k^* . Nous choisissons de fixer le nombre moyen de variables latentes :

$$\bar{k} = \frac{1}{M} \sum_{g \in \mathcal{G}} \#g \cdot k_g \quad (\text{IV.13})$$

où \mathcal{G} est l'ensemble des groupes, $\#g$ le nombre d'éléments dans un groupe, M est le nombre total d'éléments et k_g le nombre de dimensions utilisé dans le groupe g .

La méthode de réduction de dimension doit répondre à la question suivante : Quel est le degré de compression (k) associé à chaque groupe $\{g\}$. Par exemple, si nous cherchons à minimiser la différence de tension moyenne alors le problème devient :

$$\begin{aligned} & \arg \min_{k_g} \overline{\Delta V} & \text{(IV.14a)} \\ \text{sous contrainte} & \quad \bar{k} \leq \bar{k}^* \end{aligned}$$

Résolution Ce problème de minimisation est difficile à résoudre, car l'amélioration de $\overline{\Delta V}$ dépend de la taille et des propriétés du groupe g choisi (l'incrément d'amélioration n'est pas le même pour tous les groupes, voir figure IV.16). Il pourrait être résolu par programmation linéaire en nombre entier (*mixed integer linear programming*, MILP). Nous décidons d'appliquer une euristique plus simple.

En partant de la situation où tous les groupes utilisent une compression maximale, choisir le groupe ayant les pires performances, incrémenter le nombre de composantes latentes utilisées puis recommencer jusqu'à ce que tous les groupes utilisent toutes les composantes. Cette routine est présentée dans l'algorithme 1.

Algorithme 1: Compression hétérogène

Entrée: Métrique à utiliser, ici $\overline{\Delta V}$

Méthode de calcul du budget concernant le taux de compression, ici \bar{k}

Budget maximal, ici \bar{k}^*

Résultat: Nombre de dimension à utiliser pour chaque groupe : $\{k_g\}_{\forall g \in \mathcal{G}}$

début

```

pour tout  $g \in \mathcal{G}$  faire
  |  $k_g \leftarrow 1\%$ 
fin
tant que  $\bar{k} < \bar{k}^*$  faire
  |  $g \leftarrow \arg \max_i \overline{\Delta V}^{(k_i)\{i\}}$ ;
  |  $k_g \leftarrow k_g + \Delta k$ ;
fin
fin

```

Description de la figure La figure IV.17 compare le résultat de l’algorithme 1 (en vert) avec une réduction de dimension homogène (en bleu). Les deux panneaux permettent de comparer l’optimisation de deux métriques : à gauche, nous avons cherché à minimiser ΔV moyen et à droite, la valeur maximale de ΔV . L’ordonnée représente les différences de tension observées sur l’ensemble du jeu de données. Les pointillés représentent les valeurs maximales et les traits pleins les déciles. Elles sont affichées en fonction du taux de compression moyen, noté \bar{k} .

Analyse La méthode n°1 améliore légèrement le décile à 90% mais elle détériore les déciles inférieurs à 70% ainsi que la pire performance. C’est normal, les déciles ayant une bonne performance ne sont pas sélectionnés et ils ne s’améliorent qu’une fois que les pires groupes ont été améliorés.

La méthode n°2 améliore légèrement la valeur maximale de ΔV . C’était l’objectif. Elle n’améliore pas les autres déciles.

En conclusion, résolue de la manière proposée par l’algorithme 1, la réduction de dimension hétérogène ne semble pas permettre une amélioration significative de la réduction de dimension.

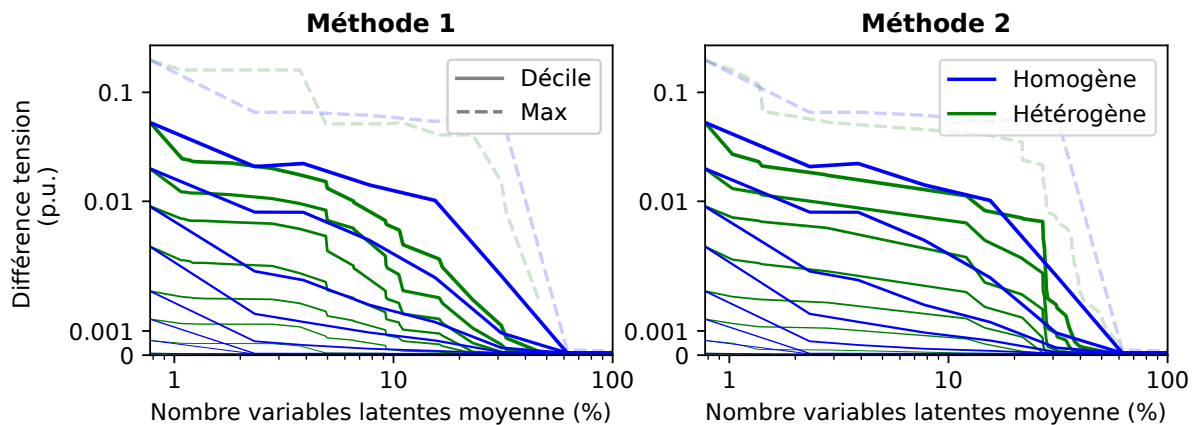


FIGURE IV.17 – Différence entre les plans de tension produits par l’OPF et l’ $\widetilde{\text{OPF}}^{(k)}$ en fonction du taux de compression (k). Comparaison d’une stratégie de réduction homogène – un seul groupe – et hétérogène, *i.e.* avec différent degré de compression pour chacun des 8 groupes formés par l’algorithme Birch. Deux méthodes de groupement hétérogène sont investiguées.

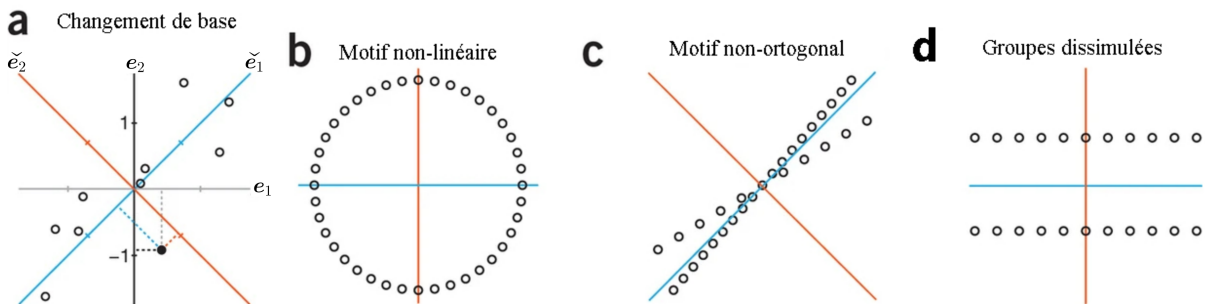


FIGURE IV.18 – L'ACP projette géométriquement les données dans un espace de dimension inférieure. (a) La projection est illustrée sur un point (cercle plein) : initialement décrit par ses coordonnées (e_1, e_2) , il est projeté dans la nouvelle base $(\tilde{e}_1, \tilde{e}_2)$. Les panneaux (b), (c) et (d) représentent respectivement des motifs non linéaires, non orthogonaux et des groupes dissimulés. Figure modifiée, tirée de [Lever.2017].

3.7 Limites de l'ACP

Comme nous l'avons vu dans la section IV.2.3.2, l'ACP est une méthode linéaire. La prochaine section illustrera pourquoi elle n'est donc pas adaptée à la compression d'information si les données sont liées par des motifs non linéaires. La suivante montrera que c'est probablement le cas des prix nodaux, ce qui pourrait expliquer le manque de conclusions définitives des sections précédentes.

3.7.1 Exemple sur des distributions types

La linéarité de la décomposition peut empêcher l'ACP de séparer des données. La figure IV.18 illustre trois cas limites dans lesquels il est déconseillé d'utiliser une ACP. Prenons des observations vivant de \mathbb{R}^2 et cherchons à les projeter sur une seule dimension. Si les données sont disposées de manière non linéaire (motif **b**), alors la projection sur \tilde{e}_1 ou sur \tilde{e}_2 conduit à perdre le motif. Une compression gardant la structure des données aurait par exemple "déroulé" le motif. Si le motif est non-orthogonal (motif **d**) ou s'il possède des groupes dissimulés (motif **c**), la compression conduit aussi à une perte d'information importante.

Sur cet exemple simple, nous avons cherché à diviser par 2 les nombres de dimensions utilisés pour décrire les données (de \mathbb{R}^2 à \mathbb{R}). Or, pour l'étude des prix nodaux, nous avons la plupart du temps présenté des compressions bien plus importantes, sans que les performances ne soient trop impactées. Les prix nodaux possèdent donc probablement une structure très linéaire, bien plus que les exemples présentés dans la figure IV.18.

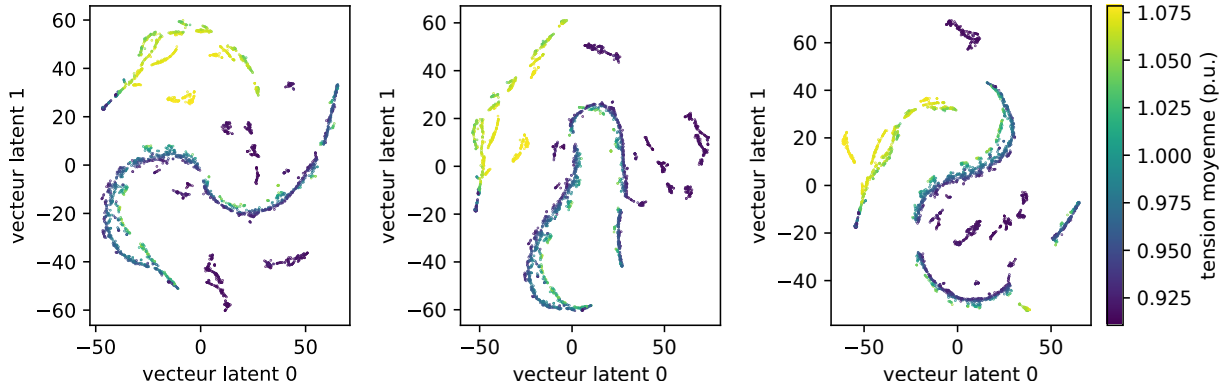


FIGURE IV.19 – Visualisation des prix nodaux dans l’espace latent généré par l’algorithme t-SNE. Trois espaces latents sont affichés. Ils sont issus de trois entraînements indépendants. La couleur de chaque point indique la tension moyenne du réseau.

3.7.2 Visualisation des données grâce à une méthode non linéaire

Bien sûr, il est souvent difficile de connaître la structure des données a priori. C’est pourquoi nous proposons d’utiliser l’algorithme t-SNE (présenté section IV.2.3.2) pour visualiser l’espace latent d’une autre manière.

La figure IV.19 illustre la projection des prix nodaux de la base de données d’entraînement dans un espace à deux dimensions généré par l’algorithme t-SNE. Les résultats de l’algorithme étant stochastiques, trois entraînements ont été réalisés avec les paramètres par défaut de [Bishop.2011]. L’espace a été généré sans connaître les tensions/flux/puissances, seuls les prix nodaux ont été renseignés.

Des groupes apparaissent naturellement, cela confirme l’observation faite au chapitre IV.3.6.2 selon laquelle les prix nodaux donnent intrinsèquement des informations sur l’état du réseau. Les structures ne sont pas linéaires ce qui suggère que l’ACP n’est pas adaptée au traitement de ce jeu de données. Restons tout de même prudents : l’algorithme t-SNE peut faire apparaître ce genre de motif pour des données linéaires. Cependant, la répétabilité de la forme et la formation spontanée de cluster pertinent augmentent la confiance en cet algorithme. Gardons à l’esprit qu’il ne doit être utilisé qu’à des fins de visualisation. Il n’est pas adapté au contrôle, car il déforme trop l’espace l’initial. D’autres études devront donc être menées en utilisant des algorithmes non linéaires.

4 Perspectives

4.1 Méthodes de compression non linéaire

4.1.1 Autres approches statistiques

Nous l'avons vu au chapitre IV.2.3, beaucoup d'autres méthodes de réduction sont envisageables. Certaines servent uniquement à la visualisation de données comme t-SNE (voir figure IV.19), d'autre permettent de structurer de l'espace latent en vue d'une stratégie de gestion. Nous pensons que l'auto-encodeur est l'approche la plus flexible et prometteuse c'est pourquoi elle doit être investiguée en premier.

4.1.2 Auto-encodeurs

Théorie : Les auto-encodeurs sont des réseaux de neurones ayant pour but d'apprendre de manière non supervisée les caractéristiques communes d'un ensemble de données. Ils sont non linéaires et ne souffrent donc pas des problèmes soulevés dans la figure IV.18.

Les auto-encodeurs sont des réseaux neuronaux composés d'un encodeur ψ , et d'un décodeur ϕ séparés par une couche centrale appelée le goulot d'étranglement. L'entraînement d'un réseau de neurones consiste à modifier les poids qui relient les neurones entre eux de façon à minimiser une fonction coût. Dans le cas de l'auto-encodeur, l'objectif est de reconstruire le plus fidèlement les données en sortie, tout en étant contraint par le goulot d'étranglement. Il faut donc que $\phi(\psi(\mathbf{x})) = \tilde{\mathbf{x}} \sim \mathbf{x}$. Cet objectif est traduit par le problème de minimisation suivant :

$$\min_{\phi, \psi} \|\mathbf{x} - (\psi \circ \phi)(\mathbf{x})\|^2 \quad (\text{IV.15})$$

$\phi(\cdot)$ et $\psi(\cdot)$ prennent souvent la forme d'un réseau de neurones totalement connecté, mais rien n'empêche l'utilisation d'autres architectures comme des *graph neural network* (voir III.2.1.3 et IV.4.4.2) ou des réseaux récurrents (voir IV.4.2.3).

Application Nous avons reproduit la méthodologie présentée dans la figure IV.3 mais les résultats sont pour l'instant trop limités pour être présentés ici.

4.1.3 Coupler les méthodes

Les méthodes de réduction de dimension peuvent être couplées pour obtenir les avantages de chacune. Ainsi, l'analyse t-SNE peut-être conduite sur l'espace généré par une ACP. Dans ce cas, l'ACP ne doit pas réaliser une compression trop importante pour conserver une partie de la non-linéarité des données [Bishop.2011].

4.2 Approche dynamique

4.2.1 Intuition

Jusqu'ici, les prix nodaux $\mathbf{pn}^{[t]}$ ont été traités comme des observations indépendantes. Or, ils sont issus de simulations temporelles. Il doit donc exister une cohérence entre les $\mathbf{pn}^{[t]}$ et les $\mathbf{pn}^{[t+\Delta t]}$ qui pourrait être exploitée. La littérature de réduction de dimension adaptée aux données séquentielles est très récente. Nous explorerons une approche statistique, l'ACP avec cohérence temporelle et une approche *deep learning* à base de réseau de neurones récurrent.

4.2.2 ACP avec cohérence temporelle

[De Ketelaere.2015] fait l'état de l'art des ACP tirant parti de la cohérence temporelle. [Proctor.2016] explique très clairement le *Dynamic mode decomposition* (DMD). La méthode consiste à trouver la matrice de transition, noté \mathbf{A} entre deux états successifs, $\mathbf{x}^{[t]}$ et $\mathbf{x}^{[t+\Delta t]}$ tel que : $\mathbf{x}^{[t+1]} = \mathbf{A}\mathbf{x}^{[t]}$. En concaténant les états de 0 à t , on obtient $\mathbf{X}^{[t]}$ et on peut montrer que : $\mathbf{X}^{[t+1]} = \mathbf{A}\mathbf{X}^{[t]}$. \mathbf{A} peut ensuite être obtenu en calculant un pseudo-inverse de $\mathbf{X}^{[t]}$ et en ordonnant les vecteurs propres par ordre d'importance. \mathbf{A} contient les modes propre temporels associés aux variables \mathbf{x} . L'extension DMD avec contrôle (DMDc) permet d'introduire des dynamiques dépendant d'une variable de contrôle.

Récemment [Kaiser.2018] a proposé une méthode nommée SINDY pour *sparse identification of nonlinear dynamics*. Pour déterminer la relation entre l'état \mathbf{x} et la commande \mathbf{u} entre l'instant t et $t + 1$, les auteurs proposent de créer un vecteur augmenté \mathbf{w} contenant une librairie de candidats possibles permettant d'expliquer la dynamique : $\mathbf{w} = [\mathbf{x}, \mathbf{x}^2, \dots, \mathbf{u}, \mathbf{u}^2, \dots, \mathbf{x} \cdot \mathbf{u}, \sin(\mathbf{x}), \dots]$. On cherche ensuite une matrice parcimonieuse, faisant le lien entre $\mathbf{w}^{[t]}$ et $\mathbf{w}^{[t+1]}$, en minimisant la norme L1 d'une erreur de reconstruction. La matrice obtenue révèle les dynamiques non linéaires du système et peut être aisément couplée à une stratégie de *Model predictive control*.

4.2.3 Modèle récurrent

Les méthodes de structuration de l'espace latent pour les données séquentielles se sont grandement améliorées avec l'arrivée du *natural language processing* (NLP) et des modèles comme GPT.

Le principe d'entraînement est contre-intuitif. Pour chaque donnée d'entraînement $\mathbf{x}^{[t]}$ le modèle cherche à prédire l'observation suivante $\mathbf{x}^{[t+\Delta t]}$. La tâche est donc initialement une tâche de prédiction, non de compression. Les outils utilisés sont donc naturellement des réseaux de neurones récurrent [Wright.2022] (LSTM *long short term memory*) et des mécanismes d'attention. Si le jeu de données est assez grand (500 Go pour GPT-3 [Brown.2020]), le modèle du réseau cherchera automatiquement une nouvelle représentation (nommé *embedding* en NLP) dont les propriétés se montrent très utiles pour l'analyse de problème complexe [Li.2024 ; Monsieur Phi.2024].

Similairement, nous pourrions concevoir un réseau dont le but serait de prévoir les prochains prix nodaux. Le résultat serait peut-être très dépendant des séries temporelles utilisées pour résoudre l'OPF. Même si les relations entre prix sont bien plus simples que les relations entre mots, il faudrait probablement collecter de grandes quantités de données pour voir des propriétés intéressantes apparaître.

4.3 Application pour la prédiction de prix nodaux

4.3.1 Prédire les prix compressés

Le chapitre III a présenté une méthode permettant d'apprendre un prix nodal sous la forme : $\pi(\mathbf{s}) = pn$, où \mathbf{s} est l'observation du réseau, $pn \in \mathbb{R}$ est le prix nodal attaché à un nœud et π est la méthode de prévision. Nous avons conclu que la prédiction de l'ensemble des prix nodaux d'un réseau semblait irréalisable au vu des temps d'entraînement observés.

Ce chapitre a présenté une méthode de réduction de dimension des prix nodaux. Nous avons montré que les variables condensées, notées \tilde{pn} , contiennent une part importante de l'information contenue dans pn . La prévision des pn semble donc envisageable par le biais de ces variables. Au lieu d'apprendre N prix nodaux, π pourrait prédire les $N' \ll N$ premières variables latentes \tilde{pn} qui seraient ensuite reconstruites via la fonction ψ_{pn} réalisant la décompression : $pn = \psi_{pn}(\pi(\mathbf{s}))$.

L'apprentissage pourrait être encore accéléré en condensant également l'information contenue dans l'état du réseau tel que : $\tilde{\mathbf{s}} = \phi_s(\mathbf{s})$. La représentation condensée d'état est peu traitée dans la littérature (voir section IV.2.1) et n'a pas été réalisée ici.

4.3.2 Entraîner sur les métriques de gestion

Motivations Dans ce chapitre, nous avons choisi d'utiliser une ACP, car elle fait partie des méthodes minimisant l'erreur de reconstruction entre la variable initiale et la variable compressée (voir section IV.2.3.2). Or, cette métrique n'est pas entièrement satisfaisante, car de faibles erreurs peuvent conduire à de nombreuses violations (voir figure IV.6). Il faut donc envisager d'intégrer les métriques de gestions dans la fonction objectif de la réduction de dimension. C'est à dire, ne pas considérer qu'une réduction est performante si \mathbf{pn} et $\tilde{\mathbf{pn}}$ sont proches, mais considérer plutôt \mathbf{E} et $\tilde{\mathbf{E}}$.

Formulation Formuler le problème de compression avec une approche *value-based* est une question difficile, car elle couple l'acquisition des données avec l'évaluation de la performance (voir étape ③ et ⑧ de la figure IV.5). Ces deux étapes doivent donc intervenir dans le processus d'apprentissage.

On note $\phi_{\theta_1}(\cdot)$ et $\psi_{\theta_2}(\cdot)$ les fonctions réalisant respectivement la compression et la décompression. Ces fonctions sont paramétrées par θ_1 et θ_2 , qui sont les paramètres à apprendre³. Pour les méthodes basées sur l'erreur de reconstruction, la fonction objectif prend la forme : $\min_{\theta_1, \theta_2} \|\mathbf{pn} - \psi_{\theta_2}(\phi_{\theta_1}(\mathbf{pn}))\|^2$. Pour passer à une méthode *value-based*, il faut chercher :

$$\min_{\theta_1, \theta_2} \|\mathbf{E} - \tilde{\mathbf{E}}_{\theta_1, \theta_2}\|^2 \quad (\text{IV.16})$$

Pour cela, il faut décrire la dépendance explicite entre $\tilde{\mathbf{E}}$ et \mathbf{pn} . Par définition, nous savons que $\tilde{\mathbf{pn}} = \psi_{\theta_2}(\phi_{\theta_1}(\mathbf{pn}))$. De plus, nous connaissons le lien entre les prix et les puissances échangées par chaque acteur, noté $\tilde{\mathbf{P}}$. Ces grandeurs sont liées par les préférences économiques (donc la fonction d'utilité) des acteurs : $\tilde{\mathbf{pn}} = \chi(\tilde{\mathbf{P}})$. On a donc $\tilde{\mathbf{P}} = \chi^{-1}(\tilde{\mathbf{pn}})$. Enfin, connaissant les injections de puissances, on déduit l'état du réseau grâce à un *Power Flow* : $\tilde{\mathbf{E}} = \Upsilon(\tilde{\mathbf{P}})$, où Υ décrit la fonction réalisée par le *Power Flow*.

L'état du réseau est donc lié aux prix nodaux par l'expression (IV.17), et le processus d'apprentissage est décrit par l'équation (IV.18).

$$\tilde{\mathbf{E}} = (\Upsilon \circ \chi^{-1} \circ \psi_{\theta_2} \circ \phi_{\theta_1})(\mathbf{pn}) \quad (\text{IV.17})$$

$$\min_{\theta_1, \theta_2} \|\mathbf{E} - (\Upsilon \circ \chi^{-1} \circ \psi_{\theta_2} \circ \phi_{\theta_1})(\mathbf{pn})\|^2 \quad (\text{IV.18})$$

3. Dans le cas de l'ACP, θ_1 et θ_2 sont respectivement les coefficients de la matrice de changement de base \mathbf{T} et \mathbf{T}^{-1} .

Résolution Le problème de minimisation exprimé dans l'équation (IV.18) n'est pas directement soluble, car il est non-convexe et, car Υ ne possède pas d'expression analytique. Pour le résoudre, nous suggérons une approche à base de réseau de neurones.

La compression et la décompression, $\phi_{\theta_1}(\cdot)$ et $\psi_{\theta_2}(\cdot)$, seront réalisées par des réseaux de neurones dont la structure est celle d'un auto-encodeur. θ_1 et θ_2 sont les poids et biais du modèle qui seront déterminés en minimisant l'erreur de reconstruction de l'équation (IV.18).

Pour réaliser l'entraînement, il faut pouvoir rétropropager l'erreur. Cela consiste à propager l'erreur calculée dans l'équation (IV.18) en sens inverse, à travers le réseau, en partant de la sortie vers les couches d'entrée. Pendant cette phase, il faut pouvoir calculer la dérivée de la fonction de coût par rapport aux poids (θ_1 et θ_2). Υ doit donc être dérivable.

Nous voyons deux solutions. La première consiste à linéariser le *power flow* autour d'un point de fonctionnement. L'état du réseau est alors lié aux injections de puissance par la matrice de susceptance, et les flux peuvent être calculés grâce aux *Power Transfer Distribution Factors* [Chatzivasileiadis.2018]. La seconde consiste à approximer Υ par un réseau de neurones. La section III.2.1.3 a déjà montré des implémentations très convaincantes. Dans les deux cas, la propagation de l'erreur à travers Υ devient possible. Ainsi, seuls l'état du réseau \mathbf{E} et les prix nodaux \mathbf{pn} , donnés tous les deux par l'OPF, sont nécessaires pour l'entraînement.

Observations Notons que dans ce cadre, le GRD peut entraîner la réduction en optimisant la métrique de son choix. Nous avons choisi de minimiser l'écart entre \mathbf{E} et $\tilde{\mathbf{E}}$, mais cette fonction peut facilement être modifiée pour ne minimiser que les écarts de tensions, ou pour pondérer les écarts de tension et de flux, etc.

Enfin, notons qu'il faudrait modifier l'expression des $\chi(\cdot)$ pour les rendre continues. En l'état, ces fonctions sont en marche d'escalier, leurs dérivés valent donc toujours 0 ce qui rend la rétropropagation impossible.

4.4 Généralisation à d'autres réseaux

4.4.1 Analyse de sensibilité

Les résultats obtenus dans ce chapitre dépendent de la topologie du réseau, des préférences économiques des acteurs, des séries temporelles d'échange de puissance. Pour

confirmer ces résultats, une analyse de sensibilité à chacun de ces paramètres devrait être effectuée.

4.4.2 Transfert d'apprentissage

L'analyse de sensibilité permettrait d'illustrer, ou non, la généralité de ces résultats. Si des structures similaires étaient révélées, il serait pertinent d'étudier la possibilité d'un transfert d'apprentissage d'un réseau à l'autre.

Nous l'avons déjà évoqué dans le paragraphe III.2.1.3, les *graph neural network* sont de bons candidats pour l'apprentissage par transfert. Ils pourraient servir de base à l'architecture des réseaux neuronaux utilisés par les auto-encodeurs.

5 Conclusion

Ce chapitre a proposé une formalisation du problème de gestion d'un réseau de distribution à l'aide de prix nodaux. Il a mis en évidence le besoin d'une compression de ces prix et a proposé une méthode, basée sur l'analyse en composante principale (ACP), pour apprendre une représentation condensée conservant les caractéristiques les plus importantes.

Bien qu'une grande partie de la variance des prix nodaux puisse être expliquée par une seule composante, la gestion d'un réseau uniquement par ce biais n'est pas satisfaite. De faibles erreurs de reconstitution peuvent avoir de grandes conséquences sur l'état du réseau. L'analyse d'un cas particulier a permis de mettre en évidence que des situations, en apparence très similaires, pouvaient se comporter très différemment et conduire à des violations importantes du plan de tension. Ces variations ne peuvent pas être expliquées par des caractéristiques globales, comme la tension moyenne, ou la puissance totale échangée. En revanche, la projection des prix nodaux dans l'espace latent révèle des groupes, dont les différences de performances sont nettement visibles. Les configurations problématiques peuvent donc être détectées, sans que l'on puisse, à l'heure actuelle, expliquer en détail leur comportement.

La structure de l'espace latent, généré par l'ACP, n'a pas permis d'expliquer plus en détail le comportement des prix nodaux. Les futurs efforts de recherche devront se concentrer sur l'élaboration de compression centrée sur la performance ainsi que l'élaboration d'architecture qui permet facilement le transfert de l'apprentissage.

CONCLUSION ET PERSPECTIVES

1 Conclusion générale

Dans un contexte de fort développement des flexibilités distribuées et d'une augmentation des contraintes sur le réseau de distribution, l'objectif de ce manuscrit était d'examiner la portabilité des méthodes de gestion utilisées par le gestionnaire de réseau de transport au réseau de distribution. La gestion, définie ici comme la détermination des flux de puissance optimaux respectant les contraintes de tension et de congestion, a été principalement étudiée sous l'angle de l'*Optimal Power Flow* (OPF).

Le chapitre II a étudié les conséquences des incertitudes liées aux impédances sur la gestion d'un réseau de distribution. L'étude bibliographique a révélé que cette question est, pour l'instant, très peu abordée dans la littérature. À notre connaissance, aucun modèle d'incertitude n'existe, et même l'ordre de grandeur des déviations reste inconnu. La propagation de l'erreur, réalisée à l'aide de la méthode de Monte-Carlo sur le cas test *European low voltage feeder*, a montré que des violations significatives du plan de tension peuvent survenir. C'est en particulier le cas lorsque l'OPF, effectué sur la base d'impédances estimées, place les tensions à leurs limites. Nous avons également montré que la forme de la distribution utilisée pour représenter l'incertitude n'affecte pas la distribution des tensions.

Le chapitre III a démontré que le problème de gestion, en particulier la prévision d'un prix d'échange entre le réseau principal et une communauté énergétique, peut être formulé sous la forme d'un processus de décision markovien (MDP). Cette formulation permet de traiter simultanément plusieurs des incertitudes évoquées au chapitre I : impédances mal connues, préférences des utilisateurs hétérogènes et inconnues, et interactions entre utilisateurs inconnues. La fonction de récompense, essentielle dans la formulation d'un MDP, doit encourager les échanges de puissance tout en pénalisant les congestions. Cette fonction peut être paramétrée par le GRD en fonction de son aversion au risque, selon qu'il souhaite ou non favoriser les échanges au détriment de congestions plus fréquentes.

Parmi les algorithmes d'apprentissage testés, l'algorithme *Soft Actor-Critic* (SAC) offre les meilleures performances. Cependant, l'apprentissage nécessite environ un million d'interactions entre l'algorithme et le réseau, rendant impraticable la prévision de l'ensemble des variables de contrôle par cette méthode dans des délais raisonnables.

Le chapitre IV apporte une réponse à ce verrou. La littérature traite souvent de la gestion des flexibilités sous l'angle du contrôle par les variables primales, telles que la puissance active et/ou réactive de chaque acteur. Cependant, les variables duales, notamment les prix nodaux, pourraient permettre un contrôle aussi efficace et utilisant moins de variables de contrôle. L'étude de la structure des prix nodaux par une analyse en composantes principales (ACP) a montré qu'un contrôle optimal peut être atteint en utilisant seulement 30 % des variables duales, car les variables des nœuds voisins sont fortement corrélées. Cette étude suggère qu'il n'est pas nécessaire de prédire les prix à chaque nœud, mais plutôt de se concentrer sur les prix condensés obtenus dans l'espace latent. Toutefois, cette conclusion doit être nuancée, car nous avons également démontré que des situations apparemment très similaires peuvent entraîner des différences de gestion significatives.

2 Perspectives

Les perspectives ont été présentées en détail dans chacun des chapitres. Cette section en propose une sélection non exhaustive et les classe par ordre d'importance.

2.1 À court terme

Le chapitre II, qui traitait de l'impact des incertitudes méconnues sur le résultat de l'OPF, s'est concentré exclusivement sur les variables primales. L'impact des incertitudes sur les prix nodaux n'a pas été abordé. Or, cette analyse est essentielle pour évaluer la pertinence de l'utilisation des prix nodaux dans le réseau de distribution.

Toutes les études ont été réalisées sur le cas test *European low voltage feeder*. Des simulations supplémentaires sur d'autres topologies de réseau doivent donc être menées pour consolider les résultats obtenus. Cela permettrait de tester l'adaptabilité des méthodes et de développer davantage l'apprentissage par transfert. Pour le chapitre III, des algorithmes d'apprentissage intégrant des réseaux neuronaux graphiques devront être développés.

2.2 À moyen terme

L'incertitude sur les impédances a un impact significatif sur le plan de tension calculé par l'OPF. Il faut donc proposer une nouvelle formulation qui intègre cette source d'incertitude.

L'apprentissage du prix d'échange développé au chapitre III est prometteur, mais il a révélé l'incapacité des algorithmes d'apprentissage par renforcement actuels à converger en un temps raisonnable. La compression proposée au chapitre IV permet de résoudre partiellement ce problème, mais l'interaction précise entre ces deux méthodes reste à définir. Il serait pertinent de commencer par améliorer les performances de la compression en utilisant des méthodes non linéaires, orientée vers l'objectif, plutôt que basée uniquement sur la qualité.

2.3 À long terme

Les résultats obtenus dans cette thèse dépendent fortement de la modélisation économique des acteurs. Cette modélisation est nécessaire pour formuler la gestion sous la forme de l'OPF, mais elle peut être remise en question pour plusieurs raisons. Comme mentionné dans la section II.4.3.3, les consommateurs du réseau de distribution diffèrent grandement de ceux du réseau de transport car leurs préférences ne peuvent pas toujours être exprimées sous forme de fonctions de coût. De plus, le contrôle proposé ici ne tient pas compte de la criticité des acteurs. En effet, les besoins des hôpitaux et des industries lourdes ne sont pas équivalents à ceux des consommateurs individuels. Il est inenvisageable de délester un hôpital sous prétexte que la tension de la poche de distribution dépasse les limites fixées par le GRD. Enfin, la question de la répartition des revenus générés par les prix nodaux n'a pas été abordée. Or, un consommateur ne devrait pas être pénalisé parce qu'il réside dans une zone de distribution vétuste où les congestions sont fréquentes. Les fonds collectés devraient, dans ce cas, être réinvestis soit pour dédommager les consommateurs, soit pour renforcer le réseau.

Bien que les variables étudiées soient appelées prix nodaux, elles peuvent être utilisées comme de simples variables de contrôle. Il n'est pas obligatoire de collecter des revenus à travers ces variables. De plus, en cas d'application réelle, notre revue de littérature suggère qu'il est bien plus efficace d'utiliser ces variables sur des appareils automatisés, plutôt que de compter sur l'implication et la réactivité d'humains, dont la priorité centrale ne peut être le service réseau.

Plan du chapitre

1	Logiciels	177
2	Moyenne d'une loi normale tronquée	178
3	Estimateur de la densité de probabilité	179
	3.1 Méthode	179
	3.2 En pratique	180
4	Intervalle de confiance sur les déciles	181
	4.1 Méthode	181
	4.2 En pratique	182
5	Influence du facteur d'actualisation sur les récompenses fu- tures	183
6	Exemple d'un algorithme d'apprentissage par renforcement .	184

1 Logiciels

- PowerModels [Coffrin.2018b] prend en charge plusieurs formulations, y compris l'OPF-SOC. Cette implémentation a été utilisée dans le manuscrit.
- PowerModelsDistribution [Fobes.2020] est une extension de PowerModels, conçue spécifiquement pour les réseaux de distribution. Elle gère le déséquilibre entre phases et les mises à la terre imparfaites. Bien que non utilisé dans cette thèse, son recours devra être envisagé pour les futures études.
- OpenDSS est un simulateur open source pour réseaux de distribution. Il n'a pas été utilisé, car il ne calcule que des flux de puissance et non des OPF.
- PandaPower [Thurner.2018] est une bibliothèque Python pour la simulation de réseaux électriques. Elle a servi à interfacier Python avec PowerModels, mais n'est

pas recommandée pour résoudre les OPF, car PowerModels est plus rapide et plus fiable.

- MatPower [Zimmerman.2011] est une bibliothèque pour Matlab utilisée pour la simulation de réseaux électriques. Elle n'a pas été retenue, car Matlab n'est pas open source.

Pour une comparaison des différents logiciels open source, voir [Thurner.2018].

2 Moyenne d'une loi normale tronquée

Soit une variable aléatoire suivant la valeur absolue d'une distribution normale centrée, notée $|\mathcal{N}(0, \sigma)|$, où σ est l'écart-type de la distribution. La fonction de densité de $\mathcal{N}(0, \sigma)$ donnée par l'équation (VI.1). L'espérance $\mathbb{E}[|\mathcal{N}(0, \sigma)|]$ peut être calculée comme décrit équation (VI.2).

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} \quad (\text{VI.1})$$

$$\begin{aligned} \mathbb{E}[|\mathcal{N}(0, \sigma)|] &= 2 \int_0^{\infty} x \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} dx \\ &= \frac{\sqrt{2}}{\sigma\sqrt{\pi}} \int_0^{\infty} x e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} dx \end{aligned} \quad (\text{VI.2})$$

En posant $u = \frac{x^2}{2\sigma^2}$ on a :

$$\begin{aligned} \mathbb{E}[|\mathcal{N}(0, \sigma)|] &= \frac{\sqrt{2}}{\sigma\sqrt{\pi}} \int_0^{\infty} x e^{-\frac{x^2}{2\sigma^2}} dx \\ &= \frac{\sqrt{2}}{\sigma\sqrt{\pi}} \sigma^2 \int_0^{\infty} e^{-u} du \\ &= \sigma\sqrt{2/\pi} \end{aligned} \quad (\text{VI.3})$$

3 Estimateur de la densité de probabilité

3.1 Méthode

L'histogramme peut être considéré comme un estimateur non paramétrique de la densité de probabilité d'une variable aléatoire continue. Étant donné un échantillon X_1, \dots, X_n d'une variable aléatoire continue X , l'histogramme est construit de la manière suivante :

1. Diviser la plage des données en intervalles de largeur égale h .
2. Compter le nombre d'observations qui tombent dans chaque intervalle.
3. Normaliser les effectifs de chaque intervalle pour que l'aire sous l'histogramme soit égale à 1.

L'estimateur de la densité de probabilité par histogramme en un point x peut être défini par :

$$\hat{f}_h(x) = \frac{\text{Nombre d'observations dans l'intervalle contenant } x}{n \times h} \quad (\text{VI.4})$$

où :

- h est la largeur des intervalles.
- n est le nombre total d'observations.

Le choix de la largeur des intervalles influence la précision de la méthode. Pour la suite, nous utilisons la règle de Scott [Scott.2015]. Cette règle vise à minimiser l'erreur quadratique moyenne intégrée de l'estimateur de l'histogramme.

La largeur des intervalles h est donnée par :

$$h = \frac{3.5 \times \sigma}{n^{1/3}}, \quad (\text{VI.5})$$

où :

- σ est l'écart-type de l'échantillon,
- n est le nombre d'observations dans l'échantillon.

Cette méthode est optimale pour une distribution normale et convient bien aux données qui s'en rapprochent. Elle peut ne pas être optimale pour des données avec des queues lourdes et peut conduire à des intervalles trop larges si les données sont fortement asymétriques. Cela ne semble pas être le cas des données que nous avons analysées.

3.2 En pratique

Densité de tension

La figure II.13 représente l'estimateur de la densité de probabilité de la tension. Sa variance est $\sigma = 1,63$ p.u. et le nombre d'échantillons est $n = 100 \cdot 8 \cdot 8 \cdot 132 = 844800$. La largeur des intervalles est donc donnée par $h = \frac{3.5 \cdot 0.163}{(844800)^{1/3}} = 0.006$ p.u. L'histogramme s'étend de 0,6 p.u. à 1.4 p.u., il faut donc **132 intervalles**.

Densité du welfare

Nous réalisons un calcul similaire : $h = \frac{3.5 \cdot 15}{(100 \cdot 8 \cdot 8)^{1/3}} = 2,82\%$. L'histogramme s'étend de 0% à 60%, il faut donc **21 intervalles**. Notons que cette distribution est dissymétrique. Elle ne rentre donc pas exactement dans les conditions d'application du théorème énoncé par Scott [Scott.2015].

4 Intervalle de confiance sur les déciles

4.1 Méthode

Soit X une variable aléatoire décrite par sa densité de probabilité, notée $f()$ et sa fonction de répartition, notée $F()$. On cherche un estimateur du p -ième décile, défini par $d_p = F^{-1}(p)$ avec $p \in [0, 1]$. Supposons que les x_1, x_2, \dots, x_n soient les observations d'un échantillon aléatoire X_1, X_2, \dots, X_n de la variable aléatoire X . Les déciles peuvent être estimés de la manière suivante :

1. Trier les observations x_1, x_2, \dots, x_n par ordre croissant pour obtenir l'ensemble de données trié $x_{(1)}, x_{(2)}, \dots, x_{(n)}$.
2. Pour trouver la valeur du p -ième décile de l'échantillon, où $p = 0.1, 0.2, \dots, 0.9$, on peut utiliser la formule suivante, où $\text{int}(x)$ est la partie entière de x :

$$\hat{d}_p = x_{(\text{int}(p(n+1)))} \text{ ième observation}$$

D_p est donc une variable aléatoire dont la réalisation \hat{d}_p estime d_p la valeur du p -ième décile. [Shao.2008] montre que la variable aléatoire $D_p - d_p$ converge en loi vers une loi normale de moyenne nulle et de variance σ_{d_p} :

$$\begin{aligned} \sqrt{n}(D_p - d_p) &\xrightarrow{\mathcal{L}} \mathcal{N}(0, \sigma_{d_p}) \\ \sigma_{d_p} &= \sqrt{p \cdot (1-p)/f(d_p)} \end{aligned}$$

L'intervalle de confiance sur les déciles est donc donné par :

$$I_{d_p} = \hat{d}_p \pm \epsilon \frac{\sigma_{d_p}}{\sqrt{n}} \tag{VI.7}$$

où ϵ dépend de la confiance souhaitée. Si $T \sim \mathcal{N}(0, 1)$, alors ϵ est donnée par l'équation :

$$\mathbb{P}[T < \epsilon] = \frac{1+c}{2} \tag{VI.8}$$

où c est la confiance.

4.2 En pratique

Dans ces travaux, nous prenons un intervalle de confiance à 95%, donc $\epsilon = 1.96$. La largeur de l'intervalle vaut alors environ $4 \frac{\sigma_{d_p}}{\sqrt{n}}$. Son calcul n'est pas trivial, car la valeur de σ_{d_p} dépend de la densité de probabilité qui est elle-même inconnue, il faut donc avoir recours à un estimateur de la densité noté $\hat{f}()$.

La largeur de l'intervalle de confiance à 95% sur les déciles vaut :

$$4 \frac{\sqrt{p \cdot (1-p)}}{\hat{f}(d_p) \sqrt{n}} \quad (\text{VI.9})$$

5 Influence du facteur d'actualisation sur les récompenses futures

Les récompenses futures de l'agent valent :

$$G^{[t]} = \sum_{k=t}^T \gamma^{k-t} R_k \quad (\text{VI.10})$$

Dans notre cas, $T = \infty$ et $\gamma < 1$. L'importance relative des i premiers pas de temps vaut donc :

$$I_i = \frac{\sum_{k=0}^i \gamma^k}{\sum_{k=0}^{\infty} \gamma^k} \quad (\text{VI.11a})$$

$$= \frac{1 - \gamma^{i+1}}{1 - \gamma} \left(\frac{1}{1 - \gamma} \right)^{-1} \quad (\text{VI.11b})$$

$$= 1 - \gamma^{i+1} \quad (\text{VI.11c})$$

Nous considérons que la majorité de la récompense future doit être contenue dans les 60 min suivant la décision. Le pas de temps étant de 1 min, nous avons :

- Pour $\gamma = 0.9$: $I_{20} = 87\%$, $I_{60} = 99,8\%$
- Pour $\gamma = 0.99$: $I_{20} = 18\%$, $I_{60} = 45\%$
- Pour $\gamma = 0.999$: $I_{20} = 2\%$, $I_{60} = 6\%$

6 Exemple d'un algorithme d'apprentissage par renforcement

Équation de Bellman : en exprimant la définition de la fonction $v_\pi(\cdot)$ comme l'espérance des gains à long terme à partir d'un état s , on obtient une relation de récurrence liant $v_\pi(s)$ aux $v_\pi(s')$, où s' représente les états succédant à s . Cette relation de récurrence est connue sous le nom d'équation de Bellman (VI.12). Elle constitue la base de la programmation dynamique.

L'estimation de la fonction v_π peut être réalisée "hors ligne", sans interaction directe avec l'environnement, à condition de disposer d'un modèle de l'environnement décrivant les transitions $p(s', r|s, \pi(s))$.

$$\begin{aligned} v_\pi(s) &= \mathbb{E}_\pi[G^{[t]}(s)|S^{[t]} = s] \\ &= \mathbb{E}_\pi[R^{[t+1]} + \gamma G^{[t+1]}(s)|S^{[t]} = s] \\ &= \sum_{s'} \sum_r p(s', r|s, \pi(s)) \cdot \mathbb{E}_\pi[r + \gamma G^{[t+1]}(s)|S^{[t]} = s, S^{[t+1]} = s'] \\ &= \sum_{s'} \sum_r p(s', r|s, \pi(s)) \cdot \left[r + \gamma \mathbb{E}_\pi[G^{[t+1]}(s)|S^{[t]} = s, S^{[t+1]} = s'] \right] \\ &= \sum_{s'} \sum_r p(s', r|s, \pi(s)) [r + \gamma v_\pi(s')] \end{aligned} \tag{VI.12}$$

Si la récompense est déterministe et ne dépend que du couple état/action $(s, \pi(s))$ – c'est le cas pour ce manuscrit – l'équation devient :

$$v_\pi(s) = \left[r(s, \pi(s)) + \gamma \sum_{s'} p(s'|s, \pi(s)) \cdot v_\pi(s') \right] \tag{VI.13}$$

Équation de Bellman optimale : pour chaque état s , l'agent doit choisir l'action qui lui procurera la plus grande récompense. Pour évaluer quelle action conduit à la récompense la plus élevée, il peut s'appuyer sur la fonction état-action $q(s, a)$, qui fournit précisément l'information sur la récompense à long terme pour un agent se trouvant dans l'état s et choisissant l'action a . Ainsi, pour calculer la valeur de $v_*(s)$, il suffit de sélectionner l'action qui maximise $q(s, a)$.

Cela conduit à une relation de récurrence sur $v_\pi(s)$, appelée équation de Bellman opti-

male (VI.15). La politique optimale, quant à elle, est notée π_* .

$$v_*(s) = \max_{a \in \mathcal{A}(s)} q_*(s, a) \quad (\text{VI.14})$$

$$\begin{aligned} &= \max_{a \in \mathcal{A}(s)} \mathbb{E}_* [G^{[t]}(s) | S^{[t]} = s, A^{[t]} = a] \\ &= \max_{a \in \mathcal{A}(s)} \mathbb{E}_* [R^{[t+1]} + \gamma G^{[t+1]}(s) | S^{[t]} = s, A^{[t]} = a] \\ &= \max_{a \in \mathcal{A}(s)} \sum_{s'} \sum_r p(s', r | s, a) [r + \gamma v_*(s')] \end{aligned} \quad (\text{VI.15})$$

Si la récompense est déterministe, on obtient :

$$v_*(s) = \max_{a \in \mathcal{A}(s)} \left[r(s, a) + \gamma \sum_{s'} p(s' | s, a) \cdot v_*(s') \right] \quad (\text{VI.16})$$

On peut appliquer le même raisonnement sur $q_\pi(s, a)$, ce qui nous donne l'équation de Bellman optimal pour la fonction état-action.

$$\begin{aligned} q_*(s, a) &= \mathbb{E} \left[R^{[t+1]} + \gamma \max_{a' \in \mathcal{A}(s)} q_*(S^{[t+1]}, a') | S^{[t]} = s, A^{[t]} = a \right] \\ &= \sum_{s'} \sum_r p(s', r | s, a) [r(s, a) + \gamma \max_{a' \in \mathcal{A}(s)} q_*(s', a')] \end{aligned} \quad (\text{VI.17})$$

Si la récompense est déterministe, on obtient :

$$q_*(s, a) = r(s, a) + \gamma \sum_{s'} p(s' | s, a) \max_{a' \in \mathcal{A}(s)} q_*(s', a') \quad (\text{VI.18})$$

Estimation de la fonction état-action : contrairement à la programmation dynamique, la connaissance de $v(s)$, $\forall s \in \mathcal{S}$ n'est pas utile en l'absence d'un modèle du système, car elle ne permet pas de déterminer quelle action entreprendre pour atteindre des états de faible coût. Pour surmonter cette limitation, on utilise la fonction état-action. Ainsi, si l'on se trouve dans un état $s \in \mathcal{S}$, il suffit de choisir l'action $a' \in \underset{a \in \mathcal{A}}{\operatorname{argmin}} q(s, a)$ ¹. La question devient alors : comment obtenir q_* ?

On applique le principe d'évaluation/amélioration de la politique. Dans un premier temps, on initialise une politique aléatoire notée π_0 et on cherche à connaître la valeur de

1. On pose $a' \in \dots$ car il peut exister plusieurs actions optimales.

cette politique. Pour cela on procède à l'**évaluation** de π_0 . Une fois que l'on considère avoir atteint un degré suffisant de précision dans l'évaluation de π_0 , c'est-à-dire que les valeurs de \tilde{q}_{π_0} sont proches de la vraie valeur q_{π_0} alors on **améliore** la politique. On obtient alors une nouvelle politique π_1 qu'il faut de nouveau évaluer. Il reste alors 3 points à discuter :

- Comment évaluer la politique ?
- Comment améliorer la politique ?
- Quelle précision adopter pour l'évaluation ?

Évaluation de la politique : pour évaluer une politique, il est nécessaire de demander à un agent de suivre cette politique et de mettre à jour la fonction état-action en fonction des observations successives.

Considérons un agent suivant la politique π et se trouvant dans un état s . En choisissant une action a , il observe un coût r et atteint un nouvel état s' . Dans ce nouvel état s' , l'agent détermine l'action suivante à entreprendre, $a' = \pi(s')$, conformément à la politique qu'il suit. Il dispose ainsi d'un échantillon de trajectoire (s, a, r, s', a') . À partir de cet échantillon, l'agent peut estimer la fonction état-action à partir de l'équation de Bellman :

$$\tilde{q}_{\pi}(s, a) \approx r + \gamma \cdot \tilde{q}_{\pi}(s', a') \quad (\text{VI.19})$$

De cette manière, l'algorithme apprend uniquement à partir des coûts et des états qu'il observe, sans avoir besoin de connaître la dynamique du système. L'estimation de \tilde{q}_{π} ne nécessite pas une mise à jour à chaque instant ; l'agent peut d'abord collecter un grand nombre de trajectoires (s, a, r, s', a') avant de procéder à la mise à jour de \tilde{q}_{π} .

Étant donné que les transitions et les récompenses sont stochastiques, un grand nombre de trajectoires est nécessaire pour obtenir une estimation précise de \tilde{q}_{π} . Afin de stabiliser le processus d'apprentissage, on définit l'erreur d'estimation, notée δ :

$$\delta = \tilde{q}_{\pi}(s, a) - (r + \gamma \cdot \tilde{q}_{\pi}(s', a'))$$

La mise à jour de la valeur de $\tilde{q}_{\pi}(s, a)$ sera alors partielle à chaque itération. On introduit α comme paramètre d'apprentissage, jouant le rôle d'un pas de descente de gradient :

$$\tilde{q}_{\pi}(s, a) = \tilde{q}_{\pi}(s, a) - \alpha \cdot \delta(s, a, r, s', a')$$

Algorithme 2: Algorithme d'estimation de $q_\pi(\cdot)$

Entrée: Politique à évaluer : π

Précision : $\Delta > 0$

Pas de la descente de gradient : $\alpha > 0$

Résultat: $q_\pi(s, a)$ en chaque état et pour chaque action

début

Initialisation: pour tout $(s, a) \in \mathcal{S} \times \mathcal{A}$ **faire**

 | $q_\pi(s, a) = 0$

fin

tant que $\Delta < \delta$ **faire**

 | Observer une transition (s, a, r, s', a') en suivant la politique π ;

 | $\delta \leftarrow q_\pi(s, a) - (r + \gamma \cdot q_\pi(s', a'))$;

 | $q_\pi(s, a) \leftarrow q_\pi(s, a) - \alpha \cdot \delta$;

fin

fin

Amélioration de la politique : Une fois que l'on dispose d'une estimation précise de la valeur d'une politique, celle-ci peut être améliorée. L'amélioration consiste à choisir, pour un état donné, l'action qui minimise l'espérance du coût futur. Si l'on note π l'ancienne politique et π' la nouvelle, alors la relation suivante s'applique :

$$\forall s \in \mathcal{S}, \pi'(s) \in \operatorname{argmax}_{a \in \mathcal{A}} q_\pi(s, a) \quad (\text{VI.20})$$

Si la politique choisie est déterministe, il existe un risque de passer à côté de stratégies optimales simplement parce qu'elles n'ont jamais été explorées. De nombreuses stratégies d'exploration ont été développées à cet effet [Arulkumaran.2017], mais nous utiliserons uniquement la méthode d'exploration *epsilon-greedy*, car elle est à la fois simple et efficace pour les problèmes complexes [Silver.2014]. Il est également possible de minimiser les risques pendant l'exploration, ce qui est particulièrement utile pour l'apprentissage en ligne [García.2015], mais nous n'aborderons pas cette question en détail.

Soit ϵ le paramètre d'exploration ; la nouvelle politique issue de l'amélioration de π est

alors donnée par :

$$\forall s \in \mathcal{S}, \pi'(s) = \begin{cases} \operatorname{argmax}_{a \in \mathcal{A}} q_{\pi}(s, a), & \text{Avec une probabilité } 1 - \epsilon \\ \text{aléatoire sinon} \end{cases}$$

Afin de converger vers la politique optimale, il convient de faire décroître ϵ vers 0. La vitesse de décroissance dépend du problème et doit être réglée empiriquement.

Précision de l'évaluation : nous avons défini comment évaluer et améliorer une politique. Reste à déterminer le niveau de précision à atteindre avant chaque amélioration. L'état de l'art en apprentissage par renforcement suggère que la politique doit être améliorée aussi fréquemment que possible [Winnicki.2023]. Il est recommandé d'évaluer la nouvelle politique après une seule observation, ce qui conduit à une amélioration à chaque étape. Cependant, à ce jour, aucune preuve mathématique ne garantit que l'algorithme converge vers la politique optimale en suivant ce schéma.

BIBLIOGRAPHIE

- [Ahmad.2018] AHMAD, Fiaz et al., Distribution system state estimation-A step towards smart grid, in : *Renew. Sustain. Energy Rev.* 81.April (2018), 2659-2671, ISSN : 18790690, DOI : [10.1016/j.rser.2017.06.071](https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.071).
- [Ahmed.2019] AHMED, Arif et al., Dynamic Conductor Temperature Modelling and Analysis of a Distribution Network with PV, in : *2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Asia, ISGT 2019* (2019), 1889-1894, DOI : [10.1109/ISGT-Asia.2019.8881252](https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2019.8881252).
- [Alazemi.2022] ALAZEMI, Talal, DARWISH, Mohamed et RADI, Mohammed, TSO/DSO Coordination for RES Integration : A Systematic Literature Review, in : *Energies* 15.19 (2022), ISSN : 19961073, DOI : [10.3390/en15197312](https://doi.org/10.3390/en15197312).
- [Albadi.2007] ALBADI, M. H. et EL-SAADANY, E. F., Demand response in electricity markets : An overview, in : *2007 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet. PES*, 2007, ISBN : 1424412986, DOI : [10.1109/PES.2007.385728](https://doi.org/10.1109/PES.2007.385728).
- [Allen.2013] ALLEN, Paul et al., Zero Carbon Britain : Rethinking the Future, Powys, UK : Centre for Alternative Technology, 2013, ISBN : 9781902175690.
- [Alvarado.2003] ALVARADO, F. L., Is system control entirely by price feasible ?, in : *Proc. 36th Annu. Hawaii Int. Conf. Syst. Sci. HICSS 2003* (2003), DOI : [10.1109/HICSS.2003.1173861](https://doi.org/10.1109/HICSS.2003.1173861).
- [Amayri.2022] AMAYRI, Manar et al., Flexibility characterization of residential electricity consumption : A machine learning approach, in : *Sustain. Energy, Grids Networks* 32 (2022), 100801, ISSN : 23524677, DOI : [10.1016/j.segan.2022.100801](https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100801), URL : <https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100801>.

-
- [Angioni.2017] ANGIONI, Andrea et al., A Low Cost PMU to Monitor Distribution Grids, in : *AMPS 2017 - IEEE Int. Work. Appl. Meas. Power Syst. Proc.* (2017), DOI : [10.1109/AMPS.2017.8078337](https://doi.org/10.1109/AMPS.2017.8078337).
- [Antal.2021] ANTAL, Claudia et al., Blockchain based decentralized local energy flexibility market, in : *Energy Reports* 7 (2021), 5269-5288, ISSN : 23524847, DOI : [10.1016/j.egyr.2021.08.118](https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.08.118), URL : <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.08.118>.
- [Antonopoulos.2020] ANTONOPOULOS, G. et al., Nodal pricing in the European Internal Electricity Market, in : *Eur. Comm. JRC Tech. Reports.* (2020), ISSN : 1831-9424, DOI : [10.2760/41018](https://ec.europa.eu/jrc/10.2760/41018), URL : <https://ec.europa.eu/jrc/>.
- [Arritt.2010] ARRITT, R. F. et DUGAN, R. C., The IEEE 8500-node test feeder, in : *2010 IEEE PES Transm. Distrib. Conf. Expo. Smart Solut. a Chang. World* (2010), 1-6, DOI : [10.1109/TDC.2010.5484381](https://doi.org/10.1109/TDC.2010.5484381).
- [Arulkumaran.2017] ARULKUMARAN, Kai et al., Deep reinforcement learning : A brief survey, in : *IEEE Signal Process. Mag.* 34.6 (2017), 26-38, ISSN : 10535888, DOI : [10.1109/MSP.2017.2743240](https://doi.org/10.1109/MSP.2017.2743240), arXiv : [arXiv:1708.05866v2](https://arxiv.org/abs/1708.05866v2).
- [Asprou.2017] ASPROU, Markos, KYRIAKIDES, Elias et ALBU, Mihaela, The effect of PMU measurement chain quality on line parameter calculation, in : *I2MTC 2017 - 2017 IEEE Int. Instrum. Meas. Technol. Conf. Proc.* 739551.739551 (2017), DOI : [10.1109/I2MTC.2017.7969757](https://doi.org/10.1109/I2MTC.2017.7969757).
- [Attar.2023] ATTAR, Navid Akhavan et FAHIM, Ali, Robust Learning to Learn Graph Topologies, in : *2023 13th Int. Conf. Comput. Knowl. Eng. ICCKE 2023 NeurIPS* (2023), 596-600, DOI : [10.1109/ICCKE60553.2023.10326280](https://doi.org/10.1109/ICCKE60553.2023.10326280).
- [Azim.2022] AZIM, M. Imran et al., Peer-to-peer kilowatt and negawatt trading : A review of challenges and recent advances in distribu-

-
- tion networks, in : *Renew. Sustain. Energy Rev.* 169. *September* (2022), ISSN : 18790690, DOI : [10.1016/j.rser.2022.112908](https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112908).
- [Babakmehr.2016] BABAKMEHR, Mohammad et al., Compressive Sensing-Based Topology Identification for Smart Grids, in : *IEEE Trans. Ind. Informatics* 12.2 (2016), 532-543, ISSN : 15513203, DOI : [10.1109/TII.2016.2520396](https://doi.org/10.1109/TII.2016.2520396).
- [Bai.2018] BAI, Linqun et al., Distribution Locational Marginal Pricing (DLMP) for Congestion Management and Voltage Support, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 33.4 (2018), 4061-4073, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2017.2767632](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2767632).
- [Barabási.1995] BARABÁSI, Albert-László et ALBERT, Réka, Emergence of Scaling in Random Networks Downloaded from, in : *Mat. Res. Soc. Symp. Proc* 74. *October* (1995), 677, URL : www.sciencemag.org<http://science.sciencemag.org/>.
- [Barker.2009] BARKER, Terry, DAGOUMAS, Athanasios et RUBIN, Jonathan, The macroeconomic rebound effect and the world economy, in : *Energy Effic.* 2.4 (mai 2009), 411-427, ISSN : 15706478, DOI : [10.1007/S12053-009-9053-Y](https://doi.org/10.1007/S12053-009-9053-Y), URL : <https://link.springer.com/article/10.1007/s12053-009-9053-y>.
- [Barker.2012] BARKER, Sean et al., Smart* : An open data set and tools for enabling research in sustainable homes, in : *SustKDD, August* 111.112 (2012), 108.
- [Baroche.2019] BAROCHE, Thomas et al., Exogenous Cost Allocation in Peer-to-Peer Electricity Markets, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 34.4 (juill. 2019), 2553-2564, ISSN : 15580679, DOI : [10.1109/TPWRS.2019.2896654](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2896654), URL : <https://ieeexplore.ieee.org/document/8630697/>.
- [Baroche.2020] BAROCHE, Thomas, Peer-to-peer electricity markets in power systems, thèse de doct., ENS Rennes, 2020, 1-129, ISBN : 2016112530.

-
- [Bauer.2023] BAUER, Rebecca, DAI, Xinliang et HAGENMEYER, Veit, A Shapley value-based Distributed AC OPF Approach for Redispatch Congestion Cost Allocation, in : *e-Energy 2023 - Proc. 2023 14th ACM Int. Conf. Futur. Energy Syst.* (2023), 109-113, DOI : [10.1145/3575813.3576881](https://doi.org/10.1145/3575813.3576881).
- [Bauer.2024] BAUER, Rebecca, DAI, Xinliang et HAGENMEYER, Veit, Industrial Application of the Shapley value-based Redispatch Cost Allocation to Large-Scale Power Grids requires AC Optimal Power Flow, in : (2024), arXiv : [2405.06439](https://arxiv.org/abs/2405.06439), URL : <http://arxiv.org/abs/2405.06439>.
- [Ben-Tal.2009] BEN-TAL, Aharon, GHAOUI, Laurent El et NEMIROVSKI, Arkadi, Robust optimization, in : *Robust Optim.* 53.3 (2009), 464-501.
- [Bengio.2016] BENGIO, Y., GOODFELLOW, I. et COURVILLE, A., Deep learning, in : *MIT Press* 29.7553 (2016), 1-73, URL : <http://deeplearning.net/>.
- [Bertsekas.2012] BERTSEKAS, Dimitri, Dynamic programming and optimal control : Volume I & II, t. 4, Athena scientific, 2012.
- [Besseau.2020] BESSEAU, Romain, Analyse de cycle de vie de scénarios énergétiques intégrant la contrainte d'adéquation temporelle production-consommation, thèse de doct., déc. 2020, URL : <https://pastel.archives-ouvertes.fr/tel-02732972>
<https://pastel.archives-ouvertes.fr/tel-02732972/document>.
- [Bienstock.2019] BIENSTOCK, Daniel et VERMA, Abhinav, Strong NP-hardness of AC power flows feasibility, in : *Oper. Res. Lett.* 47.6 (2019), 494-501, ISSN : 01676377, DOI : [10.1016/j.orl.2019.08.009](https://doi.org/10.1016/j.orl.2019.08.009), arXiv : [1512.07315](https://arxiv.org/abs/1512.07315), URL : <https://doi.org/10.1016/j.orl.2019.08.009>.
- [Bilodeau.2004] BILODEAU, Marc et GRAVEL, Nicolas, Voluntary provision of a public good and individual morality, in : *J. Public Econ.* 88.3-

-
- 4 (2004), 645-666, ISSN : 00472727, DOI : [10.1016/S0047-2727\(02\)00178-0](https://doi.org/10.1016/S0047-2727(02)00178-0).
- [Binot.2020] BINOT, Ferreol, *Modélisation et estimation de paramètres des réseaux de distribution basse tension*, rapp. tech., Paris Saclay, oct. 2020, URL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-03012586>.
- [Birchfield.2017] BIRCHFIELD, Adam B. et al., Grid Structural Characteristics as Validation Criteria for Synthetic Networks, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 32.4 (2017), 3258-3265, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2016.2616385](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2616385).
- [Bird.2016] BIRD, Lori et al., Wind and solar energy curtailment : A review of international experience, in : *Renew. Sustain. Energy Rev.* 65 (2016), 577-586, ISSN : 18790690, DOI : [10.1016/j.rser.2016.06.082](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.082), URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.06.082>.
- [Birge.2011] BIRGE, John R. et LOUVEAUX, François, Introduction to Stochastic Programming, t. 831, 8-9, 2011, 701-705, ISBN : 1461402360, URL : <http://www.amazon.com/Introduction-Stochastic-Programming-Operations-Engineering/dp/1461402360%7B%5C%7D0Ahttps://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.154893%7B%5C%7D0Ahttps://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.155185>.
- [Bishop.2011] BISHOP, Christopher M et al., Scikit-learn : Machine Learning in {P}ython, in : *J. Mach. Learn. Res.* 12 (2011), 2825-2830, URL : <http://scikit-learn.sourceforge.net..>
- [Bočkarjova.2007] BOČKARJOVA, Marija et ANDERSSON, Göran, Transmission line conductor temperature impact on state estimation accuracy, in : *2007 IEEE Lausanne POWERTECH, Proc.* (2007), 701-706, DOI : [10.1109/PCT.2007.4538401](https://doi.org/10.1109/PCT.2007.4538401).
- [Boquet.2020] BOQUET, Guillem et al., A variational autoencoder solution for road traffic forecasting systems : Missing data imputation, di-

-
- mension reduction, model selection and anomaly detection, in : *Transp. Res. Part C Emerg. Technol.* 115 (juin 2020), 102622, ISSN : 0968-090X, DOI : [10.1016/J.TRC.2020.102622](https://doi.org/10.1016/J.TRC.2020.102622).
- [Bouloumpasis.2019] BOULOUMPASIS, Ioannis, STEEN, David et TUAN, Le Anh, Congestion Management using Local Flexibility Markets : Recent Development and Challenges, in : *Proc. 2019 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Eur. ISGT-Europe 2019*, Institute of Electrical et Electronics Engineers Inc., sept. 2019, ISBN : 9781538682180, DOI : [10.1109/ISGTEurope.2019.8905489](https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2019.8905489).
- [Box.1987] BOX, George E P et DRAPER, Norman R, Empirical model-building and response surfaces. John Wiley & Sons, 1987.
- [Boyd.2004] BOYD, Stephen et VANDENBERGHE, Lieven, *Convex optimization*, 2004, URL : [papers : // e7d065ae - 9998 - 4287 - 8af0 - c9fa85af8e96/Paper/p44444](https://papers://e7d065ae-9998-4287-8af0-c9fa85af8e96/Paper/p44444).
- [Brown.2020] BROWN, Tom B. et al., Language models are few-shot learners, in : *Adv. Neural Inf. Process. Syst.* 2020-Decem (2020), ISSN : 10495258, arXiv : [2005.14165](https://arxiv.org/abs/2005.14165).
- [Bukhsh.2013] BUKHSH, Waqqas A. et al., Local solutions of the optimal power flow problem, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 28.4 (2013), 4780-4788, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2013.2274577](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2274577).
- [Caminiti.2007] CAMINITI, Saverio, FINOCCHI, Irene et PETRESCHI, Rossella, On coding labeled trees, in : *Theor. Comput. Sci.* 382.2 (2007), 97-108, ISSN : 03043975, DOI : [10.1016/j.tcs.2007.03.009](https://doi.org/10.1016/j.tcs.2007.03.009).
- [Campana.2020] CAMPANA, Mireille (Ingénieur général des mines), DEMARCQ, François (Ingénieur général des mines) et PILLET, Didier (Ingénieur général des mines), *Flexibilité du système électrique : contribution du pilotage de la demande des bâtiments et des véhicules électriques*, rapp. tech., Paris, 2020.

-
- [Carpentier.1979] CARPENTIER, J., Optimal power flows, in : *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 1.1 (avr. 1979), 3-15, ISSN : 0142-0615, DOI : [10.1016/0142-0615\(79\)90026-7](https://doi.org/10.1016/0142-0615(79)90026-7).
- [Chatzivasileiadis.2018] CHATZIVASILEIADIS, Spyros, Lecture Notes on Optimal Power Flow (OPF), in : *arXiv* (nov. 2018), arXiv : [1811.00943](https://arxiv.org/abs/1811.00943), URL : <http://arxiv.org/abs/1811.00943>.
- [Chatzos.2022] CHATZOS, Minas, MAK, Terrence W.K. et HENTENRYCK, Pascal Van, Spatial Network Decomposition for Fast and Scalable AC-OPF Learning, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 37.4 (juill. 2022), 2601-2612, ISSN : 15580679, DOI : [10.1109/TPWRS.2021.3124726](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3124726), arXiv : [2101.06768](https://arxiv.org/abs/2101.06768).
- [Chérot.2024] CHÉROT, Guénolé, *Soutenance de thèse de Guénolé Chérot - YouTube*, nov. 2024, URL : <https://www.youtube.com/live/RWPGkECrNx0> (visité le 16/11/2024).
- [Coffrin.2018a] COFFRIN, Carleton et ROALD, Line, Convex Relaxations in Power System Optimization : A Brief Introduction, in : (juill. 2018), DOI : [10.48550/arxiv.1807.07227](https://doi.org/10.48550/arxiv.1807.07227), arXiv : [1807.07227](https://arxiv.org/abs/1807.07227), URL : <https://arxiv.org/abs/1807.07227v1> %20<http://arxiv.org/abs/1807.07227>.
- [Coffrin.2018b] COFFRIN, Carleton et al., PowerModels.J1 : An Open-source framework for exploring power flow formulations, in : *20th Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2018* (2018), DOI : [10.23919/PSCC.2018.8442948](https://doi.org/10.23919/PSCC.2018.8442948), arXiv : [1711.01728](https://arxiv.org/abs/1711.01728).
- [comptes.2013] COMPTES, Cour des, *Les concessions de distribution d'électricité : une organisation à simplifier, des investissements à financer*, rapp. tech., 2013, 105-2016.
- [Cowie.2022] COWIE, Robert H., BOUCHET, Philippe et FONTAINE, Benoît, The Sixth Mass Extinction : fact, fiction or speculation?, in : *Biol. Rev.* 97.2 (avr. 2022), 640-663, ISSN : 1469185X, DOI : [10.1111/brv.12816](https://doi.org/10.1111/brv.12816), URL : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/brv.12816> %20<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/brv.12816>

[wiley.com/doi/abs/10.1111/brv.12816](https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/brv.12816)
<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/brv.12816>.

- [CRE.2016] CRE, Les cadres réglementaire , normatif et contractuel, in : (2016), URL : <https://www.cre.fr/Electricite/Reseaux-d-electricite/qualite-de-l-electricite>.
- [Davis.2012] DAVIS, Council Co-presidents Ged, GOLDEMBERG, Jos et GOMEZ-ECHEVERRI, Luis, Global Energy Assessment : Toward a Sustainable Future, Cambridge, Cambridge University Press, 2012, ISBN : 9780521182935, URL : <http://www.globalenergyassessment.org>.
- [De Ketelaere.2015] DE KETELAERE, Bart, HUBERT, Mia et SCHMITT, Eric, Overview of PCA-based statistical process-monitoring methods for time-dependent, high-dimensional data, in : *J. Qual. Technol.* 47.4 (2015), 318-335.
- [De Meerendre.2020] DE MEERENDRE, Mathieu Kervyn et al., Review of Local Network Impedance Estimation Techniques, in : *IEEE Access* 8 (2020), 213647-213661, ISSN : 21693536, DOI : [10.1109/ACCESS.2020.3040099](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3040099).
- [De Paola.2017] DE PAOLA, Antonio, ANGELI, David et STRBAC, Goran, Price-Based Schemes for Distributed Coordination of Flexible Demand in the Electricity Market, in : *IEEE Trans. Smart Grid* 8.6 (2017), 3104-3116, ISSN : 19493053, DOI : [10.1109/TSG.2017.2707121](https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2707121).
- [De Paola.2018] DE PAOLA, Antonio, ANGELI, David et STRBAC, Goran, Convergence and optimality of a new iterative price-based scheme for distributed coordination of flexible loads in the electricity market, in : *2017 IEEE 56th Annu. Conf. Decis. Control. CDC 2017* 2018-Janua (2018), 1386-1393, DOI : [10.1109/CDC.2017.8263848](https://doi.org/10.1109/CDC.2017.8263848).
- [De Temmerman.2023] DE TEMMERMAN, Gregory et THOMAS, Boigontier, TRANSITIONING TOWARDS LOW-CARBON HYDROGEN PRO-

-
- DUCTION (part 1), in : *part 1* (2023), URL : <https://hal.science/hal-04093939>.
- [Dehghanpour.2018] DEGHANPOUR, Kaveh et al., A Survey on State Estimation Techniques and Challenges in Smart Distribution Systems, in : *IEEE Trans. Smart Grid* 10.2 (août 2018), 2312-2322, DOI : [10.1109/TSG.2018.2870600](https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2870600), arXiv : [1809.00057](https://arxiv.org/abs/1809.00057), URL : <http://arxiv.org/abs/1809.00057%20http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2018.2870600>.
- [Dehmamy.2019] DEHMAMY, Nima, BARABÁSI, Albert László et YU, Rose, Understanding the representation power of graph neural networks in learning graph topology, in : *Adv. Neural Inf. Process. Syst.* 32.NeurIPS (2019), ISSN : 10495258, arXiv : [1907.05008](https://arxiv.org/abs/1907.05008).
- [Deka.2024] DEKA, Deepjyoti, KEKATOS, Vassilis et CAVRARO, Guido, Learning Distribution Grid Topologies : A Tutorial, in : *IEEE Trans. Smart Grid* 15.1 (2024), 999-1013, ISSN : 19493061, DOI : [10.1109/TSG.2023.3271902](https://doi.org/10.1109/TSG.2023.3271902), arXiv : [2206.10837](https://arxiv.org/abs/2206.10837).
- [Dhar.2008] DHAR, Ravi et NOVEMSKY, Nathan, Beyond rationality : The content of preferences, in : *J. Consum. Psychol.* 18.3 (2008), 175-178, ISSN : 10577408, DOI : [10.1016/j.jcps.2008.04.004](https://doi.org/10.1016/j.jcps.2008.04.004).
- [Dir Gen Climat.2020] DIR. GEN. CLIMAT, *Synthèse scénario de référence SNBC-PPE*, rapp. tech., 2020.
- [Dongbin.2010] DONGBIN, Xiu, Numerical Methods fo Stochastic Computations, Princeton university Press, 2010, 7823-7830, ISBN : 9780691142128.
- [Donon.2024] DONON, Balthazar et al., Topology-aware reinforcement learning for tertiary voltage control, in : *Electr. Power Syst. Res.* 234 (2024), ISSN : 03787796, DOI : [10.1016/j.epsr.2024.110658](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.110658).
- [Doulet.2008] DOULET, Alain et HORSON, Jean Paul, Réseaux de distribution - Enfouissement, in : *Réseaux électriques Appl.* (fév. 2008), DOI : [10.51257/a-v1-d4225](https://doi.org/10.51257/a-v1-d4225), URL : <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/energies->

th4/reseaux-electriques-de-distribution-publique-42264210/reseaux-de-distribution-d4225/.

- [Doulet.2010] DOULET, Alain, Réseaux de distribution d'électricité - Présentation : Réseau de distribution et gestion de réseau, in : *Tech. l'Ingénieur* (2010), URL : <https://www.techniques-ingenieur.fr/base-documentaire/construction-et-travaux-publics-th3/techniques-du-batiment-l-electricite-43816210/reseaux-de-distribution-d-electricite-d4200/reseau-de-distribution-et-gestion-de-reseau-d4200v2niv10001.html>.
- [Dunning.2017] DUNNING, Iain, HUCHETTE, Joey et LUBIN, Miles, JuMP : A Modeling Language for Mathematical Optimization, in : *SIAM Rev.* 59.2 (2017), 295-320, DOI : [10.1137/15M1020575](https://doi.org/10.1137/15M1020575), URL : <https://doi.org/10.1137/15M1020575>.
- [Dupuy.1997] DUPUY, Jean-Pierre, LIVET, Pierre et REYNAUD, Bénédicte, Les limites de la rationalité, in : (1997).
- [Dusabimana.2020] DUSABIMANA, Emile et YOON, Sung Guk, A survey on the micro-phasor measurement unit in distribution networks, in : *Electron.* 9.2 (2020), ISSN : 20799292, DOI : [10.3390/electronics9020305](https://doi.org/10.3390/electronics9020305).
- [Dutrieux.2015] DUTRIEUX, Héloïse, Méthodes pour la planification pluriannuelle des réseaux de distribution. Application à l'analyse technico-économique des solutions d'intégration des énergies renouvelables intermittentes, thèse de doct., Ecole Centrale Lille, nov. 2015, URL : <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01491053><https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-01491053/document>.
- [EDF.2022] EDF, *Document d'enregistrement universel 2022*, rapp. tech., 2022.
- [Enedis.2018] ENEDIS, Sorties de télé-information client des appareils de comptage électroniques utilisés par Enedis, in : (2018), URL : www.enedis.fr.

-
- enedis.fr/sites/default/files/Enedis-NOI-CPT%7B%5C_%7D54E.pdf.
- [Enedis.2022a] ENEDIS, *Appel à projet, flexibilité local*, 2022, URL : <https://www.enedis.fr/co-construction-flexibilite-locale> (visité le 03/11/2021).
- [Enedis.2022b] ENEDIS, *Durée moyenne de coupure par client BT*, 2022, URL : <https://data.enedis.fr/explore/dataset/duree-moyenne-de-coupure-bt/information/?dataChart=eyJxdWVyaWVzIjpbeyJjaGFy> (visité le 05/02/2024).
- [Enedis.2022c] ENEDIS, *Les relations contractuelles avec Enedis : le cahier des charges de concession*, 2022, URL : <https://www.enedis.fr/les-relations-contractuelles-avec-enedis-le-cahier-des-charges-de-concession> (visité le 14/04/2023).
- [ENEDIS.2023] ENEDIS, Plan de développement de réseau, in : (2023).
- [Enedis.2023] ENEDIS, *Enedis Open Data*, 2023, URL : <https://www.enedis.fr/open-data-le-mix-par-enedis>.
- [énédis.2023] ÉNÉDIS, *Cahier des charges pour la consultation n ° RFQ-2301 : Contractualisation d'une flexibilité locale en soutien à l'exploitation du Réseau Public de Distribution*, 2023, URL : <https://www.enedis.fr/media/3489/download>.
- [Enedis.2024] ENEDIS, *Barème pour la facturation des raccordements au Réseau Public de Distribution d'électricité concédé à Enedis*, rapp. tech., 2024, 1-66.
- [ENTSO-E.2021] ENTSO-E, Review of flexibility platforms, in : *September* (2021).
- [Ernst.2022] ERNST, Oliver, *Oliver Ernst - Wasserstein Sensitivity of Risk and Uncertainty Propagation*, 2022, URL : <https://www.youtube.com/watch?v=-eXYsFZgGCU>.
- [Eu Commission.2019] EU. COMMISSION, *Clean energy for all Europeans*, Publications Office of the European Union, 2019, ISBN : 978-92-79-99835-5, URL : <https://data.europa.eu/doi/10.2833/9937>.

-
- [EU Parliament.2019] EU PARLIAMENT, *Directive (EU) 2019/944 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU*, rapp. tech. L 158, 2019, 18.
- [Ewoken.2019] EWOKEN, *Epex spot data*, 2019, URL : <https://ewoken.github.io/epex-spot-data/> (visité le 30/08/2022).
- [explained.2022] EXPLAINED, Visually, *The Karush–Kuhn–Tucker (KKT) Conditions and the Interior Point Method for Convex Optimization - YouTube*, 2022, URL : <https://www.youtube.com/watch?v=uh1Dk68cfWs> (visité le 05/07/2022).
- [Faia.2019] FAIA, Ricardo, PINTO, Tiago et VALE, Zita, Fair remuneration of energy consumption flexibility using shapley value, in : *Lect. Notes Comput. Sci. (including Subser. Lect. Notes Artif. Intell. Lect. Notes Bioinformatics)* 11804 LNAI (2019), 532-544, ISSN : 16113349, DOI : [10.1007/978-3-030-30241-2_45](https://doi.org/10.1007/978-3-030-30241-2_45).
- [Farivar.2013a] FARIVAR, Masoud et LOW, Steven H., Branch flow model : Relaxations and convexification-part I, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 28.3 (2013), 2554-2564, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2013.2255317](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2255317), arXiv : [1204.4865](https://arxiv.org/abs/1204.4865).
- [Farivar.2013b] FARIVAR, Masoud et LOW, Steven H., Branch flow model : Relaxations and convexification-part II, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 28.3 (2013), 2565-2572, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2013.2255318](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2255318).
- [Faruqui.2010] FARUQUI, Ahmad et SERGICI, Sanem, Household response to dynamic pricing of electricity : A survey of 15 experiments, t. 38, 2, 2010, 193-225, ISBN : 1114901091, DOI : [10.1007/s11149-010-9127-y](https://doi.org/10.1007/s11149-010-9127-y).
- [Fobes.2020] FOBES, David M. et al., PowerModelsDistribution.jl : An open-source framework for exploring distribution power flow formulations, in : *Electr. Power Syst. Res.* 189 (déc. 2020), 106664, ISSN : 03787796, DOI : [10.1016/j.epsr.2020.106664](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106664), arXiv : [2004.10081](https://arxiv.org/abs/2004.10081).

-
- [Fobes.2023] FOBES, David M, *Unbalanced Formulations · PowerModels-Distribution*, 2023, URL : <https://lanl-ansi.github.io/PowerModelsDistribution.jl/stable/manual/formulations.html%7B%5C%7DUbalanced-Network-Formulations> (visité le 19/02/2024).
- [Fresso.2024] FRESSOZ, Jean-Baptiste, Sans transition : Une nouvelle histoire de l'énergie, sous la dir. de SEUIL, écocène, 2024.
- [Galiveeti.2018] GALIVEETI, Hemakumar Reddy, GOSWAMI, Arup Kumar et DEV CHOUDHURY, Nalin B., Impact of plug-in electric vehicles and distributed generation on reliability of distribution systems, in : *Eng. Sci. Technol. an Int. J.* 21.1 (fév. 2018), 50-59, ISSN : 22150986, DOI : [10.1016/j.jestch.2018.01.005](https://doi.org/10.1016/j.jestch.2018.01.005).
- [Gan.2014a] GAN, Lingwen et LOW, Steven H., Convex relaxations and linear approximation for optimal power flow in multiphase radial networks, in : *Proc. - 2014 Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2014* (2014), DOI : [10.1109/PSCC.2014.7038399](https://doi.org/10.1109/PSCC.2014.7038399), arXiv : [1406.3054](https://arxiv.org/abs/1406.3054).
- [Gan.2014b] GAN, Lingwen et al., Exact Convex Relaxation of Optimal Power Flow in Radial Networks, in : *IEEE Trans. Automat. Contr.* 60.1 (jan. 2014), 72-87, ISSN : 00189286, DOI : [10.1109/TAC.2014.2332712](https://doi.org/10.1109/TAC.2014.2332712), arXiv : [1311.7170](https://arxiv.org/abs/1311.7170).
- [García.2015] GARCÍA, Javier et FERNÁNDEZ, Fernando, A comprehensive survey on safe reinforcement learning, in : *J. Mach. Learn. Res.* 16 (2015), 1437-1480, ISSN : 15337928.
- [Givisiez.2020] GIVISIEZ, Arthur Gonçalves, PETROU, Kyriacos et OCHOA, Luis F., A Review on TSO-DSO Coordination Models and Solution Techniques, in : *Electr. Power Syst. Res.* 189.August (2020), 106659, ISSN : 03787796, DOI : [10.1016/j.epsr.2020.106659](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106659), URL : <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106659>.

-
- [Gjorgievski.2021] GJORGIEVSKI, Vladimir Z., CUNDEVA, Snezana et GEORGHIOU, George E., Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities : A review, in : *Renew. Energy* 169 (mai 2021), 1138-1156, ISSN : 18790682, DOI : [10.1016/j.renene.2021.01.078](https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.01.078).
- [Gong.2019a] GONG, Xuan et al., A game-theoretic approach for price-based coordination of flexible devices operating in integrated energy-reserve markets, in : *Energy* 189 (2019), 116153, ISSN : 03605442, DOI : [10.1016/j.energy.2019.116153](https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116153), URL : <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116153>.
- [Gong.2019b] GONG, Xuan et al., Distributed coordination of flexible loads using locational marginal prices, in : *IEEE Trans. Control Netw. Syst.* 6.3 (2019), 1097-1110, ISSN : 23255870, DOI : [10.1109/TCNS.2019.2920587](https://doi.org/10.1109/TCNS.2019.2920587).
- [Gorissen.2015] GORISSEN, Bram L., YANIKOĞLU, Ihsan et HERTOĞ, Dick den, A practical guide to robust optimization, in : *Omega (United Kingdom)* 53.*Soyster 1973* (2015), 124-137, ISSN : 03050483, DOI : [10.1016/j.omega.2014.12.006](https://doi.org/10.1016/j.omega.2014.12.006), arXiv : [1501.02634](https://arxiv.org/abs/1501.02634).
- [Gouveia.2021] GOUVEIA, Clara et al., *Deliverable 1.2 – Observatory of research and demonstration initiatives on future electricity grids and markets*, rapp. tech. 864334, H2020, 2021.
- [Greening.2000] GREENING, Lorna A., GREENE, David L. et DIFIGLIO, Carmen, Energy efficiency and consumption — the rebound effect — a survey, in : *Energy Policy* 28.6-7 (juin 2000), 389-401, ISSN : 0301-4215, DOI : [10.1016/S0301-4215\(00\)00021-5](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00021-5).
- [Greenpeace.2015] GREENPEACE et GREENPEACE, 100% Renewable Energy for all : energy [r]evolution. A sustainable world energy outlook 2015. Executive summary. In : *5th Ed. 2015 World Energy Scenar.* (2015), URL : <http://www.greenpeace.org/international/en/publications/Campaign-reports/Climate-Reports/Energy-Revolution-2015/>.

-
- [Grzanic.2019] GRZANIC, Mirna, FLAMMINI, Marco Giacomo et PRETTICO, Giuseppe, Distribution network model platform : A first case study, in : *Energies* 12.21 (2019), ISSN : 19961073, DOI : [10.3390/en12214079](https://doi.org/10.3390/en12214079).
- [Gulcehre.2020] GULCEHRE, Caglar et al., RL unplugged : A suite of benchmarks for offline reinforcement learning, in : *Adv. Neural Inf. Process. Syst. 2020-Decem.NeurIPS* (2020), ISSN : 10495258, arXiv : [2006.13888](https://arxiv.org/abs/2006.13888).
- [Haarnoja.2018] HAARNOJA, Tuomas et al., Soft actor-critic : Off-policy maximum entropy deep reinforcement learning with a stochastic actor, in : *35th Int. Conf. Mach. Learn. ICML 2018*, t. 5, International Machine Learning Society (IMLS), jan. 2018, 2976-2989, ISBN : 9781510867963, arXiv : [1801.01290](https://arxiv.org/abs/1801.01290), URL : <https://arxiv.org/abs/1801.01290v2>.
- [Hasselt.2010] HASSELT, Hado, Double Q-learning, in : *Adv. Neural Inf. Process. Syst. Sous la dir. de LAFFERTY, J et al.*, t. 23, Curran Associates, Inc., 2010, URL : <https://proceedings.neurips.cc/paper/2010/file/091d584fced301b442654dd8c23b3fc9-Paper.pdf>.
- [Hastie.2009] HASTIE, Trevor, TIBSHIRANI, Robert et FRIEDMAN, Jerome, *The Elements of Statistical Learning : data mining, inference, and prediction*, Springer, 2009.
- [Hayes.2022] HAYES, Conor F. et al., A practical guide to multi-objective reinforcement learning and planning, t. 36, 1, Springer US, 2022, 1-59, ISBN : 0123456789, DOI : [10.1007/s10458-022-09552-y](https://doi.org/10.1007/s10458-022-09552-y), arXiv : [2103.09568](https://arxiv.org/abs/2103.09568), URL : <https://doi.org/10.1007/s10458-022-09552-y>.
- [Heinrich.2022] HEINRICH, M. et al., From energy behaviours to lifestyles : Contribution of behavioural archetypes to the description of energy consumption patterns in the residential sector, in : *Energy Build.* 269 (2022), ISSN : 03787788, DOI : [10.1016/j.enbuild.2022.112249](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2022.112249).

-
- [Henry.2021] HENRY, Robin et ERNST, Damien, Gym-ANM : Reinforcement learning environments for active network management tasks in electricity distribution systems, in : *Energy AI* 5 (sept. 2021), 100092, ISSN : 2666-5468, DOI : [10.1016/J.EGYAI.2021.100092](https://doi.org/10.1016/J.EGYAI.2021.100092).
- [Hernández.2011] HERNÁNDEZ, Javier Mart\in et VAN MIEGHEM, Piet, Classification of graph metrics, in : *Delft Univ. Technol. Mekelweg, Netherlands* 1 (2011).
- [Herter.2007] HERTER, Karen, MCAULIFFE, Patrick et ROSENFELD, Arthur, An exploratory analysis of California residential customer response to critical peak pricing of electricity, in : *Energy* 32.1 (2007), 25-34, ISSN : 03605442, DOI : [10.1016/j.energy.2006.01.014](https://doi.org/10.1016/j.energy.2006.01.014).
- [Herter.2010] HERTER, Karen et WAYLAND, Seth, Residential response to critical-peak pricing of electricity : California evidence, in : *Energy* 35.4 (2010), 1561-1567, ISSN : 03605442, DOI : [10.1016/j.energy.2009.07.022](https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.022), URL : <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.022>.
- [Hesterberg.2002] HESTERBERG, Tim, Monte Carlo Strategies in Scientific Computing, in : *Technometrics* 44.4 (2002), 403-404, ISSN : 0040-1706, DOI : [10.1198/tech.2002.s85](https://doi.org/10.1198/tech.2002.s85).
- [Heydari.2020] HEYDARI, Azim et al., Short-term electricity price and load forecasting in isolated power grids based on composite neural network and gravitational search optimization algorithm, in : *Appl. Energy* 277 (nov. 2020), 115503, ISSN : 03062619, DOI : [10.1016/j.apenergy.2020.115503](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115503).
- [Hirth.2013] HIRTH, Lion, The market value of variable renewables. The effect of solar wind power variability on their relative price, in : *Energy Econ.* 38 (juill. 2013), 218-236, ISSN : 01409883, DOI : [10.1016/j.eneco.2013.02.004](https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004).

-
- [Holland.2008] HOLLAND, Stephen P. et MANSUR, Erin T., Is real-time pricing green? The environmental impacts of electricity demand variance, in : *Rev. Econ. Stat.* 90.3 (août 2008), 550-561, ISSN : 00346535, DOI : [10.1162/rest.90.3.550](https://doi.org/10.1162/rest.90.3.550), URL : <http://direct.mit.edu/rest/article-pdf/90/3/550/1614629/rest.90.3.550.pdf>.
- [Horgan.2018] HORGAN, Dan et al., Distributed prioritized experience replay, in : *6th Int. Conf. Learn. Represent. ICLR 2018 - Conf. Track Proc.* (2018), 1-19, arXiv : [1803.00933](https://arxiv.org/abs/1803.00933).
- [Hornik.1989] HORNİK, Kurt, STINCHCOMBE, Maxwell et WHITE, Halbert, Multilayer feedforward networks are universal approximators, in : *Neural Networks 2.5* (1989), 359-366, ISSN : 08936080, DOI : [10.1016/0893-6080\(89\)90020-8](https://doi.org/10.1016/0893-6080(89)90020-8).
- [Huang.2017] HUANG, Shaojun et al., A Sufficient Condition on Convex Relaxation of AC Optimal Power Flow in Distribution Networks, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 32.2 (2017), 1359-1368, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2016.2574805](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2574805).
- [Ibrahim.2021] IBRAHİM, Ibrahim Anwar et HOSSAIN, M. J., Low Voltage Distribution Networks Modeling and Unbalanced (Optimal) Power Flow : A Comprehensive Review, in : *IEEE Access* 9 (2021), 143026-143084, ISSN : 21693536, DOI : [10.1109/ACCESS.2021.3120803](https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3120803).
- [IEEE PES.2017] IEEE PES, *The IEEE European Low Voltage Test Feeder*, 2017, URL : <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.
- [IEEE.2011] IEEE, IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems, t. C37.118.1™, December, 2011, 5-8, ISBN : 9780738168111.
- [IPCC.2021] IPCC, Summary for Policymakers, in : *Clim. Chang. 2021 Phys. Sci. Basis. Contrib. Work. Gr. I to Sixth Assess. Rep. Intergov. Panel Clim. Chang.* Sous la dir. de MASSON-DELMOTTE,

-
- V. et al., Cambridge, UK : Cambridge University Press, 2021, In press.
- [IPCC.2022a] IPCC, Climate Change 2022 - Mitigation of Climate Change - Technical Summary, 1, 2022, 1-30, ISBN : 9781107415416.
- [IPCC.2022b] IPCC, Climate Change 2022 : Impacts, Adaptation and Vulnerability, Summary for Policymakers, Cambridge, UK et New York, USA : Cambridge University Press, 2022, 3-33, ISBN : 97811009325844.
- [IPCC.2022c] IPCC, Summary for Policymakers, in : *Clim. Chang. 2022 Mitig. Clim. Chang. Contrib. Work. Gr. III to Sixth Assess. Rep. Intergov. Panel Clim. Chang.* Cambridge, UK : Cambridge University Press, 2022, In press, ISBN : 9781107415416.
- [IPCC.2023] IPCC, Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, in : *Clim. Chang. 2023 Synth. Rep.* (2023), 42-66, ISSN : 20734433, DOI : [10.59327/IPCC/AR6-9789291691647](https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647).
- [Jancovici.2017] JANCOVICI, Jean Marc, *L'énergie, de quoi s'agit-il exactement ? - Jean-Marc Jancovici*, 2017, URL : <https://jancovici.com/transition-energetique/l-energie-et-nous/lenergie-de-quoi-sagit-il-exactement/> (visité le 09/03/2023).
- [Jin.2020] JIN, Xiaolong, WU, Qiuwei et JIA, Hongjie, Local flexibility markets : Literature review on concepts, models and clearing methods, in : *Appl. Energy* 261 (mars 2020), 114387, ISSN : 03062619, DOI : [10.1016/j.apenergy.2019.114387](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114387).
- [Kahneman.2000] KAHNEMAN, Daniel et TVERSKY, Amos, Choices, Values, and Frames, 2000, DOI : [10.1142/9789814417358_0016](https://doi.org/10.1142/9789814417358_0016).
- [Kaiser.2018] KAISER, E, KUTZ, J N et BRUNTON, S L, Sparse identification of nonlinear dynamics for model predictive control in the low-data limit, in : *Proc. R. Soc. A Math. Phys. Eng. Sci.* 474.2219 (2018), ISSN : 14712946, DOI : [10.1098/rspa.2018.0335](https://doi.org/10.1098/rspa.2018.0335), arXiv : [1711.05501](https://arxiv.org/abs/1711.05501).

-
- [Kargarian.2018] KARGARIAN, Amin et al., Toward Distributed/Decentralized DC Optimal Power Flow Implementation in Future Electric Power Systems, in : *IEEE Trans. Smart Grid* 9.4 (2018), 2574-2594, ISSN : 19493053, DOI : [10.1109/TSG.2016.2614904](https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2614904), URL : http://www.ieee.org/publications%7B%5C_%7Dstandards/publications/rights/index.html.
- [Kerscher.2022] KERSCHER, Selina et ARBOLEYA, Pablo, The key role of aggregators in the energy transition under the latest European regulatory framework, in : *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 134 (jan. 2022), 107361, ISSN : 01420615, DOI : [10.1016/j.ijepes.2021.107361](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107361).
- [Kersting.2016] KERSTING, William H., Distribution System Modeling and Analysis : Third Edition, 2016, 1-433, ISBN : 9781439856475, DOI : [10.1201/b11697](https://doi.org/10.1201/b11697).
- [Killer.2020] KILLER, Marvin, FARROKHSERESHT, Mana et PATERAKIS, Nikolaos G., Implementation of large-scale Li-ion battery energy storage systems within the EMEA region, in : *Appl. Energy* 260.October 2019 (2020), 114166, ISSN : 03062619, DOI : [10.1016/j.apenergy.2019.114166](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114166), URL : <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.114166>.
- [Koirala.2020] KOIRALA, Arpan et al., Non-synthetic European low voltage test system, in : *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 118 (juin 2020), 105712, ISSN : 0142-0615, DOI : [10.1016/J.IJEPES.2019.105712](https://doi.org/10.1016/J.IJEPES.2019.105712).
- [Kuhar.2019] KUHAR, Urban et al., The Impact of Model and Measurement Uncertainties on a State Estimation in Three-Phase Distribution Networks, in : *IEEE Trans. Smart Grid* 10.3 (2019), 3301-3310, ISSN : 19493053, DOI : [10.1109/TSG.2018.2823398](https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2823398).
- [Kuiken.2018] KUIKEN, Dirk et al., Energy flexibility from large prosumers to support distribution system operation-A technical and legal case study on the Amsterdam arena stadium, in : *Energies* 11.1 (jan. 2018), 122, ISSN : 19961073, DOI : [10.3390/en11010122](https://doi.org/10.3390/en11010122),

URL : <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/1/122/htm%20https://www.mdpi.com/1996-1073/11/1/122>.

- [Kumar.2024] KUMAR, Sharath Ram et al., Real-time Retail Electricity Pricing Using Offline Reinforcement Learning, in : *Sustain. Energy Syst. (E-Energy 24)*, Singapore, 2024, ISBN : 9798400704802, DOI : [10.1145/3632775.3661964](https://doi.org/10.1145/3632775.3661964).
- [Kusic.2004] KUSIC, G. L. et GARRISON, D. L., Measurement of transmission line parameters from SCADA data, in : *2004 IEEE PES Power Syst. Conf. Expo.* 1 (2004), 440-445, DOI : [10.1109/psce.2004.1397479](https://doi.org/10.1109/psce.2004.1397479).
- [Lago.2021] LAGO, Jesus et al., Forecasting day-ahead electricity prices : A review of state-of-the-art algorithms, best practices and an open-access benchmark, in : *Appl. Energy* 293 (juill. 2021), 116983, ISSN : 03062619, DOI : [10.1016/j.apenergy.2021.116983](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116983), arXiv : [2008.08004](https://arxiv.org/abs/2008.08004).
- [Le Goff Latimier.2022] LE GOFF LATIMIER, R., CHÉROT, G. et BEN AHMED, H., On-line learning for distributed optimal control of an electric vehicle fleet, in : *Electr. Power Syst. Res.* 212 (nov. 2022), 108330, ISSN : 0378-7796, DOI : [10.1016/J.EPSR.2022.108330](https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2022.108330).
- [Le Maitre.2010] LE MAITRE, O.P. et KNIO, O.M., Spectral Methods for Uncertainty, 2010, ISBN : 9789048135196.
- [Légifrance.2020] LÉGIFRANCE, *Article 119 - Arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité*, juin 2020, URL : https://www.legifrance.gouv.fr/loda/article%7B%5C_%7D1c/LEGIARTI000042036984/2020-06-26.
- [Lehmann.2016] LEHMANN, Karsten, GRASTIEN, Alban et VAN HENTENRYCK, Pascal, AC-Feasibility on Tree Networks is NP-Hard, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 31.1 (2016), 798-801, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2015.2407363](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2407363), arXiv : [1410.8253](https://arxiv.org/abs/1410.8253).

-
- [Lever.2017] LEVER, J., KRZYWINSKI, M. et ALTMAN, N., Principal Component Analysis, in : *Nat. Methods* 14 (juin 2017), 641-642, URL : <https://www.nature.com/articles/nmeth.4346%20http://link.springer.com/10.1007/b98835>.
- [Li.2021] LI, Haoran et al., Distribution grid impedance & topology estimation with limited or no micro-PMUs, in : *Int. J. Electr. Power Energy Syst.* 129.February (2021), 106794, ISSN : 01420615, DOI : [10.1016/j.ijepes.2021.106794](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106794), URL : <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106794>.
- [Li.2024] LI, Kenneth et al., *Emergent World Representations : Exploring a Sequence Model Trained on a Synthetic Task*, 2024, arXiv : [2210.13382](https://arxiv.org/abs/2210.13382) [cs.LG], URL : <https://arxiv.org/abs/2210.13382>.
- [Lin.2020] LIN, Rong Heng, ZHAO, Ying Ying et WU, Bu Dan, Toward a hydrogen society : Hydrogen and smart grid integration, in : *Int. J. Hydrogen Energy* 45.39 (2020), 20164-20175, ISSN : 03603199, DOI : [10.1016/j.ijhydene.2020.01.047](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.01.047), URL : <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.01.047>.
- [Liu.2020] LIU, Yikui, WU, Lei et LI, Jie, D-PMU based applications for emerging active distribution systems : A review, in : *Electr. Power Syst. Res.* 179.October 2019 (2020), 106063, ISSN : 03787796, DOI : [10.1016/j.epsr.2019.106063](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106063), URL : <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2019.106063>.
- [Liu.2023] LIU, Shaohui, WU, Chengyang et ZHU, Hao, Topology-Aware Graph Neural Networks for Learning Feasible and Adaptive AC-OPF Solutions, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 38.6 (2023), 5660-5670, ISSN : 15580679, DOI : [10.1109/TPWRS.2023.3230555](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2023.3230555), arXiv : [2205.10129](https://arxiv.org/abs/2205.10129).
- [Lou.2019] LOU, Xiansi et al., Multi-stage Security Constrained OPF Using Dynamic Thermal Rating, in : *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. 2019-Augus* (2019), 1-5, ISSN : 19449933, DOI : [10.1109/PESGM40551.2019.8973432](https://doi.org/10.1109/PESGM40551.2019.8973432).

-
- [Low.2014] LOW, Steven H., Convex relaxation of optimal power flow - Part i : Formulations and equivalence, in : *IEEE Trans. Control Netw. Syst.* 1.1 (mars 2014), 15-27, ISSN : 23255870, DOI : [10.1109/TCNS.2014.2309732](https://doi.org/10.1109/TCNS.2014.2309732), arXiv : [1405.0766](https://arxiv.org/abs/1405.0766).
- [Luonan.2002] LUONAN, Chen et al., Components of Nodal Prices for Electric Power Systems, in : *Trans. POWER Syst.* 17.1 (2002), 403-456, DOI : [10.1109/59.982191](https://doi.org/10.1109/59.982191).
- [Lykidi.2015] LYKIDI, Maria et GOURDEL, Pascal, How to manage flexible nuclear power plants in a deregulated electricity market from the point of view of social welfare?, in : *Energy* 85 (juin 2015), 167-180, ISSN : 03605442, DOI : [10.1016/j.energy.2015.03.032](https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.03.032).
- [MacQueen.1967] MACQUEEN, James and others, Some methods for classification and analysis of multivariate observations, in : *Proc. fifth Berkeley Symp. Math. Stat. Probab.* 1.14 (jan. 1967), 281-297, URL : <https://projecteuclid.org/ebooks/berkeley-symposium-on-mathematical-statistics-and-probability/Proceedings-of-the-Fifth-Berkeley-Symposium-on-Mathematical-Statistics-and/chapter/Some-methods-for-classification-and-analysis-of-multivariate-observations/bsm>.
- [McElreath.2018] MCELREATH, Richard, Statistical rethinking : A Bayesian course with examples in R and Stan, Chapman et Hall/CRC, 2018.
- [Minis Trans.2020] MINIS. TRANS., *La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone*, rapp. tech., 2020, 1-32.
- [Minniti.2018] MINNITI, Simone et al., Local markets for flexibility trading : Key stages and enablers, in : *Energies* 11.11 (2018), ISSN : 19961073, DOI : [10.3390/en11113074](https://doi.org/10.3390/en11113074).
- [Monsieur Phi.2024] MONSIEUR PHI, *ChatGPT rêve-t-il de cavaliers électriques ? - YouTube*, avr. 2024, URL : <https://www.youtube.com/watch?v=6D1XIbkm4JE>.

-
- [Moreno-Diaz.2018] MORENO-DIAZ, Luna et al., Accuracy of electrical feeder models for distribution systems analysis, in : *2018 Int. Conf. Smart Energy Syst. Technol. SEST 2018 - Proc.* Institute of Electrical et Electronics Engineers Inc., oct. 2018, ISBN : 9781538653265, DOI : [10.1109/SEST.2018.8495716](https://doi.org/10.1109/SEST.2018.8495716).
- [Moret.2019] MORET, Fabio et PINSON, Pierre, Energy Collectives : A Community and Fairness Based Approach to Future Electricity Markets, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 34.5 (2019), 3994-4004, ISSN : 15580679, DOI : [10.1109/TPWRS.2018.2808961](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2808961).
- [Moroni.2019] MORONI, Stefano et al., Energy communities in the transition to a low-carbon future : A taxonomical approach and some policy dilemmas, in : *J. Environ. Manage.* 236. September 2018 (2019), 45-53, ISSN : 10958630, DOI : [10.1016/j.jenvman.2019.01.095](https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.01.095), URL : <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2019.01.095>.
- [Morstyn.2019a] MORSTYN, Thomas, TEYTELBOYM, Alexander et MCCULLOCH, Malcolm D., Bilateral contract networks for peer-to-peer energy trading, in : *IEEE Trans. Smart Grid* 10.2 (mars 2019), 2026-2035, ISSN : 19493053, DOI : [10.1109/TSG.2017.2786668](https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2786668).
- [Morstyn.2019b] MORSTYN, Thomas, TEYTELBOYM, Alexander et MCCULLOCH, Malcolm D., Designing decentralized markets for distribution system flexibility, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 34.3 (2019), 1-12, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2018.2886244](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2886244).
- [Muhlpfordt.2019] MUHLPFORDT, Tillmann et al., Chance-Constrained AC Optimal Power Flow : A Polynomial Chaos Approach, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 34.6 (2019), 4806-4816, ISSN : 15580679, DOI : [10.1109/TPWRS.2019.2918363](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2019.2918363), arXiv : [1903.11337](https://arxiv.org/abs/1903.11337).
- [Najim.2004] NAJIM, K., IKONEN, Enso et DAOUD, Ait-Kadi., Stochastic processes : estimation, optimization, & analysis, Kogan Page Science, 2004, 332, ISBN : 9781903996553, URL : <http://www.sciencedirect.com:5070/book/9781903996553/stochastic-processes?via=ihub>.

-
- [Natale.2022] NATALE, Nicola et al., Quantitative Assessment of Flexibility at the TSO/DSO Interface Subject to the Distribution Grid Limitations, in : *Appl. Sci.* 12.4 (2022), ISSN : 20763417, DOI : [10.3390/app12041858](https://doi.org/10.3390/app12041858).
- [Navarro-Espinosa.2016] NAVARRO-ESPINOSA, Alejandro et OCHOA, Luis F., Probabilistic Impact Assessment of Low Carbon Technologies in LV Distribution Systems, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 31.3 (mai 2016), 2192-2203, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2015.2448663](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2448663).
- [NégaWatt.2017] NÉGAWATT, Scénario négaWatt 2017-2050, in : (2017), 48.
- [négaWatt.2022] NÉGAWATT, Association, La transition énergétique au coeur d'une transition sociétale ; Synthèse du scénario négaWatt 2022, in : (2022), 2-15.
- [Nemirovski.2006] NEMIROVSKI, Arkadi et SHAPIRO, Alexander, Convex approximations of chance constrained programs, in : *SIAM J. Optim.* 17.4 (2006), 959-996, ISSN : 10526234, DOI : [10.1137/050622328](https://doi.org/10.1137/050622328).
- [NREL.2012] NREL, Renewable Electricity Futures Study : Executive Summary, in : *Natl. Renew. Energy Lab.* 1 (2012), 1-43, URL : http://www.nrel.gov/analysis/re%7B%5C_%7Dfutures/.
- [Oddi.2016] ODDI, Michel, Réseaux publics de distribution d'électricité, sous la dir. de LAVOISIER, Collection, 2016, 0-704, URL : <https://www.lavoisier.fr/livre/environnement/reseaux-publics-de-distribution/oddi/descriptif-9782743021771>.
- [Oehlers.2021] OEHLERS, Milena et FABIAN, Benjamin, Graph metrics for network robustness—a survey, in : *Mathematics* 9.8 (2021), 1-48, ISSN : 22277390, DOI : [10.3390/math9080895](https://doi.org/10.3390/math9080895).
- [Oren.1995] OREN, Schmuuel et al., Nodal Prices and Transmission Rights : a Critical Appraisal, in : *Electr. J.* (1995), URL : http://www.econ.iastate.edu/tesfatsi/orenms.doc%7B%5C_%7D5Cnabout:blank.

-
- [Orfanogianni.2007] ORFANOIANNI, Tina et GROSS, George, A general formulation for LMP evaluation, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 22.3 (août 2007), 1163-1173, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2007.901297](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2007.901297).
- [Owerko.2020] OWERKO, Damian, GAMA, Fernando et RIBEIRO, Alejandro, Optimal Power Flow Using Graph Neural Networks, in : *ICASSP, IEEE Int. Conf. Acoust. Speech Signal Process. - Proc.* 2020-May (2020), 5930-5934, ISSN : 15206149, DOI : [10.1109/ICASSP40776.2020.9053140](https://doi.org/10.1109/ICASSP40776.2020.9053140), arXiv : [1910.09658](https://arxiv.org/abs/1910.09658).
- [PandaPower.2023] PANDAPOWER, *Basic Standard Types — pandapower 2.10.1 documentation*, 2023, URL : https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.11.1/std%7B%5C_%7Dtypes/basic.html%20https://pandapower.readthedocs.io/en/v2.10.1/std%7B%5C_%7Dtypes/basic.html (visité le 13/03/2023).
- [Papalexopoulos.2020] PAPALEXOPOULOS, Alex, FROWD, Rod et BIRBAS, Alexios, On the development of organized nodal local energy markets and a framework for the TSO-DSO coordination, in : *Electr. Power Syst. Res.* 189.August (2020), 106810, ISSN : 03787796, DOI : [10.1016/j.epsr.2020.106810](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106810), URL : <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106810>.
- [Papavasiliou.2018] PAPAVALIIOU, Anthony, Analysis of distribution locational marginal prices, in : *IEEE Trans. Smart Grid* 9.5 (sept. 2018), 4872-4882, ISSN : 19493053, DOI : [10.1109/TSG.2017.2673860](https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2673860).
- [Paterakis.2017] PATERAKIS, Nikolaos G., ERDINÇ, Ozan et CATALÃO, João P.S., *An overview of Demand Response : Key-elements and international experience*, mars 2017, DOI : [10.1016/j.rser.2016.11.167](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.167).
- [Pegoraro.2019] PEGORARO, Paolo Attilio et al., Line Impedance Estimation Based on Synchrophasor Measurements for Power Distribution Systems, in : *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 68.4 (2019), 1002-1013, ISSN : 00189456, DOI : [10.1109/TIM.2018.2861058](https://doi.org/10.1109/TIM.2018.2861058).

-
- [Petrusev.2023] PETRUSEV, Aleksandr et al., Reinforcement learning for robust voltage control in distribution grids under uncertainties, in : *Sustain. Energy, Grids Networks* 33 (mars 2023), 100959, ISSN : 23524677, DOI : [10.1016/j.segan.2022.100959](https://doi.org/10.1016/j.segan.2022.100959).
- [Poggio.2017] POGGIO, Tomaso et al., Why and when can deep-but not shallow-networks avoid the curse of dimensionality : A review, in : *Int. J. Autom. Comput.* 14.5 (2017), 503-519, ISSN : 17518520, DOI : [10.1007/s11633-017-1054-2](https://doi.org/10.1007/s11633-017-1054-2), arXiv : [1611.00740](https://arxiv.org/abs/1611.00740).
- [Proctor.2016] PROCTOR, Joshua L, BRUNTON, Steven L et KUTZ, J Nathan, Dynamic mode decomposition with control, in : *SIAM J. Appl. Dyn. Syst.* 15.1 (2016), 142-161.
- [Raffin.2019] RAFFIN, Antonin et al., *Stable Baselines3*, [\url{https://github.com/DLR-RM/stable-baselines3}](https://github.com/DLR-RM/stable-baselines3), 2019.
- [Ramakrishnan.2020] RAMAKRISHNAN, Jairam, HASHEMI, Seyedmostafa et TRAHOLT, Chresten, Assessment of Energy Storage Systems for Multiple Grid Service Provision, in : *Proc. - 2020 IEEE 14th Int. Conf. Compat. Power Electron. Power Eng. CPE-POWERENG 2020* (2020), 333-339, DOI : [10.1109/CPE-POWERENG48600.2020.9161622](https://doi.org/10.1109/CPE-POWERENG48600.2020.9161622).
- [Rasul.2022] RASUL, M. G. et al., The future of hydrogen : Challenges on production, storage and applications, in : *Energy Convers. Manag.* 272.October (2022), 116326, ISSN : 01968904, DOI : [10.1016/j.enconman.2022.116326](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116326), URL : <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116326>.
- [Reese.2011] REESE, Constantin et HOFMAN, Lutz, Analysis and reduction of effects of single-phase loads and generators on low voltage distribution grids, in : *CIREN 2011 21st Int. Conf. Electr. Distrib.* 1226 (2011), 4, URL : http://www.cired.net/publications/cired2011/part1/papers/CIREN2011%7B%5C_%7D1226%7B%5C_%7Dfinal.pdf.

-
- [Richardson.2010] RICHARDSON, Ian et al., Domestic electricity use : A high-resolution energy demand model, in : *Energy Build.* 42.10 (oct. 2010), 1878-1887, ISSN : 03787788, DOI : [10.1016/j.enbuild.2010.05.023](https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2010.05.023).
- [Rigoni.2020] RIGONI, Valentin et KEANE, Andrew, Open-DSOPF : An open-source optimal power flow formulation integrated with OpenDSS, in : *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. 2020-Augus (2020)*, ISSN : 19449933, DOI : [10.1109/PESGM41954.2020.9282125](https://doi.org/10.1109/PESGM41954.2020.9282125).
- [Ritchie.2020] RITCHIE, Hannah, ROSADO, Pablo et ROSER, Max, Energy Mix, in : *Our World Data* (jan. 2020), URL : <https://ourworldindata.org/energy-mix>.
- [Ritzmann.2016] RITZMANN, Deborah et al., A Method for Accurate Transmission Line Impedance Parameter Estimation, in : *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 65.10 (2016), 2204-2213, ISSN : 00189456, DOI : [10.1109/TIM.2016.2556920](https://doi.org/10.1109/TIM.2016.2556920).
- [Ritzmann.2017] RITZMANN, Deborah et al., A novel approach to noninvasive measurement of overhead line impedance parameters, in : *IEEE Trans. Instrum. Meas.* 66.6 (2017), 1155-1163, ISSN : 00189456, DOI : [10.1109/TIM.2017.2665958](https://doi.org/10.1109/TIM.2017.2665958).
- [RTE.2021a] RTE, *Consommation – Sensibilité à la température et aux usages : RTE Bilan électrique 2020*, 2021, URL : <https://bilan-electrique-2020.rte-france.com/consommation-sensibilite-a-la-temperature-et-aux-usages/%7B%5C#%7D> (visité le 05/02/2024).
- [RTE.2021b] RTE, *Futur énergétique 2050 : Les scénarios de mix production - consommation*, rapp. tech., 2021.
- [RTE.2021c] RTE, *Futurs énergétiques 2050 : consommation*, rapp. tech., 2021.
- [RTE.2021d] RTE, *Futurs énergétiques 2050 : Les réseaux*, rapp. tech., 2021.
- [Rte.2021] RTE, *Futurs énergétiques 2050*, rapp. tech., 2021.

-
- [RTE.2022a] RTE, *Bilan électrique 2022*, rapp. tech., 2022.
- [RTE.2022b] RTE, *Futurs énergétiques 2050 : Rapport complet*, rapp. tech., 2022, URL : <https://assets.rte-france.com/prod/2022-06/Futurs%20%7B%5C%27%7Be%7D%7Dnerg%7B%5C%27%7Be%7D%7Dtiques%202050%20%7B%5C%20%7D%20rapport%20complet.zip>.
- [Samaan.2018] SAMAAN, Nader et al., Combined Transmission and Distribution Test System to Study High Penetration of Distributed Solar Generation, in : *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.* 2018-April.1 (2018), 1-9, ISSN : 21608563, DOI : [10.1109/TDC.2018.8440238](https://doi.org/10.1109/TDC.2018.8440238).
- [Samudrala.2019] SAMUDRALA, Ananth Narayan et al., Optimal Sensor Placement for Topology Identification in Smart Power Grids, in : *2019 53rd Annu. Conf. Inf. Sci. Syst. CISS 2019* (2019), 1-6, DOI : [10.1109/CISS.2019.8692792](https://doi.org/10.1109/CISS.2019.8692792), arXiv : [1901.11104](https://arxiv.org/abs/1901.11104).
- [Samudrala.2020] SAMUDRALA, Ananth Narayan et al., Sensor Placement for Outage Identifiability in Power Distribution Networks, in : *IEEE Trans. Smart Grid* 11.3 (2020), 1996-2013, ISSN : 19493061, DOI : [10.1109/TSG.2019.2945938](https://doi.org/10.1109/TSG.2019.2945938), arXiv : [1902.06274](https://arxiv.org/abs/1902.06274).
- [Schneider.2018] SCHNEIDER, K. P. et al., Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 33.3 (mai 2018), 3181-3188, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2017.2760011](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2017.2760011).
- [Schulman.2017] SCHULMAN, John et al., Proximal Policy Optimization Algorithms, in : *arXiv* 1707.06347 (juill. 2017), arXiv : [1707.06347](https://arxiv.org/abs/1707.06347), URL : <https://arxiv.org/abs/1707.06347v2><http://arxiv.org/abs/1707.06347>.
- [Scott.2015] SCOTT, David W, *Multivariate density estimation : theory, practice, and visualization*, John Wiley & Sons, 2015, ISBN : 9780471697558.

-
- [Shahid.2022] SHAHID, Muhammad Salman et al., Designing and Experimenting Nudge Signals to Act on the Energy Signature of Households for Implementing Indirect Energy Flexibility, in : *Build. Simul. Conf. Proc.* 2022, 3678-3685, ISBN : 9781775052029, DOI : [10.26868/25222708.2021.30962](https://doi.org/10.26868/25222708.2021.30962).
- [Shao.2008] SHAO, Jun, Mathematical statistics, Springer Science & Business Media, 2008, ISBN : 2013206534.
- [Shapiro.2021] SHAPIRO, Alexander, DENTCHEVA, Darinka et RUSZCZYNSKI, Andrzej, Lectures on Stochastic Programming : Modeling and Theory, Society for Industrial et Applied Mathematics, 2021, ISBN : 9780898716870, DOI : [10.1137/1.9781611976595](https://doi.org/10.1137/1.9781611976595).
- [Shi.2020] SHI, Chengchun et al., Does the markov decision process fit the data : Testing for the markov property in sequential decision making, in : *37th Int. Conf. Mach. Learn. ICML 2020*, t. PartF16814, International Machine Learning Society (IMLS), fév. 2020, 8766-8776, ISBN : 9781713821120, DOI : [10.48550/arxiv.2002.01751](https://doi.org/10.48550/arxiv.2002.01751), arXiv : [2002.01751](https://arxiv.org/abs/2002.01751), URL : <https://arxiv.org/abs/2002.01751v1><https://github.com/RunzheStat/TestMDP>.
- [Silver.2014] SILVER, David et al., Deterministic Policy Gradient Algorithms, in : *Proc. 31st Int. Conf. Mach. Learn.* PMLR, jan. 2014, 387-395, URL : <http://proceedings.mlr.press/v32/silver14.html>.
- [Silver.2021] SILVER, David et al., Reward is enough, in : *Artif. Intell.* 299 (oct. 2021), 103535, ISSN : 0004-3702, DOI : [10.1016/J.ARTINT.2021.103535](https://doi.org/10.1016/j.artint.2021.103535).
- [Simoiu.2022] SIMOIU, Mircea Stefan et al., Modeling the energy community members' willingness to change their behaviour with multi-agent systems : A stochastic approach, in : *Renew. Energy* 194 (2022), 1233-1246, ISSN : 18790682, DOI : [10.1016/j.renene.2022.06.004](https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.06.004).

-
- [Smith.2013] SMITH, Ralph C., *Uncertainty Quantification : Theory, Implementation, and Applications*-SIAM-Society for Industrial and Applied Mathematics, Society for Industrial et Applied Mathematics, 2013, 401.
- [Sørensen.2021] SØRENSEN, Ase Lekang et al., Residential electric vehicle charging datasets from apartment buildings, in : *Data Br.* 36 (juin 2021), 107105, ISSN : 23523409, DOI : [10.1016/j.dib.2021.107105](https://doi.org/10.1016/j.dib.2021.107105).
- [Sotkiewicz.2006] SOTKIEWICZ, Paul M. et VIGNOLO, Jesus M., Nodal pricing for distribution networks : Efficient pricing for efficiency enhancing DG, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 21.2 (2006), 1013-1014, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2006.873006](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2006.873006).
- [Soualah.2023] SOUALAH, Hassen et al., *Energy Not Exchanged : A Metric to Quantify Energy Resilience in Smart Grids*, 2023, DOI : [10.3390/su15032596](https://doi.org/10.3390/su15032596).
- [Sousa.2019] SOUSA, Tiago et al., *Peer-to-peer and community-based markets : A comprehensive review*, avr. 2019, DOI : [10.1016/j.rser.2019.01.036](https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.036), arXiv : [1810.09859](https://arxiv.org/abs/1810.09859).
- [Steinbach.2000] STEINBACH, Michael, KARYPIS, George et KUMAR, Vipin, A Comparison of Document Clustering Techniques, in : *KDD Work. text Min.* (mai 2000), 1-2, URL : <http://conservancy.umn.edu/handle/11299/215421%20https://www.bibsonomy.org/bibtex/210e5c1e3ff54d9dce505a231f8ae7b32/hotho>.
- [Street.2012] STREET, Pecan, *Pecan Street Dataport*, 2012, URL : <https://www.pecanstreet.org/dataport/> (visité le 30/08/2022).
- [Subhonmesh.2012] SUBHONMESH, Bose, LOW, Steven H. et CHANDY, K. Mani, Equivalence of branch flow and bus injection models, in : *2012 50th Annu. Allert. Conf. Commun. Control. Comput. Allert. 2012* (2012), 1893-1899, DOI : [10.1109/Allerton.2012.6483453](https://doi.org/10.1109/Allerton.2012.6483453).

-
- [Sun.2016] SUN, Yannan, WILLIAMS, Tess et GOURISETTI, Sri Nikhil, A comparative study of distribution system parameter estimation methods, in : *IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet. 2016-Novem* (2016), ISSN : 19449933, DOI : [10.1109/PESGM.2016.7741096](https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741096).
- [Sun.2021] SUN, Xu Andy et CONEJO, Antonio J., Distributionally Robust Optimization, in : *Int. Ser. Oper. Res. Manag. Sci.* 313.1 (2021), 131-204, ISSN : 22147934, DOI : [10.1007/978-3-030-85128-6_4](https://doi.org/10.1007/978-3-030-85128-6_4), arXiv : [arXiv:1908.05659v1](https://arxiv.org/abs/1908.05659v1).
- [Sutton.2020] SUTTON, Richard S et BARTO, Andrew G, Reinforcement Learning : An Introduction, Second, The MIT Press, 2020, URL : <http://incompleteideas.net/book/the-book.html>.
- [Taylor.2009] TAYLOR, Matthew E. et STONE, Peter, Transfer learning for reinforcement learning domains : A survey, in : *J. Mach. Learn. Res.* 10 (déc. 2009), 1633-1685, ISSN : 15324435, DOI : [10.5555/1577069.1755839](https://doi.org/10.5555/1577069.1755839), URL : <https://dl.acm.org/doi/10.5555/1577069.1755839>.
- [Teotia.2017] TEOTIA, Falti et BHAKAR, Rohit, Local energy markets : Concept, design and operation, in : *2016 Natl. Power Syst. Conf. NPSC 2016*, Institute of Electrical et Electronics Engineers Inc., fév. 2017, ISBN : 9781467399685, DOI : [10.1109/NPSC.2016.7858975](https://doi.org/10.1109/NPSC.2016.7858975).
- [Texas AM.2017] TEXAS A&M, *Texas Combined Transmission-Distribution Test Case*, 2017, URL : <https://electricgrids.engr.tamu.edu/texas7k-td/> (visité le 28/07/2023).
- [Thomas.2023] THOMAS, Beatrice et al., Hardware – software codesign for peer-to-peer energy market resolution, in : *Sustain. Energy, Grids Networks* 35 (2023), 101122, ISSN : 2352-4677, DOI : [10.1016/j.segan.2023.101122](https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101122), URL : <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101122>.
- [Thurner.2018] THURNER, Leon et al., Pandapower - An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of

-
- Electric Power Systems, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 33.6 (2018), 6510-6521, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2018.2829021](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2018.2829021), arXiv : [1709.06743](https://arxiv.org/abs/1709.06743).
- [Triolo.2022] TRIOLO, Ryan C. et WOLAK, Frank A., Quantifying the benefits of a nodal market design in the Texas electricity market, in : *Energy Econ.* 112.July (2022), 106154, ISSN : 01409883, DOI : [10.1016/j.eneco.2022.106154](https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106154), URL : <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2022.106154>.
- [Urquhart.2016] URQUHART, Andrew J, Accuracy of Low Voltage Distribution Network Modelling, in : *June* (2016), 355, ISSN : 0008-543X, URL : <https://dspace.lboro.ac.uk/dspace-jspui/handle/2134/21799>.
- [Valarezo.2021] VALAREZO, Orlando et al., Analysis of new flexibility market models in Europe, in : *Energies* 14.12 (juin 2021), 3521, ISSN : 19961073, DOI : [10.3390/en14123521](https://www.mdpi.com/1996-1073/14/12/3521), URL : <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/12/3521>.
- [Vamplew.2022] VAMPLEW, Peter et al., Scalar reward is not enough : a response to Silver, Singh, Precup and Sutton (2021), in : *Auton. Agent. Multi. Agent. Syst.* 36.2 (2022), ISSN : 15737454, DOI : [10.1007/s10458-022-09575-5](https://doi.org/10.1007/s10458-022-09575-5), arXiv : [2112.15422](https://arxiv.org/abs/2112.15422).
- [Van Der Hofstad.2024] VAN DER HOFSTAD, Remco, Random graphs and complex networks, Cambridge university press, 2024.
- [Villar.2018] VILLAR, José, BESSA, Ricardo et MATOS, Manuel, Flexibility products and markets : Literature review, in : *Electr. Power Syst. Res.* 154 (2018), 329-340, ISSN : 03787796, DOI : [10.1016/j.epsr.2017.09.005](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.005), URL : <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2017.09.005>.
- [Vojdani.2016] VOJDANI, Ali et al., *The BetterGrids grid data repository*, 2016, URL : <https://www.bettergrids.org/> (<http://bettergrids.org/> (visité le 15/03/2024)).

-
- [Von Meier.2014] VON MEIER, Alexandra et al., Micro-synchrophasors for distribution systems, in : *2014 IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. ISGT 2014* (2014), DOI : [10.1109/ISGT.2014.6816509](https://doi.org/10.1109/ISGT.2014.6816509).
- [Wang.2019] WANG, Yi et al., Review of Smart Meter Data Analytics : Applications, Methodologies, and Challenges, in : *IEEE Trans. Smart Grid* 10.3 (mai 2019), 3125-3148, ISSN : 19493053, DOI : [10.1109/TSG.2018.2818167](https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2818167), arXiv : [1802.04117](https://arxiv.org/abs/1802.04117).
- [Wang.2023] WANG, Xiaofei et al., DLMP of Competitive Markets in Active Distribution Networks : Models, Solutions, Applications, and Visions, in : *Proc. IEEE* 111.7 (2023), 725-743, ISSN : 15582256, DOI : [10.1109/JPROC.2022.3177230](https://doi.org/10.1109/JPROC.2022.3177230).
- [Watts.1998] WATTS, Duncan J et STROGATZ, Steven H, Collectivedynamics of ‘small-world’ networks Duncan, in : *Nature* 393.June (1998), 440-442, URL : <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pubmed/9623998>.
- [WEC.2019] WEC, New Hydrogen Economy - Hope or Hype?, in : *Innov. Insights Br.* (2019), 42, URL : <https://www.worldenergy.org/assets/downloads/WEInnovation-Insights-Brief-New-Hydrogen-Economy-Hype-or-Hope.pdf>.
- [Wills.2020] WILLS, Peter et MEYER, François G., Metrics for graph comparison : A practitioner’s guide, t. 15, 2, 2020, 1-54, ISBN : 1111111111, DOI : [10.1371/journal.pone.0228728](https://doi.org/10.1371/journal.pone.0228728), arXiv : [1904.07414](https://arxiv.org/abs/1904.07414).
- [Winnicki.2023] WINNICKI, Anna et SRIKANT, R., On The Convergence Of Policy Iteration-Based Reinforcement Learning With Monte Carlo Policy Evaluation, in : *Proc. Mach. Learn. Res.* 206 (2023), 9852-9878, ISSN : 26403498, arXiv : [2301.09709](https://arxiv.org/abs/2301.09709).
- [Wolak.2011] WOLAK, Frank A., Measuring the benefits of greater spatial granularity in short-term pricing in wholesale electricity mar-

-
- kets, in : *Am. Econ. Rev.* 101.3 (2011), 247-252, ISSN : 00028282, DOI : [10.1257/aer.101.3.247](https://doi.org/10.1257/aer.101.3.247).
- [Wolsink.2020] WOLSINK, Maarten, Distributed energy systems as common goods : Socio-political acceptance of renewables in intelligent microgrids, in : *Renew. Sustain. Energy Rev.* 127 (juill. 2020), 109841, ISSN : 18790690, DOI : [10.1016/j.rser.2020.109841](https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109841).
- [WorldBank.2023] WORLD BANK, *World Bank Open Data | Data*, 2023, URL : <https://data.worldbank.org/> (visité le 09/03/2023).
- [Wright.2022] WRIGHT, John et MA, Yi, High-Dimensional Data Analysis with Low-Dimensional Models, in : *High-Dimensional Data Anal. with Low-Dimensional Model.* (2022), DOI : [10.1017/9781108779302](https://doi.org/10.1017/9781108779302).
- [Xiu.2010] XIU, Dongbin, Numerical methods for stochastic computations : a spectral method approach, Princeton university press, 2010.
- [York.2019] YORK, Richard et BELL, Shannon Elizabeth, Energy transitions or additions? : Why a transition from fossil fuels requires more than the growth of renewable energy, in : *Energy Res. Soc. Sci.* 51.January (2019), 40-43, ISSN : 22146296, DOI : [10.1016/j.erss.2019.01.008](https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.01.008), URL : <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.01.008%20https://ourworldindata.org/energy-mix>.
- [Yu.2003] YU, Stella X. et SHI, Jianbo, Multiclass spectral clustering, in : *Proc. IEEE Int. Conf. Comput. Vis.* T. 1, Institute of Electrical et Electronics Engineers Inc., 2003, 313-319, DOI : [10.1109/iccv.2003.1238361](https://doi.org/10.1109/iccv.2003.1238361).
- [Zarco.2000] ZARCO, Pedro et EXPÓSITO, Antonio Gómez, Power system parameter estimation : a survey, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 15.1 (2000), 216-222, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/59.852124](https://doi.org/10.1109/59.852124).
- [Zepter.2019] ZEPTER, Jan Martin et al., Prosumer integration in wholesale electricity markets : Synergies of peer-to-peer trade and resi-

-
- dential storage, in : *Energy Build.* 184 (2019), 163-176, ISSN : 0378-7788, DOI : [10.1016/J.ENBUILD.2018.12.003](https://doi.org/10.1016/J.ENBUILD.2018.12.003).
- [Zhang.1996] ZHANG, Tian, RAMAKRISHNAN, Raghu et LIVNY, Miron, BIRCH : An Efficient Data Clustering Method for Very Large Databases, in : *SIGMOD Rec. (ACM Spec. Interes. Gr. Manag. Data)* 25.2 (juin 1996), 103-114, ISSN : 01635808, DOI : [10.1145/235968.233324](https://doi.org/10.1145/235968.233324), URL : <https://dl.acm.org/doi/10.1145/235968.233324>.
- [Zhang.2020] ZHANG, Jiawei et al., Topology Identification and Line Parameter Estimation for Non-PMU Distribution Network : A Numerical Method, in : *IEEE Trans. Smart Grid* 11.5 (2020), 4440-4453, ISSN : 19493061, DOI : [10.1109/TSG.2020.2979368](https://doi.org/10.1109/TSG.2020.2979368).
- [Zhang.2023] ZHANG, Yufan et al., *Deriving Loss Function for Value-oriented Renewable Energy Forecasting*, 2023, arXiv : [2310.00571](https://arxiv.org/abs/2310.00571) [eess.SY], URL : <https://arxiv.org/abs/2310.00571>.
- [Zhao.2020] ZHAO, Guangling et al., Life cycle assessment of H2O electrolysis technologies, in : *Int. J. Hydrogen Energy* 45.43 (2020), 23765-23781, ISSN : 0360-3199, DOI : <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.05.282>, URL : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920327087>.
- [Zhao.2022] ZHAO, Changfei, WAN, Can et SONG, Yonghua, Cost-Oriented Prediction Intervals : On Bridging the Gap Between Forecasting and Decision, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 37.4 (2022), 3048-3062, ISSN : 15580679, DOI : [10.1109/TPWRS.2021.3128567](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2021.3128567).
- [Zhao.2023] ZHAO, Chunyang et al., Grid-connected battery energy storage system : a review on application and integration, in : *Renew. Sustain. Energy Rev.* 182. April (2023), 113400, ISSN : 18790690, DOI : [10.1016/j.rser.2023.113400](https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113400), URL : <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113400>.

-
- [Zhu.2020] ZHU, Zhuangdi et al., Transfer Learning in Deep Reinforcement Learning : A Survey, in : *arXiv Prepr.* abs/2009.0 (sept. 2020), arXiv : [2009.07888](https://arxiv.org/abs/2009.07888), URL : <https://arxiv.org/abs/2009.07888v5><http://arxiv.org/abs/2009.07888>.
- [Zhuang.2021] ZHUANG, Fuzhen et al., A Comprehensive Survey on Transfer Learning, in : *Proc. IEEE* 109.1 (jan. 2021), 43-76, ISSN : 15582256, DOI : [10.1109/JPROC.2020.3004555](https://doi.org/10.1109/JPROC.2020.3004555), arXiv : [1911.02685](https://arxiv.org/abs/1911.02685).
- [Zimmerman.2011] ZIMMERMAN, Ray Daniel, MURILLO-SÁNCHEZ, Carlos Edmundo et THOMAS, Robert John, MATPOWER : Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education, in : *IEEE Trans. Power Syst.* 26.1 (2011), 12-19, ISSN : 08858950, DOI : [10.1109/TPWRS.2010.2051168](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2010.2051168).
- [Zink.2017] ZINK, Trevor et GEYER, Roland, Circular Economy Rebound, in : *J. Ind. Ecol.* 21.3 (juin 2017), 593-602, ISSN : 15309290, DOI : [10.1111/jiec.12545](https://doi.org/10.1111/jiec.12545), URL : <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/jiec.12545><https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/jiec.12545><https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/jiec.12545>.

Titre : Contributions à la gestion des réseaux de distribution intégrant massivement des flexibilités distribuées.

Mot clés : GRD, OPF, Prix Nodaux, Incertitudes, Apprentissage

Résumé : Face à l'essor des énergies renouvelables et des flexibilités distribuées (FD), cette thèse analyse la manière dont les méthodes de gestion des réseaux de transport (RT) peuvent être adaptées aux réseaux de distribution (RD) de demain. Les RD, historiquement passifs et peu contraints, devront dans le futur trouver de nouveaux leviers pour maintenir la qualité de la fourniture d'énergie. Il devient donc crucial de repenser la gestion des flux de puissance, non seulement pour continuer à respecter le plan de tension et éviter les congestions, mais aussi pour exploiter pleinement le potentiel des FD. Le manuscrit se structure autour de trois probléma-

tiques clés : comment les incertitudes des impédances liées au vieillissement des conducteurs affectent-elles la gestion des RD ? Comment développer des stratégies de gestion robustes sans connaissance détaillée du comportement des acteurs du réseau ? Quelle est la quantité d'information nécessaire pour gérer efficacement une poche de distribution ?

Plus précisément, les solutions proposées s'appuient sur l'*Optimal Power Flow* et des techniques d'apprentissage automatique. L'accent est mis sur l'opérabilité des méthodes de contrôle, notamment en réduisant le nombre de variables à gérer grâce à des techniques de réduction de dimension.

Title: Advances in Managing Distribution Networks with Large-Scale Integration of Distributed Flexibilities.

Keywords: DSO, OPF, Nodal prices, uncertainties, Learning

Abstract: With the rise of renewable energy and distributed flexibility (DF), this thesis examines how transmission network (TN) management strategies can be adapted to future distribution networks (DN). Historically passive and unconstrained, DRs will need to find new levers in the future to maintain the quality of energy supply. It is therefore crucial to rethink power flow management, not only to continue to respect voltage and thermal constraints, but also to fully exploit the potential of DF. The manuscript is structured around three key questions : How do impedance uncertain-

ties associated with conductor ageing affect DN management? How can robust management strategies be developed without detailed knowledge of the behavior of network actors? How much information is needed to efficiently manage a distribution feeder ?

More specifically, the proposed solutions are based on optimal power flow and machine learning techniques. Emphasis is placed on the operability of the control methods, in particular by reducing the number of variables to be managed through dimension reduction techniques.
