



HAL
open science

Méthodes et Outils pour la simulation et la validation expérimentale temps-réel des réseaux intelligents ou “Smart Grids”

Antoine Labonne

► **To cite this version:**

Antoine Labonne. Méthodes et Outils pour la simulation et la validation expérimentale temps-réel des réseaux intelligents ou “Smart Grids”. Energie électrique. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2022. Français. NNT : 2022GRALT080 . tel-03992940

HAL Id: tel-03992940

<https://theses.hal.science/tel-03992940v1>

Submitted on 16 Feb 2023

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.

THÈSE

Pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ GRENOBLE ALPES

École doctorale : EEATS - Electronique, Electrotechnique, Automatique, Traitement du Signal (EEATS)

Spécialité : Génie électrique

Unité de recherche : Laboratoire de Génie Electrique

Méthodes et Outils pour la simulation et la validation expérimentale temps-réel des réseaux intelligents ou Smart Grids

Methodology and tools for Smart Grids real-time simulation and experimental validation

Présentée par :

Antoine LABONNE

Direction de thèse :

Yvon BESANGER

G-INP

Directeur de thèse

Quoc Tuan TRAN

Professeur, Directeur de recherche, CEA

Co-directeur de thèse

Rapporteurs :

Corinne ALONSO

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE TOULOUSE 3 - PAUL SABATIER

Marc PETIT

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE PARIS-SACLAY

Thèse soutenue publiquement le **16 novembre 2022**, devant le jury composé de :

Yvon BESANGER

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, GRENOBLE INP

Directeur de thèse

Quoc Tuan TRAN

PROFESSEUR, CEA CENTRE DE PARIS-SACLAY

Co-directeur de thèse

Nouredine HADJ-SAID

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, GRENOBLE INP

Président

Eric ZAMAI

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, INSA LYON

Examineur

Corinne ALONSO

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE TOULOUSE 3 -

PAUL SABATIER

Rapporteuse

Marc PETIT

PROFESSEUR DES UNIVERSITES, UNIVERSITE PARIS-SACLAY

Rapporteur



Résumé

Le Smart Grid (ou réseau électrique intelligent – REI) combinant à la fois les réseaux électrique, informatique et de communication est aujourd'hui le mot clé partagé par tous les chercheurs du domaine dans le monde entier. L'étude des REI s'appuie beaucoup sur des plateformes expérimentales. Elles sont essentielles pour la validation des recherches mais la complexité et le caractère multi-physiques et multi-échelles des REI, imposent des co-simulations temps-réel toujours plus pointues. Le développement de ces plateformes dépasse aujourd'hui largement le stade de l'ingénierie pour aller incontestablement vers des approches de recherche. En conséquence, l'objectif principal de la thèse est de rechercher, en particulier à travers une nouvelle architecture de plateforme expérimentale de simulation temps réel, un modèle holistique d'interopérabilité avec d'autres plateformes complémentaires. L'objectif est d'élaborer et de démontrer de nouvelles méthodes et de nouveaux outils technologiques, de créer des modèles de connaissance et d'échange de données. Ces modèles de connaissances doivent être capables de traiter et d'échanger entre les systèmes énergétiques, les systèmes d'automatisation et de pilotage au travers des services numériques basés sur les NTIC. Ces aspects nécessitent de définir et de mettre en œuvre des approches d'interopérabilité, dont la complexité se mesure par le fait que ces composants/systèmes peuvent être très hétérogènes (multi-domaine, multi-physique) avec des comportements et capacités très différentes à pouvoir coopérer ensemble.

Mots-clés : Interopérabilité –Systèmes et Réseaux d'énergie –Infrastructure de recherche expérimentale couplée – méthodologie et outils – Réseaux de distribution – Réseaux intelligents – SCADA – fonctions avancées de réseau – simulation temps-réel – IEC 61850

Abstract

Smart Grid, a concept merging power systems, computer science and communication networks is today a keyword shared by researchers all around the world. The study of Smart Grids relies strongly on experimental platforms. These platforms are essential for research validation, but the complexity as well as the multi-physical and multi-scale nature of Smart Grids require real-time co-simulations of ever-increasing sophistication. Indeed, the development of these platforms nowadays goes far beyond the engineering to move towards research approaches. Therefore, the main objective of the thesis is to research, in particular through the new architecture of an experimental platform of real-time simulation, a holistic model of interoperability with other complementary platforms. The objective is to develop and demonstrate new methods and new technological tools, to create knowledge and data exchange models. These knowledge models must be able to process and exchange between energy systems, automation and control systems through digital services based on NICT. These aspects require the definition and implementation of interoperability approaches whose complexity is determined by the fact that these components/systems can be very heterogeneous (multi-domain, multi-physical) with very diverse behaviors and capabilities to cooperate.

Keys Words : Interoperability – Cyber Physical Energy System –Experimental Research Infrastructure – Tools and methodology – Distribution Network – Smart Grid – SCADA – Advanced Functions –Real Time Simulation – IEC 61850

Remerciements

Je commence par **remercier tout le monde pour être sûr de n'oublier personne**. Outre le fait d'être une aventure scientifique passionnante, elle est avant tout une expérience humaine inoubliable. « **La connaissance ne s'accroît que quand on la partage** ». **Merci à ceux qui l'ont compris d'en avoir fait part. Je serais aussi impliqué et fier de continuer à partager ce que je sais pour que cette chaîne du savoir évolue sans limites et sans frontières. Là est le défi de notre existence !**

Cette détermination, je la dois tout d'abord à :

Ma famille

A ma femme Donia, Sohan et Ilian (mes enfants), mes parents, mon frère, ma belle famille.

A ma grand-mère qui est toujours là à 94 ans pour lire mes élucubrations !

Bien sûr, ce travail revient à mes parents qui ont su me donner la persévérance, l'envie de découvrir de ne pas se contenter de... L'envie d'aller au bout du projet bien chahuté par certains moments que nous connaissons tous (coVid, déstabilisation du monde entier, changements...). Certainement que la plus grande détermination d'aller au bout est le combat de mon frère à vaincre la maladie.

Mes Institutions

Je tiens à remercier les équipes de direction de G2Elab et ENSE3 pour leur confiance :

A Pr Nouredine Hadj-Saïd et Pr Yves Lembeye, Directeur et Directeur adjoint du G2Elab.

A Pr Delphine Riu, Directrice de l'ENSE3.

A Sylvie Roland, Emanuel Pasturel et Sébastien Mora, VP des services de Grenoble INP et responsables RH, pour l'aide administrative au démarrage du projet.

A Catherine Valentin et toute l'équipe administrative du G2elab pour la mise en place du projet.

Au pôle technique, d'avoir pris conscience de mon projet professionnel et personnel.

A toutes les fonctions supports ENSE3 et G2ELAB, qui permettent d'avoir un cadre et un environnement de service trop souvent peu cité.

A l'Ecole doctorale EEATS, plus spécialement Jumana Boussey, pour son suivi et ses conseils. Gérard Meunier et Laurent Gerbaud, je ne peux pas omettre de vous citer, vu le nombre d'échanges au démarrage du projet. **Je remercie « ma maison » qui est le LEG devenue le G2Elab, de continuer à me rajeunir dans cet environnement international, culturel et scientifique de grande qualité.**

Mon équipe Encadrante et les membres du jury

Je remercie Pr Yvon Besanger. Yvon je dois t'avouer que je suis fier de t'avoir eu comme directeur de thèse. Je soulignerai ta qualité tant sur le plan scientifique que personnel. Ton pragmatisme et ta rigueur m'ont beaucoup fait avancer. J'aime ton franc parlé qui a le mérite d'être clair. Pr Quoc Tuan Tran, je me souviens d'un projet ADEME qu'on a mené il y a 15 ans, je ne te connaissais pas plus que cela. J'en ai gardé d'excellents souvenirs. Voilà que lors du choix difficile des encadrants de la thèse, j'ai décidé de partir avec toi sur ce projet qui se présentait en revenant de Lyon. Ce jour il battait des cordes, et je me souviens de toutes ces discussions sur ton histoire personnelle. Câm on Anh Chu Tuan.

Je remercie l'ensemble des membres de mon jury, Pr Corinne Alonso, Pr Eric Zamai, Pr Marc Petit, Pr Nouredine Hadj-Saïd, Pr Quoc Tuan Tran, Pr Yvon Besanger, d'avoir accepté d'être dans mon jury et de m'avoir permis de soutenir ces travaux. Je retiendrai sincèrement l'ensemble des questions rapidement devenues des échanges sur les nouvelles voies à ouvrir...**L'avenir reste toujours à construire.**

L'équipe scientifique SYREL :

Je me sens bien avec chacun d'entre vous !, une vraie équipe de foot avec de fortes individualités toutes aussi intéressantes et constructives. Bertrand, merci pour ton efficacité dans la relecture orthographique et syntaxique, on voit que l'algorithme des détections de défauts est bien rodé.

Aux équipes Projets Interop, Adagio et aVEnir durant ma thèse:

Claude Rebatet, Yvon Besanger, Fred Wurtz, Quoc Tuan Tran, Ronak, Tri Le Minh, Van Hoa Nguyen, Thierry Braconnier, Jérôme Ferrari, Thomas Boussey, Nana, Salman, Hervé Buttin, Seddik Bacha, Ahmad Hably, Reza Razi, Majid Mehrasa, Khaled Hajar, Antoneta Bratcu...

Mes collègues devenus bien plus que cela :

Bernard Multon, Daniel Roye, Christian Schaeffer, Orphée Cugat, Seddik Bacha, Afef Kedous-Lebouc. Pascal Tixador, Jean-Pierre Rognon, Elisabeth Brochier, Elisabeth Rullière, Bertrand Raison, Florence, Raf, Vincent, MC, Remy, Jérôme, Rachelle, Lauric, Thierry, Bao, Stéphane, Jérémie, Sébastien, le groupe des ITAs du LEG et du G2elab, les anciens doctorants que j'ai accompagnés...

Au collectif amical scientifique et musical : Il me faudrait une nouvelle bibliographie pour tracer toutes magnifiques rencontres interculturelles, à commencer par relire les thèses depuis 2005 mon arrivée au laboratoire. On verra apparaître beaucoup de moments extras qui font que l'on s'enrichit tous mutuellement et qu'on trouve ces appétences à harmoniser et trouver des mélodies décompressantes et unifiantes. Les meilleurs souvenirs se trouvent en mémoire. Merci à tous !

... trois petits points d'une grande importance, pour mentionner ceux que mon cerveau de fin de thèse a omis de citer...

Merci !

Table des matières

Résumé.....	1
Abstract.....	2
Remerciements.....	3
Table des matières.....	5
Table des illustrations.....	9
Glossaire.....	16
<i>Chapitre I. : Introduction et panorama des outils de simulation expérimentaux.....</i>	<i>20</i>
I.1. Contexte de l'étude.....	20
I.1.1. Objectif :.....	21
I.1.2. Contributions scientifiques de la thèse et structuration du manuscrit.....	22
I.2. Analyse et discussions autour des feuilles de route Energie sur les REI.....	22
I.2.1. Scénario général de développement du réseau électrique intelligent.....	22
I.2.1.1. Scénario de l'AIE.....	23
I.2.1.2. Scénario de la CEI.....	24
I.2.1.3. Scénario de l'IEEE.....	25
I.2.1.4. Scénario de l'IRENA.....	26
I.2.1.5. Scénario de la Commission Européenne (CE).....	27
I.2.2. Point de vue de la France.....	29
I.2.2.1. Vue par les Programmations Pluriannuelles de l'Energie.....	29
I.2.2.2. Vue par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) :.....	29
I.2.2.3. Vue par l'Agence de l'Environnement et de Maîtrise de l'Energie (ADEME).....	29
I.2.2.4. Vue par RTE.....	30
I.2.2.5. Vue par l'Alliance Nationale de la Coordination de la Recherche pour l'Energie.....	30
I.2.2.6. Analyse et synthèse concernant la consommation électrique.....	31
I.2.3. Convergence vers un scénario générique du réseau électrique intelligent.....	32
I.3. Interopérabilité dans le contexte Smart Grid.....	33
I.3.1. Définition :.....	33
I.3.2. Modèles et analyses :.....	33
I.3.3. Analyse dans le cadre de notre étude :.....	34
I.4. Etat de l'art des plateformes Microgrid et Smart Grid.....	36
I.4.1. Etymologie de Smart Grid et Microgrid :.....	36
I.4.2. Cartographie des plateformes Microgrid et Smart Grid :.....	37
I.4.2.1. Déclinaison au niveau européen.....	39
I.4.2.2. Déclinaison au niveau français.....	41
I.4.3. Verrous de recherche scientifique identifiés sur les plateformes françaises.....	43
I.5. De PREDIS au centre des projets d'interopérabilité avec d'autres plateformes de recherche académique.....	46
I.6. Conclusion.....	47
<i>Chapitre II. : Les réseaux d'énergie reconfigurables du centre de plateformes technologiques Smart Grid PREDIS.....</i>	<i>48</i>
II.1. Introduction.....	48
II.2. Centre PREDIS.....	48

II.3. Démarche de conception de la plateforme Réseaux d'énergie reconfigurables de PREDIS	49
II.3.1. Présentation succincte de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables »	49
II.3.2. Méthodologie de conception	50
II.3.3. Plateforme Réseaux d'énergie reconfigurables en détail	52
II.3.4. Réseau de distribution RD-PREDIS	56
II.3.4.1. Développement des composants de RD-PREDIS	57
II.3.4.1.1. Consommateurs	58
II.3.4.1.2. Générateurs GEDs	59
II.3.4.1.3. Autotransformateurs	59
II.3.4.1.4. Lignes	60
II.3.4.1.5. Système de supervision de type SCADA, Communication, et Instrumentation	61
II.3.4.2. Développement des modèles de simulations numériques de RD-PREDIS et RI PREDIS	63
II.3.4.3. TICs et Instrumentation détaillée de RD-PREDIS	63
II.4. Conclusion	65
<i>Chapitre III. : Méthodologie pour l'implémentation de fonctions avancées et pour la simulation temps réel hybride</i>	66
III.1. Introduction	66
III.2. Plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » : un démonstrateur original des quadrants I et III :	68
III.2.1. Etude des fonctions avancées au sein de RD-PREDIS	68
III.2.1.1. Préambule pour l'implémentation de OLTC, reconfiguration et VVC :	70
III.2.1.2. Régleurs en charges (On Load Tap Changer) :	71
III.2.1.3. Fonction avancée n°1: La Reconfiguration	71
III.2.1.4. Fonction avancée n°2: VVC	73
III.2.2. Simulation numérique sur RD-PREDIS	74
III.2.2.1. Scénarios et cas étudiés	74
III.2.2.2. Méthode et implémentations de fonction avancées automatisées pour résoudre des contraintes	75
III.2.2.2.1. Implémentation des régleurs en charge (OLTC)	76
III.2.2.2.2. Implémentation de la reconfiguration	77
III.2.2.2.3. Développement de la VVC et de l'OLTC	78
III.2.2.3. Conclusions sur les simulations	78
III.2.3. Expérimentation sur RD-PREDIS	79
III.2.3.1. S1: G4 Connecté au nœud N13	79
III.2.3.1.1. Implémentation de l'OLTC seul	79
III.2.3.1.1.1. Définition d'un cas de simulation a: données d'entrée mesurées	80
III.2.3.1.1.2. Définition d'un cas d'étude b : entrées estimées	80
III.2.3.1.2. Implémentation de la reconfiguration	81
III.2.3.1.3. Implémentation de la VVC avec OLTC	82
III.2.3.2. S2 : G4 connecté à N13 and G3 connecté à N12	82
III.2.3.3. S3: G4 connecté à N9	83
III.2.4. Conclusion des expérimentations	84
III.2.5. Conclusion partielle et perspectives	84
III.3. Plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » : un démonstrateur original du quadrant II (HIL-PHIL) :	85

III.3.1. Méthodes HIL PHIL	85
III.3.2. Cas d'application sur l'étude de la charge intelligente de Véhicules électriques .85	
III.3.2.1. Contexte de l'étude	86
III.3.2.2. Bref tour d'horizon sur les méthodes et développement d'un cas d'application :	86
III.3.2.3. Hypothèse et description de la charge	87
III.3.2.4. Méthodologie et outils implémentés pour l'étude	89
III.3.2.5. V2G de la plateforme : description des implémentations expérimentales:	92
III.3.2.6. Validations expérimentales	94
III.3.2.6.1. Scénario observé en simulation :	94
III.3.2.6.2. Scénarios observés en PHIL :	95
III.3.2.6.2.1. Scénario 1 : Puissance réseau constante.....	95
III.3.2.6.2.2. Scénario 2 : Puissance VE optimale.....	96
III.4. Conclusions intermédiaires	98
III.5. Retours d'expériences sur les méthodes proposées par la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables »	99
III.6. Conclusions et perspectives.....	101
<i>Chapitre IV. : Méthode d'implémentation de la CEI 61850 : Au cœur de l'interopérabilité dans les réseaux électriques.</i>	103
IV.1. Introduction.....	103
IV.2. Présentation et développement de l'infrastructure Sous Station intelligente	104
IV.3. Méthodologie pour le pilotage de composants interopérables au sein des REI : Cas appliqués à une sous-station intelligente d'un réseau de distribution (CEI 61850)	107
IV.3.1. Introduction et sémantique de la CEI 61850.....	108
IV.3.2. Description des cas d'application	109
IV.3.2.1. Modélisation et configuration du système (lab 1) :	109
IV.3.2.2. Génération et paramétrage de service GOOSE (lab 2).....	110
IV.3.2.3. Résultats représentatifs et analyses	111
IV.3.2.4. Analyseurs de trames et services IED Scout (lab 3)	112
IV.3.3. Conclusions partielles et perspectives.....	113
IV.4. Méthodologie pour la modélisation d'un trafic de message GOOSE au sein d'une sous-station intelligente utilisant les modèles ARMA.....	113
IV.4.1. Elaboration de la méthode et description du modèle appliqué.....	115
IV.4.1.1. Analyses de séries temporelles	115
IV.4.1.2. Pre-processing des données:	115
IV.4.1.3. Modèle ARMA	116
IV.4.2. Implémentation du modèle et validation expérimentale	117
IV.4.2.1. Echantillonnage et pre-processing de données	119
IV.4.2.2. Estimation des paramètres du modèle et validation	120
IV.4.3. Conclusion partielle.....	122
IV.5. Méthode de prévision et de compensation des retards de communication dans les systèmes interopérables- Cas d'application à une sous-station intelligente.	123
IV.5.1. Méthodologie employée pour l'implémentation de LSTM	126
IV.5.2. Implémentation du modèle et conditions expérimentales	127
IV.6. Perspectives : Plans d'expériences tenant compte de différents protocoles de communication et de la synchronisation des équipements :	128
IV.7. Conclusion.....	129

<i>Chapitre V. : Smart Grid Interop, Méthodologie et implémentation d'une architecture : Cas d'applications pratiques et couplage multi plateformes.</i>	130
V.1. Introduction.....	130
V.1.1. Interopérabilité et les approches holistiques :.....	131
V.1.2. Focus sur les SECP	132
V.1.3. Objectif du projet SGInterop :.....	134
V.2. Inventaire des méthodes et outils pour la validation complète des SECP	136
V.3. Mise en place d'une méthodologie fondée sur des ontologies : Cadre d'une démarche holistique	139
V.4. Contexte et évolution des SCADA traditionnels vers Cloud SCADA et déclinaison pour les REIs (cas de RD-PREDIS)	145
V.5. Cas d'application 1 : Utilisation de l'architecture avec deux plateformes.....	147
V.5.1. Implémentation d'un réglage de tension dynamique au sein d'une architecture interopérable flexible :	148
V.5.2. Méthodologie pour l'implémentation d'algorithmes sur serveur cloud distant.....	149
V.5.2.1. Développement d'outils pour l'implémentation d'algorithmes	149
V.5.2.2. Implémentation d'un contrôle coordonné de tension dans l'infrastructure serveur cloud développée. Cas d'application à RD-PREDIS.....	150
V.5.2.3. Définition des critères de performance.....	153
V.5.2.4. Scénarios 1,2,3: Pondérations des coefficients cL, cV, cQ	154
V.5.2.5. Analyse des résultats.....	155
V.5.2.5.1. Analyse énergétique du VVC développé dans le cloud	155
V.5.2.5.2. Résultats qualitatifs comparant l'exécution d'un VVC avec un SCADA classique et sur le Cloud	157
V.6. Cas d'application 2 : Utilisation de l'architecture avec 3 plateformes :	158
V.7. Perspectives de développements multi-plateformes	161
V.7.1. Conclusion	163
<i>Chapitre VI. Conclusions et perspectives générales.</i>	164
VI.1. Conclusion générale.....	164
VI.2. Perspectives	165
VI.2.1. A court terme :	165
VI.2.2. A moyen terme et long terme :	165
VI.2.2.1. Développement et recherche	165
VI.2.2.2. Elargissement du concept de l'interopérabilité dans un contexte national et international	166
VI.2.2.3. Elargissement de l'interopérabilité pour d'autres disciplines	166
Annexes	167
Références.....	175

Table des illustrations

Figure I-1 : Vision de l'AIE de l'évolution du réseau électrique intelligent [3].....	23
Figure I-2: Prévion de la consommation d'électricité 2007-2050 [2].	24
Figure I-3:.....	24
Figure I-4 : Vision « système de systèmes » de l'IEEE pour le réseau électrique intelligent [9].	26
Figure I-5 : Scénario décarbonation de la CE en 2030 et 2050 - part de consommation de l'énergie primaire par rapport aux résultats de 2005 (en%) [16].	28
Figure I-6: Niveaux d'interopérabilité décrit par l'ETSI [20]	29
Figure I-7: Consommation d'énergie électrique et prévision de 2009 à 2050 [29].	31
Figure I-8: Positionnement des 4 trajectoires identifiées par [29] et annexes XV et XVI de [30]	32
Figure I-9: Catégorie des microgrids selon Smart Grid Insight [46]	37
Figure I-10 : Inventaire issue de la recherche bibliographique effectuée pour ce manuscrit sur les plateformes de recherche sur les REI.[Sources croisées avec [47][52][54][55][56][57][58] et les recherches bibliographiques scientifiques sur Gargantext, Scopus IEEE Hal].....	38
Figure I-11 : Extraction de HAL par l'outil Gargantext [52] des documents scientifiques concernant les mots clés précités.....	39
Figure I-12 : Représentation Gargantext des mots clés apparaissant dans les recherches bibliographiques sur les thèmes des infrastructures de recherche sur les REI	39
Figure I-13: Axe de recherche de l'annexe 5 ISGAN SIRFN [54]	40
Figure I-14: Répartition des plateformes technologiques de recherche académique européennes sur les REI [57] (MAJ Octobre 2020)	41
Figure I-15: Recensement des plateformes de recherche académiques sur les REI en Europe	41
Figure I-16: Répartition géographique des plateformes de recherche académique axées sur les REI identifiées dans le travail de cartographie.	42
Figure I-17: Carte méta-heuristique des axes de recherches identifiés pour les plateformes académiques françaises.....	43
Figure I-18: Corrélation synthétique des projets de recherche sur l'interopérabilité en lien avec PREDIS: Affichage des méthodes et outils proposées	46
Figure I-19: Concept d'interopérabilité dans un contexte local « SGInterop »	47
Figure II-1 : Les plateformes de référence du centre PREDIS	49
Figure II-2 : Organigramme général de la méthode de conception de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables »	52

Figure II-3 : Architecture d'interconnexion détaillée complète des plateformes Smart Grids de PREDIS.....	53
Figure II-4 : Présentation simplifiée de l'architecture de la plateforme Réseaux d'énergie reconfigurables.....	54
Figure II-5: Architecture de l'organe de sélection des micro réseaux intelligents PREDIS [126].....	55
Figure II-6 : PcVue SCADA implémenté pour le pilotage de la plateforme.....	57
Figure II-7: Vue électrique de RD-PREDIS en configuration initiale.....	58
Figure II-8 : Vue d'ensemble de RD-PREDIS en représentation maillée.....	58
Figure II-9 : Groupe machine asynchrone/machine DC utilisé comme charge.....	59
Figure II-10 : Charges résistives.....	59
Figure II-11 : Un GED et son contrôle.....	60
Figure II-12 : Les trois auto transformateurs émulant les postes sources pour les OLTC.	60
Figure II-13 : lignes émuloées dans le réseau RD-PREDIS (résistances étiquetées "1", réactances étiquetées "2" et le modèle électrique équivalent étiqueté "3").....	60
Figure II-14 : Indicateurs de passages de défauts réels implémentés sur RD-PREDIS	60
Figure II-15 : Description et capture des enregistreurs de défauts développés en [136]	62
Figure II-16 : Architecture cyber-physique de RD-PREDIS.....	63
Figure II-17 : Description des services réseau informatique implémentés pour la gestion des modes recherche et enseignement de la plateforme	64
Figure III-1 : Représentation 4 quadrants des fonctionnalités la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables »	66
Figure III-2 : Vision de l'ensemble des développements effectués pour répondre à la vision fonctionnelle proposée en figure 3.1.....	68
Figure III-3 : Implémentation de fonctions avancées de conduites utilisant les quadrants I et III de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables »	69
Figure III-4 : Implémentation de fonctions avancées sur RD-PREDIS	71
Figure III-5 : Organigramme de la fonction reconfiguration implémentée sur RD-PREDIS [132].....	73
Figure III-6 : Cas étudié avec configuration initiale de RD-PREDIS	74
Figure III-7: Consommation résidentielle normalisée et profil PV d'une journée ensoleillée du mois d'Août [159][160].....	75
Figure III-8 : Méthodologie d'implémentation des fonctions avancées sur RD-PREDIS	76
Figure III-9: Profils de tension pour les nœuds contraints [132]	76
Figure III-10: Configuration trouvée pour S1 (lignes [4, 6, 7, 8, 15] ouvertes).	77
Figure III-11: Configuration trouvée pour S2 (lignes [4, 6, 7, 8, 16] ouvertes).	78
Figure III-12 : Mesures disponibles pour les générateurs et les charges.....	79

Figure III-13 : Mesures disponibles pour les postes sources ou auto transformateurs développé dans PCVue.....	79
Figure III-14 : Description fonctionnelle de la méthode HIL-PHIL proposée au sein de « Réseaux d'énergie reconfigurables »	85
Figure III-15 : Inventaire des méthodes d'optimisation utilisées pour la charge de VE issu de [140].....	87
Figure III-16 : Puissance journalière estimée du (a) PV et (b) la charge	88
Figure III-17 : Evolution du prix de l'électricité sur 24h.....	89
Figure III-18 : Algorithme d'optimisation linéaire basée sur MPC [177].	90
Figure III-19 : Capture d'une simulation réalisée par OPAL-RT et du setup expérimental PHIL	93
Figure III-20: Cible temps réel et Centrale d'acquisition, (a) RT-LAB (OP5700) et (b) Sefram DAS1600.....	93
Figure III-21: Résultats des performances de RT-LAB obtenus à partir de (a) LabVIEW et (b) ScopeView.	93
Figure III-22 : Résultats de la recharge intelligente sans la méthode linéaire proposée [177]	94
Figure III-23 : Résultats expérimentaux du scenario 1 en utilisant OPAL-RT OP5700 et Sefram DAS1600	96
Figure III-24 : Résultats expérimentaux du scenario 2 en utilisant OPAL-RT OP5700 et Sefram DAS1600, (a) puissance PV, Charge, réseaux et VE, et (b) le SOC du VE et sa puissance	97
Figure III-25 : Synthèse et retours d'expériences des méthodes possibles pour les validation de concepts autour des SECP et plus particulièrement des REI.....	100
Figure III-26 : Représentation fonctionnelle des quadrants II-III et II-IV. Perspectives de développement.....	101
Figure IV-1 : Vue éclatée et simplifiée de l'outil développé pour la validation de modèles et méthodes adressant des verrous scientifiques de l'interopérabilité.....	103
Figure IV-2 : Emulation sous-station intelligente RD-PREDIS.....	104
Figure IV-3 : Sous-station intelligente	105
Figure IV-4 : Configuration de quelques équipements IED raccordés à la sous-station de RD-PREDIS.....	105
Figure IV-5: Architecture fonctionnelle générale fondée sur [192] et complétée pour notre étude	105
Figure IV-6: Architecture PCCN issue de [192].....	106
Figure IV-7 : Outil méthodologique pour l'implémentation du standard CEI 61850 en vue d'une interopérabilité de composants et de fonctions liées au pilotage des REI	108
Figure IV-8: Smart Grid Architecture Model: domaines et zones adressés dans cette section [210].	108

Figure IV-9: Structure de communication de la sous station intelligente utilisant la CEI-61850	108
Figure IV-10: Description des chapitres de la CEI 61850 : Nœuds logiques et classes décrites dans la CEI 61850-7	109
Figure IV-12: Configuration IP simplifiée pour la sous-station intelligente et fichier SCD décrivant la sémantique.....	110
Figure IV-13: Organigramme et description du lab 2	111
Figure IV-14: Analyse temporelle avec IED Scout	111
Figure IV-15: Analyse temporelle pour PTOC et PTRC	112
Figure IV-17: ARMA(p,q) considéré comme un filtre linéaire avec $\psi(z^{-1})$ sa fonction de transfert.....	116
Figure IV-18: Photos de la sous-station intelligente de RD-PREDIS utilisée dans les cas d'application	118
Figure IV-19: Profil de charge en kW transmis par les messages de type GOOSE au travers du réseau	118
Figure IV-20: La puissance active (kW) générée par «Omicron Ramping module ».....	118
Figure IV-21: Capture d'écran du renifleur de trafic Wireshark et analyse des paquets de datas monitorés.....	119
Figure IV-22 : Série temporelle après application des différences simples	119
Figure IV-23: Séquences d'autocorrélation ACF/PACF montrant le comportement cyclique	120
Figure IV-24: Série temporelle après application de la différence saisonnière	120
Figure IV-25: Comparaison des données estimées avec les échantillons réels	120
Figure IV-26: Reconstruction de l'expression mathématique	121
Figure IV-27: Comparaison des données originales et du modèle.....	122
Figure IV-28 Sequential processing in an RNN [227].....	124
Figure IV-29 : The architecture of LSTM neural network reproduced from Yan [228].....	124
Figure IV-30 : Scénario de validation utilisée pour la validation de LSTM. A gauche sans retard ajouté et avec retard de 20 et 40ms de retard à droite. En dessous : extraction de données par OPCUA de la charge 1 du réseau de distribution RD-PREDIS	128
Figure V-1 : Système holistique d'un SECP : Interaction de plusieurs domaines.....	133
Figure V-2 : Inventaire des groupes des IAs utilisés dans le domaine de l'énergie issu de [264].....	134
Figure V-3 : Plateformes du SG Interop.....	135
Figure V-4 : Domaines complémentaires des plateformes du projet SGInterop	135
Figure V-5 : Couverture des TRLs des différentes plateformes de SGInterop	135

Figure V-6 : Les domaines de recherche au cœur du SECP vu comme un système de système.....	136
Figure V-7 : Représentation schématique des outils et méthodes d'évaluation pour les SECP (TRL ciblés entre 2 et 7)	137
Figure V-8 : Représentation matricielle des possibilités de démonstrateurs de recherche répondant à la problématique des systèmes de systèmes des SECP. Intégration de la complexité des interopérabilités au vu des méthodes utilisées	138
Figure V-9 : Approche holistique pour la création d'une ontologie descriptive de systèmes complexes. Cas du projet SGInterop.	139
Figure V-10 : Cadre holistique pour le déploiement de l'interopérabilité appliqué au SGInterop. Création d'une ontologie.....	140
Figure V-11 : Organigramme détaillé de la méthode de création d'ontologie descriptive implémentée dans SGInterop.	141
Figure V-12 : Structure Cloud implémentée dans le cadre du Projet SGInterop.....	142
Figure V-13 : Architecture et services implémentés pour la plateforme Réseaux d'énergie reconfigurables de PREDIS.....	144
Figure V-15 : Evolution des SCADA pour le domaine d'application des Smart Grids	145
Figure V-15 : Architecture Cloud	146
Figure V-14 : Validation et déploiement de l'architecture. Cas d'application sur un réglage de tension dynamique	147
Figure V-17 : Infrastructure centralisée de contrôle pour l'implémentation d'algorithme dans les réseaux électriques intelligents	149
Figure V-18 : Organigramme de l'algorithme VVC implémenté.....	150
Figure V-19 : Profil PV réel provenant du Bâtiment GreEn-ER et mis à l'échelle pour le réseau de distribution PGn et QGn références pour les trois réglages	153
Figure V-20 : Capture d'écran de l'interface développée pour le contrôle coordonné de tension.	155
Figure V-21 : Cas d'application 2 connectant trois plateformes de SGInterop.	158
Figure V-22 : Quadrant II-III-IV sollicité pour JN distant.....	159
Figure V-23 : Validation et déploiement de l'architecture. Cas d'application multiplateforme	161
Tableau I-1 : Liste des abréviations utilisées	16
Tableau I-1 : Comparaison des modèles d'interopérabilité GWAC, SGRAM et SGRIM issue de [29]	34
Tableau I-2: Caractéristiques principales des réseaux électriques des plateformes mentionnées.....	42
Tableau I-3 : Extraction simplifiée de la bibliographie centrée sur notre étude.....	43

Tableau II-1 : Ensemble des réseaux d'énergie électrique du centre PREDIS.....	50
Tableau II-2 : Principales étapes de dimensionnement pour la réduction d'échelle de la plateforme «Réseaux d'énergie reconfigurables » de PREDIS.....	51
Tableau II-3 : Principales caractéristiques de le mise à l'échelle du réseau de distribution ...	58
Tableau II-4 : Caractéristiques des charges	58
Tableau II-5 : Caractéristiques des générateurs	59
Tableau II-6 : Caractéristiques des lignes utilisées pour émuler les lignes réelles	61
Tableau II-7 : Caractéristiques du modèle de RD-PREDIS.....	63
Tableau III-1 : Inventaire de quelques fonctions avancées pour le réglage de tension sur le réseau de distribution	69
Tableau III-2 : Solutions VVC pour les scénarios étudiés et les différents pas de temps.	78
Tableau III-3 : Expérimentation versus Simulation, seulement avec OLTC, S1: G4 à N13. ..	80
Tableau III-4 : Expérimentation versus simulation utilisant la reconfiguration, S1: G4 à N13.	81
Tableau III-5 : Expérimentation versus Simulation (VVC, G4 at N13).	82
Tableau III-6 : Expérimentation versus Simulation utilisant seulement OLTC, S2: G4 at N13 and G3 at N12.....	82
Tableau III-7 : Expérimentation versus Simulation avec VVC and reconfiguration, S2: G4 at N13 and G3 at N12.	83
Tableau III-8 : Expérimentation versus Simulation, S3:G4 at N9.	83
Tableau III-9 : Spécifications et caractéristiques du véhicule Renault Zoé concerné	89
Tableau III-10 : Méthode pour implémentation d'un algorithme de recharge intelligent basé sur des règles.....	91
Tableau III-11 : Retours d'expériences sur les mises en pratiques des quadrants II et I-III de « Réseaux d'énergie reconfigurables »	98
Tableau IV-1 :Description de PTOC and PTRC pour Lab 2	111
Tableau IV-2: Comparaison PTOC and PTRC pour lab 2.....	111
Tableau IV-3 : Capture synthétique de la trame GOOSE d'un message 61850	112
Tableau IV-4 : Méthodologie reproductible complète pour la validation des modélisation de type ARMA d'un trafic périodique. Cas d'application orienté sur les échanges GOOSE dans une sous-station intelligente.	114
Tableau IV-5 : Rapide comparaison entre LSTM et ARIMA pour application aux REI [187]	123
Tableau IV-6 : Méthode et validation expérimentale pour LSTM effectuée au sein de la sous-station intelligente.....	126
Tableau IV-7 :Cahier des charges des scénarios pour établir des conditions d'expériences pour la validation expérimentale des méthodes LSTM.....	129

Tableau V-1 : Quelques références non exhaustives des ontologies de domaines (science et technologie) analysées pour le projet SGInterop	132
Tableau V-2 : Avantages et inconvénients de SCADA traditionnel et serveur cloud	145
Tableau V-3 : Configuration des charges et des générateurs pour les réglages 1,2,3.	152
Tableau V-4 : Définition des paramètres de la moyenne temporelle	153
Tableau V-5 : Définition des paramètres de la moyenne temporelle en pourcent	154
Tableau V-6 : Résultats mis en forme des scénarios (1,2,3).....	154
Tableau V-7 :Analyse comparative des deux architectures utilisant le SCADA et le Cloud comme un service (SaaS)	157
Tableau V-8 : Méthode et outil pour l'implémentation d'un JN distant.....	160
Tableau V-9 :Réflexion des scénarios en cours d'implémentation pour l'ensemble des plateformes du SGInterop.	162

Glossaire

Tableau I-1 : Liste des abréviations utilisées

ACER	Agence des Coopérateurs des Régulateurs de l'Énergie
ACF/PACF	Auto corelation function/Partial autocorelation function
ADA Function	ADvanced Automation function
ADEME	Agence de Maîtrise de l'Énergie
ADREAM	Architectures Dynamiques Reconfigurables pour systèmes Embarqués Autonomes Mobiles
ALT1	Alternateur 1
AMI	Advanced Metering Infrastructure
ANCRE	Alliance Nationale Coordination de la Recherche en Énergie
ANR	Agence Nationale de la Recherche
ANSI	American National Standards Institute
ANSI A51	Standard dedicated to overcurrent protection
API	Application Programming Interface
APSHIL	Advanced Power System Hardware In the Loop
ARMA	Auto Regressive Moving Average
BEV	Battery Electrical Vehicle
BR-IEDn	Breaker of IEDn ou Disjoncteur IED
CAPEX	CAPital Expenditures ou dépenses d'investissement
CEI/IEC 61850	Standard CEI
CHIL	Control Hardware In the Loop
CID	Configured IED Description
CIM	Common information Modelling
CRE	Comité de Régulation de l'Énergie
CREMHyG	Centre de Recherche et d'Essais de Machines Hydrauliques de Grenoble
DER	Distributed Energy Ressources
DERlab	Distributed Energy Ressources Laboratory
DERM	Distributed Energy Ressources Management
DER RI	Distributed Energy Ressources Infrastructure
DHCP	Dynamic Host Configuration Protocol
DMS	Distribution Management System
DNP	Distributed Network Protocol
EC/CE	European Commission/Commission Européenne
EMS	Energy Management System
EPRI	Electrical Power Research Infrastructure
ENEDIS	Gestionnaire principal du réseau de distribution français
EnR	Énergie Renouvelable
ENSE ³	Ecole Nationale Supérieure Énergie Eau Environnement
EV	Electrical Vehicle
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission System
FMI	Functionnal Mock up Interface
FMU	Functionnal Mock up Unit

FPI	Fault Passage Indicator
FR	Fault Recorder
G2ELAB	Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble
GAM	Generalized additive model ou modèle additif généralisé
GED	Générateur d'Energie Dispersé
GFit	Goodness of Fit
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GIPSA lab	Laboratoire Grenoble Images Parole Signal Automatique
Gn	Numérotation des générateurs de RD-PREDIS
GreEN-ER	Grenoble Energie Enseignement Recherche
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
GWAC	GridWise Architecture Council
GOOSE	Generic Oriented Object Substation Event
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRU	Gated Recurrent Unit
GWAC	Grid Wise Architecture Council
HA Proxy	High Availability Proxy
HIL	Hardware In the Loop
HTA/BT	Haute tension A /Basse tension
HTTPS	Hyper Text Transfer Protocol Secure
HUT	Hardware Under Test
HVDC	High Voltage Direct Current
IEA/AIE	International Energy Agency/Agence Internationale de l'Energie
IEC 60870	Standard IEC
IEC/CEI	Commission Electrotechnique Internationale
IED	Intelligent Electronic Device
IED Scout	Logiciel d'analyse de trames CEI61850
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IHM	Interface Homme Machine
IMDEA	Institutos Madrileño de Estudios Avanzados
INTEGRAL	Projet européen INTEGRAL
Interoperability Datas cloud	Nuage de données interopérable
IoT	Internet of Things
IPD	Indicateur de passage de défauts
IRENA	International Renewable Energy Agency
IRICE	Installations de Recherche et d'Innovation Centrées Entreprises
ISGAN	International Smart Grid Action Network
JN	Jumeau Numérique
JRC	Joint Research Centre
LD	Logical Device
LEG	Laboratoire Electrotechnique de Grenoble
Ln	Numérotation des charges de RD-PREDIS
LN	Logical Node
LSPE	Laboratoire Sciences Pour l'Environnement
LSTM	Long Short Term Memory

MATLAB	Suite logicielle
Merging Unit	Unité de conversion de données analogique-numérique synchronisé et rapide
MMS	Manufacturing Message Service
Modbus	Protocole de communication dans les processus industriels
MOSAİK	Suite logicielle
MPC	Model Predictive Control
MQTT	Message Queuing Telemetry Transport
MSE	Mean Square Error
NAT	Network Address Translation
NTIC	Nouvelles Technologies de l'information et de la Communication
NTP	Network Time Protocol
OFS	OPC Factory Server
OLTC	On Load Tap Changer: régulateur en charge
OMT	Organe de manœuvre télécommandé
OPF	Optimal Power Flow
OPAL RT	Société proposant des calculateurs temps réel
OPC UA	OPen Connectivity – Unified Architecture
OPEX	OPerational EXpenditure ou dépenses d'exploitation
OS	Operating system (système d'exploitation)
OSI	Open System Interconnection
OWL	Ontology Web Language
PaaS	Prestation as a Service Approach
PCCN	Poste de Contrôle Commande Numérique
PHEV	Power Hybrid Electrical Vehicle
PHIL	Power Hardware In the Loop
PLC	Process Logic Controller
PME	Petites et Moyennes Entreprises
PostgreSQL	Système de gestion de base de données relationnelle orienté objet
PPE	Programmations pluriannuelles de l'Energie
PREDIS	Production et Réseaux d'Energie DIStribués
PRISMES	Plateforme de Recherche et d'Intégration de Systèmes Solaires
PSIL	Power System In the Loop
PTOC	Protection Time Overcurrent
PTP	Precision Time protocol fondé sur IEEE 1588
PTRC	Protection Trip Conditioning
pu	Per unit ou valeur unitaire
PV	Photovoltaïque
RAID	Redundant Arrays of Independent Disks
Raspberry pi	Nano ordinateur à processeur ARM
RCS/SCN	Réseau de communication des sous-station ou System communication Network
RDF	Resource Description Framework
RD-PREDIS	Réseau de distribution du centre PREDIS
REI	Réseaux Electriques Intelligents
Ring LAN	Ring Local Area Network
RI-PREDIS	Réseau Industriel du centre PREDIS
RTE	Réseau de Transport d'Electricité

RTLab	Logiciel fourni par OPAL RT
RTS	Real Time Simulator
S84	Sepam type 84
SaaS	Software as a Service
SCADA	System Control And Data Acquisition
SCD	Substation Configuration Description
SECP	Système Energétique Cyber Physique
Sepam	Schneider Trademark (protective relays)
SGAM	Smart Grid Architecture Model
SGIRM	Smart Grid Interoperability Reference Model
SINARI	Sécurisation des Infrastructures et Analyse des Risques
SIRFN	Smart Grid International Research Facility Network
SOC	State of Charge ou état de charge
SNMP	Simple Network Management Protocol
SSL	Secure Sockets Layer
SV	Sample Value
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol
TIC	Technologie Information de la communication
TRL	Technology Readiness Level ou niveau de maturité technologique
UE	Union Européenne
UML	Unified Modeling Language
V2G	Vehicule to Grid
VE	Véhicule électrique
VLAN	Very Large Area Network
VM	Virtual machine
VVC	Volt Var Control
Wireshark	Open source Software
XML	eXtensible Markup Language

Chapitre I. : Introduction et panorama des outils de simulation expérimentaux

I.1. Contexte de l'étude

Le contexte actuel des réseaux électriques de puissance est caractérisé par une mutation profonde depuis les années 2000 de par le développement de la production « renouvelable » d'électricité intermittente et distribuée, la dérégulation du marché de l'énergie dont découlent des interactions croissantes entre des acteurs du réseau, de plus en plus nombreux, et les consommateurs finaux qui deviennent plus ou moins proactifs. La complexification des réseaux explique la part de plus en plus importante prise par l'intelligence et la conduite temps réel dans la résolution des problématiques d'observabilité, de prévision, de planification, de sécurité (donc de protection) et d'optimisation de leur fonctionnement. En conséquence, l'infrastructure de puissance et les architectures de communication et de traitement de l'information sont désormais intimement mêlées dans la majorité des recherches menées par les spécialistes des réseaux électriques. Le Smart-Grid (ou réseau électrique intelligent – REI), combinant à la fois les réseaux de distribution énergétique, informatique et de communication, est le mot clé partagé par tous les chercheurs du domaine dans le monde entier. Depuis plus de deux décennies, l'équipe SYREL du G2Elab, et plus récemment le LSEI du CEA-INES, rassemblés en une équipe commune depuis 2017, effectuent la plus grande partie de leurs travaux de recherche sur les REI et développent de nouveaux concepts, modèles, architectures, fonctions avancées de réseaux, etc. Les profondes mutations précédemment soulignées et les avancées technologiques, notamment en électronique de puissance et en technologies de l'information et de la communication ont facilité l'émergence de nouvelles topologies de réseaux, de nouveaux modes d'exploitation et de gestion optimale des réseaux, ainsi que des solutions de flexibilité innovantes. Ces travaux de recherche s'appuient sur des plateformes expérimentales en constante évolution: le centre PREDIS (Production et Réseaux d'Énergie DIStribués [1]) pour G2Elab/SYREL et PRISMES (Plateforme de Recherche et d'Intégration de Systèmes Solaires [2]) pour INES/LSEI. Pour PREDIS, par exemple, la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » évolue vers une plateforme interopérable de simulation multi-physiques de tous les composants de réseaux et de réseaux eux-mêmes. Ces plateformes technologiques sont essentielles pour la validation des recherches, mais la complexité et le caractère multi-physiques et multi-échelles des REI, imposant des co-simulations temps-réel toujours plus pointues, font que le développement de ces plateformes dépasse aujourd'hui largement le stade de l'ingénierie pour aller incontestablement vers des approches de recherche de nouvelles méthodes et outils adaptés à la simulation des REI. Plusieurs projets en France (plateformes « Concept Grid » d'EDF-Renardières, PREDIS du G2Elab/ENSE3, PRISMES du CEA INES, MYRTE du LSPE-Corse, MTDC & micro-grid de Centrale-Supelec, ADREAM du LAAS et projet neOCampus de l'Université Paul Sabatier de Toulouse, Smart Building Factory 4.0 de l'INSA de Lyon, « Energies Réparties » du L2EP-Lille,...), en Europe (SGIL-Petten et EICEVSG-Ispra du JRC/Commission européenne, projet H2020 ERIGRID, Autriche, Danemark, etc.) et dans le monde (USA, Chine/Hong Kong, etc.) sont en cours pour essayer de concevoir et mettre en

œuvre de nouveaux systèmes de simulation temps-réel hybrides donc combinant des équipements physiques et numériques. La tendance forte actuelle consiste à mettre ces plateformes en réseau afin de mutualiser les équipements et les connaissances. La complémentarité de ces plateformes adressant souvent des énergies et domaines différents (REI, véhicule électrique, gaz, chaleur, hydroélectricité, etc...), augmentera les puissances de simulation et la coopération des chercheurs afin de relever les défis scientifiques, technologiques, environnementaux, économiques et sociétaux liés à l'énergie de demain. C'est dans ce cadre que s'inscrit la thèse qui impulsera une nouvelle dynamique dans le développement de nos outils de simulations, support à nos activités de recherche sur les REI.

I.1.1. Objectif :

L'objectif principal de la thèse est de rechercher, en particulier à travers la nouvelle architecture d'une plateforme expérimentale de simulation temps réel et des co-simulations et l'interopérabilité de plateformes, de concevoir et valider de nouveaux outils technologiques, modèles de connaissance et d'échange de données capables de traiter et d'échanger entre les systèmes énergétiques, les systèmes d'automatisations, les services numériques basés sur les NTIC. L'innovation apportée par ce projet de thèse résidera essentiellement dans le mix de systèmes hybrides de simulation cyber-physique et dans l'échange et le traitement sécurisés de données en vue d'une supervision, d'une gestion des flux énergétiques, et de pilotage à distance de plateformes technologiques. Elle est beaucoup discutée dans la communauté scientifique de l'énergie, mais pas encore mature à notre connaissance. De nouvelles méthodologies et architectures de simulation et de nouveaux modèles d'échanges de données devront être développés notamment afin de pouvoir respecter les contraintes temps-réel qu'imposent les équipements physiques, surtout dans le cas de simulations couplées et distantes. Ces aspects nécessitent de définir et de mettre en œuvre des approches d'interopérabilité, qui sont la capacité de composants ou systèmes éventuellement distants (logiciels et matériels) à pouvoir fonctionner ensemble à l'aide notamment d'échanges d'informations. La complexité de l'interopérabilité se mesure par le fait que ces composants/systèmes peuvent être très hétérogènes (multi-domaines, multi-physique, multi-vecteurs) avec des comportements et des capacités très différents pour pouvoir coopérer ensemble. Des standards de communication doivent être définis jusqu'à approcher le plus possible les concepts de "Plug and Play" et de composants connectés (IoT : Internet Of Things), ce qui est loin d'être une réalité aujourd'hui. Cette démarche scientifique s'inscrit dans une perspective à long terme de notre équipe de recherche qui est de développer la simulation de REI « ultime », c'est-à-dire une simulation temps-réel hybride « hardware/software » couplant des réseaux intelligents AC et DC multi-énergies, et multi-sites. Sur la base de ces nouveaux outils développés pendant la thèse, les plateformes d'expérimentations interopérables permettront de mieux appréhender l'avenir, tant sur les plans technologique qu'humain, de mieux comprendre l'écosystème des REI et au final de disposer d'un outil unique de développement de solutions et de compétences. Dans cet objectif et après avoir exposé les contributions scientifiques et la structuration de la thèse, ce chapitre se consacre à l'état de l'art des plateformes et des outils et méthodes, utilisés dans le monde entier. Cette étape permet de positionner le projet décrit précédemment. Le début du chapitre sera dans un premier temps focalisé sur l'analyse de feuilles de route (roadmaps) énergétiques et sur la bibliographie d'articles scientifiques afin d'en dégager des liens communs et de définir le cap de l'interopérabilité. Ensuite, une analyse approfondie des outils et méthodes construits autour de plateformes expérimentales de la recherche académique dans le monde entier sera

effectuée. La dernière partie du chapitre présentera et positionnera précisément l'objet de notre étude.

I.1.2. Contributions scientifiques de la thèse et structuration du manuscrit

Pour répondre à l'objectif précité, le manuscrit est structuré en cinq chapitres. L'ensemble des travaux de cette thèse a été mené lors de nombreuses collaborations avec des doctorants, post-doctorants, chercheurs et ingénieurs, toutes référencées en annexe A I-1. Le chapitre I dresse un état de l'art sur les plateformes de recherches académiques dans le domaine des Smart Grids. Le chapitre II présente l'objet de l'étude (Centre PREDIS et plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables ») et des développements associés qui ont permis sa création. Le chapitre III propose une méthodologie reproductible fondée sur des plans d'expérimentations complexes et centrée sur les études des projets INTEGRAL [122] et aVEnir [141], et le chapitre IV propose une méthodologie centrée sur les études de la thèse de [217] et les projets [184] et [188]. Ces deux chapitres mettent en lumière notre contribution complémentaire sous l'aspect validation et prototypages expérimentaux. En proposant cette méthodologie reproductible, cela nous permet de disposer d'un outil pour les études complexes des systèmes énergétiques cyber physiques (SECP). Enfin le chapitre 5, présente l'ensemble de l'approche holistique fondée sur des ontologies, dans le cadre du projet SGInterop. Cette approche conçue pour être reproduite, permet entre autre l'interconnexion et l'interopérabilité d'infrastructures de recherche. Plusieurs cas d'application sont développés pour mettre en avant les richesses et limites de telles infrastructures couplées. Le manuscrit se terminera par une conclusion et des perspectives de futurs travaux.

I.2. Analyse et discussions autour des feuilles de route Energie sur les REI

L'évolution rapide et le développement de nouvelles solutions dans le domaine des réseaux électriques Intelligents (REI) nécessitent une méthodologie conséquente et transverse pour intégrer les futures évolutions. Après avoir analysé et commenté différents scénarios énergétiques proposés par diverses organisations nationales et internationales (IEA, IEC, IEEE, IRENA, EC, PPE, ADEME, RTE, ANCRE)¹ autour des REI, nous présenterons une approche holistique pour les REI et proposerons une infrastructure de recherche interopérable pour l'intégration et la cohabitation scientifique de plateformes technologiques. Les analyses des situations actuelles et des scénarios prospectifs seront comparées, pour en dégager des approches sur les déploiements et la validation de différentes méthodes.

I.2.1. Scénario général de développement du réseau électrique intelligent

Cette section aborde et analyse les scénarios des feuilles de route proposées par les organismes gouvernementaux, de recherche et de standardisation. Parmi les scénarios explorés, les références [1]-[35] sont détaillées. Les premières analyses présentées sont au niveau international pour ensuite être déclinées au niveau local (cadre de notre étude). Nous remarquons que les tendances d'évolution peuvent être mises à mal du fait d'aléas non prévisibles, qu'ils soient d'ordre social (conséquence de crise telle que la CoViD-19), d'ordre géopolitique (guerre en Ukraine 2022), voire d'ordre climatique (cf. 6^{ème} rapport du GIEC [1]).

¹ : L'ensemble des acronymes sont décrits dans le glossaire.

I.2.1.1. Scenario de l'AIE

L'Agence Internationale de l'Energie (AIE ou IEA en anglais) est une agence autonome dont le mandat principal est de promouvoir la sécurité énergétique entre ses pays membres par une réaction collective aux perturbations de l'approvisionnement en pétrole et d'effectuer des recherches et des analyses pour assurer une énergie fiable, abordable et propre. L'organisation affirme que les tendances actuelles en matière d'approvisionnement et d'utilisation de l'énergie sont manifestement insoutenables - économiquement, environnementalement et socialement. L'AIE exprime sa préoccupation quant à la sécurité des approvisionnements et des émissions de dioxyde de carbone (CO₂) liées à l'énergie [4]. Elle indique que le développement de réseaux intelligents est essentiel pour atteindre les objectifs de sécurité énergétique, de développement économique et d'atténuation du changement climatique. L'AIE souhaite notamment accroître l'efficacité énergétique, intégrer les ressources énergétiques renouvelables variables et les services de recharge des véhicules électriques, tout en réduisant la demande de pointe et en stabilisant le réseau électrique [5]. En 2021, l'AIE a publié une roadmap nommée « Net Zero by 2050 » [4], privilégiant les actions à mener sur les secteurs énergivores (Bâtiment, Transport, Energie, autres). Elle dit "The share of electricity in final energy use jumps from 20% in 2020 to 50% in 2050". Le vecteur électrique va avoir un fort rôle à jouer ; les investissements dans les réseaux électriques devraient tripler d'ici 2030 et rester élevés jusqu'en 2050. Concernant le cas Français, l'AIE préconise en [5] de mettre en place un système pour les principaux vecteurs énergétiques (électricité, gaz décarbonés, chaleur) et réseaux comprenant des interconnexions avec les pays voisins dans le but de faciliter la coopération entre les gestionnaires des réseaux de gaz et d'électricité, les parties prenantes et les autorités de régulation.

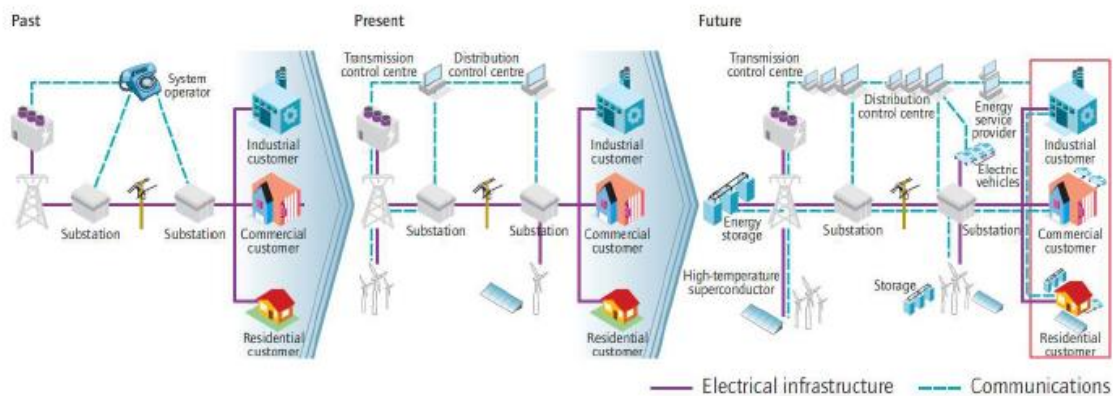


Figure I-1 : Vision de l'AIE de l'évolution du réseau électrique intelligent [5]

L'AIE identifie les tendances de développement des systèmes électriques et les défis du réseau d'aujourd'hui comme :

- L'augmentation de la consommation d'électricité, la croissance de la demande variant d'une région à l'autre (Figure I-2).
- Le déploiement de la technologie de génération variable dans un effort de réduction des émissions de CO₂ liées à la production d'électricité. Comme les taux de pénétration de la production variable augmentent de 15% à 20% par an, il devient de plus en plus difficile d'assurer une gestion fiable et stable des systèmes électriques.
- L'électrification des transports : Le secteur des transports devrait représenter 10% de la consommation totale d'électricité d'ici 2050 en raison d'une augmentation

significative des véhicules électriques et des véhicules hybrides (Figure I-3). Il pourrait accroître les charges de pointe sur les infrastructures électriques et exiger un système de gestion intelligent. D'autre part, à la suite de ce développement, la technologie de stockage par batterie aura un impact significatif sur la nouvelle architecture du réseau.

L'AIE estime que si la consommation d'électricité ne représente aujourd'hui que 17% de la consommation finale d'énergie, elle représente 40% des émissions mondiales de CO₂, principalement parce que près de 70% de l'électricité est produite à partir de combustibles fossiles. Le déploiement des REI dans la décarbonation réduira cette part à 21% des émissions mondiales de CO₂. Pour ce faire, l'AIE insiste sur la nécessité d'une démonstration à l'échelle commerciale, sur le développement de technologies habilitantes axées sur le consommateur et sur l'élargissement de la collaboration internationale pour réduire les coûts et accélérer l'innovation.

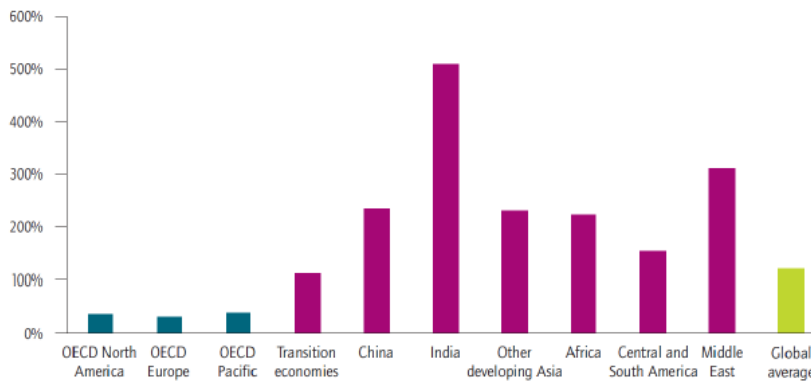


Figure I-2:
Prévision de la consommation d'électricité 2007-2050 [4].

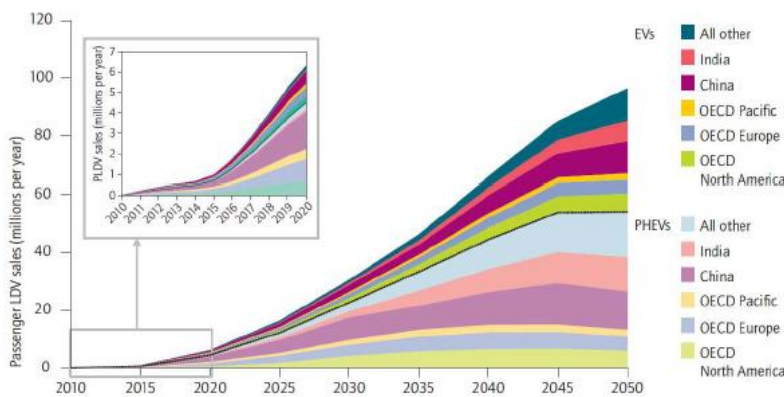


Figure I-3:
Prévision du déploiement des véhicules électriques et hybrides [4].

I.2.1.2. Scénario de la CEI

La commission internationale d'électrotechnique (CEI ou IEC en anglais) se présente comme la plus importante organisation de standardisation dans le domaine des REI. À travers ses publications, la CEI a introduit un inventaire des normes existantes dans la perspective de différentes applications de réseaux intelligents : HVDC/FACTS, Prévention des blackouts/EMS, Gestion avancée de la distribution, Automatisation de la distribution, Automatisation de sous-station, Ressources énergétiques distribuées, Infrastructure des compteurs intelligents, Offre/demande et gestion de la charge, Smart Home et automatisation du bâtiment, et E-mobilité. Pour chacun des sujets, des recommandations pour des actions immédiates sont définies et décrites.

La CEI identifie que les principaux axes techniques des nouvelles activités sont les suivants :

- Infrastructures de Mesures avancées (Advanced Metering Infrastructures ou AMI en anglais) avec l'IEC 62051-62059 et l'IEC 61334.
- Ressources d'énergies distribuées (Distributed Energy Ressources) avec l'IEC 61850.
- Véhicule électrique (Electric Vehicle ou VE) avec l'IEC 61851.

Le point de vue de la CEI affirme que la communication hautement interopérable entre toutes les composantes est l'objectif principal de la communication par réseaux intelligents [8]. Par conséquent, la communication devrait être fondée sur un modèle sémantique commun (modèle de données), une syntaxe commune et un concept de réseau commun. La feuille de route de la CEI poursuit donc une convergence et une harmonisation de la communication du sous-système. En particulier, il analyse les descriptions, les exigences et les normes existantes afin de cerner les lacunes et de formuler des recommandations sur trois grands thèmes de la validation et du déploiement du réseau intelligent :

- Intégration et impact du système de communication
- La cyber-sécurité
- La planification du réseau intelligent, en particulier la connexion d'un parc éolien ou d'un système photovoltaïque de grande échelle dans les systèmes de transport et l'interconnexion de la production distribuée dans les réseaux électriques de distribution.

I.2.1.3. Scenario de l'IEEE

L'Institut des Ingénieurs Electriciens et Electroniciens (société savante IEEE) est la plus grande organisation professionnelle du monde consacrée à l'avancement de la technologie avec plus de 420 000 membres dans plus de 160 pays. L'IEEE a donné une indication générale [9] du déploiement des technologies qui pourrait se développer d'ici 2050, dans le domaine des REI. Elle a regroupé les besoins de recherche et de développement normalisés pour les technologies énergétiques requises à l'avenir. Les technologies ont été regroupées en :

- Capacité du système d'énergie : pour répondre aux besoins futurs en énergie, soit en ajoutant de l'énergie, soit en l'utilisant plus efficacement, y compris en réduisant les pertes. Cela comprend également des technologies qui modifient la façon dont l'énergie est fournie (par exemple, l'hydroélectricité, le vent, l'énergie solaire, la technologie d'isolation, etc.).
- Performances du système d'alimentation : ce qui augmente les performances du système d'alimentation, y compris la fiabilité et la résilience de l'alimentation, pour assurer la qualité de fourniture aux utilisateurs finaux (par exemple, prévention des pannes, restauration automatique, etc.).
- Intégration de l'utilisateur final : pour mieux intégrer les technologies de l'utilisateur final dans le système d'alimentation (par exemple, de nouvelles charges telles que le véhicule électrique, des interfaces intelligentes pour intégrer la charge, etc.).

En outre, le projet IEEE Standard 2030 [10] propose des approches alternatives et les meilleures pratiques pour assurer l'interopérabilité des réseaux intelligents. Il s'agit de la première norme IEEE globale sur l'interopérabilité des réseaux intelligents fournissant une feuille de route visant à établir le cadre dans le développement d'une norme IEEE nationale et internationale de normes fondées sur les disciplines techniques transversales dans les applications électriques et l'échange d'informations et de contrôle par les communications.

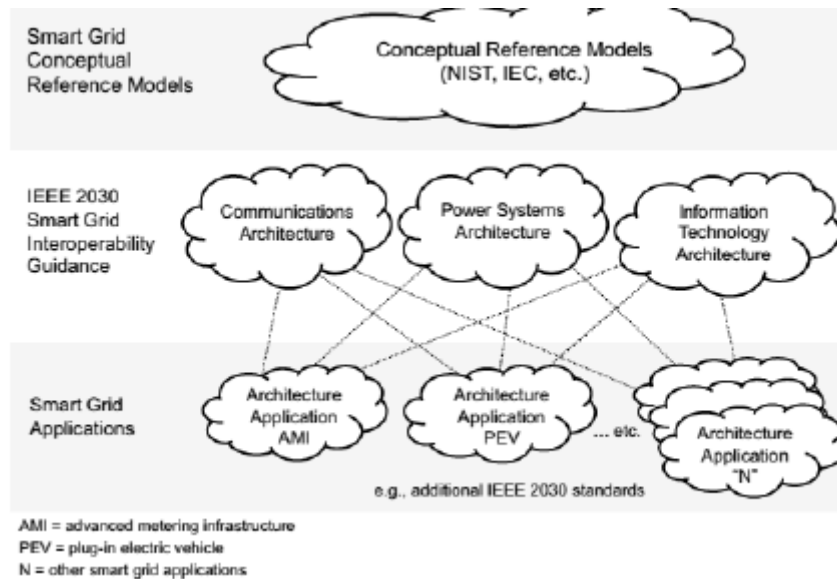


Figure I-4 : Vision « système de systèmes » de l'IEEE pour le réseau électrique intelligent [11].

L'ensemble de ces perspectives architecturales présente les pistes pour intégrer le système TIC (Technologie et Information de la Communication) et les différents niveaux d'applications de réseaux intelligents : AMI, etc.

I.2.1.4. Scénario de l'IRENA

L'agence internationale pour les énergies renouvelables (IRENA) constitue à la fois la plateforme principale pour la coopération internationale, mais aussi un centre d'excellence, un référentiel en matière de politiques, de technologies, de ressources et de connaissances financières, ainsi qu'un moteur d'action sur le terrain destiné à promouvoir la transformation du système énergétique mondial. En tant qu'organisation intergouvernementale fondée en 2011, l'IRENA promeut la large adoption et l'utilisation durable de toutes les formes d'énergies renouvelables, notamment la bioénergie, la géothermie, l'hydroélectricité, l'énergie marine, solaire et éolienne, dans un objectif de développement durable, d'accès à l'énergie, de sécurité énergétique, de prospérité et de croissance économique à faible émission de carbone. Elle a publié récemment une revue globale sur les énergies renouvelables [12] et présente également deux scénarios :

- Le scénario énergétique programmé : il reflète les plans actuels, et autres politiques et objectifs programmés, notamment les contributions déterminées au niveau national en vertu de l'Accord de Paris.
- Le scénario énergétique de transformation : il décrit une voie ambitieuse, reposant sur l'accroissement à grande échelle des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique avec la promptitude requise pour pouvoir réaliser les objectifs climatiques.

Elle publie également une feuille de route [13]. Nous retiendrons l'analyse sur le secteur électrique cité ci-dessous :

« La part des énergies renouvelables dans le secteur de l'électricité devrait augmenter et passer de 25 % en 2017, à 85 % en 2050, principalement grâce à la croissance de la production d'énergie solaire et éolienne. Cette transformation nécessiterait de nouvelles approches en termes de planification du réseau électrique, de fonctionnement des marchés et du système, de régulation et de politique publique. À mesure que l'électricité à faible intensité

de carbone devient le principal vecteur énergétique, la part de l'électricité consommée dans les secteurs d'utilisation finale devrait doubler et passer d'environ 20 % en 2015 à 40 % en 2050. Les véhicules électriques (VE) et les pompes à chaleur sont appelés à devenir plus courants dans la plupart des régions du monde. En ce qui concerne l'énergie finale, l'électricité renouvelable fournirait quasiment 60 % de la consommation totale d'énergie renouvelable, soit 2,5 fois sa part actuelle dans la consommation totale d'énergie renouvelable. »

Dans son rapport de 2022 « World Energy Transitions Outlook 2022 »[14], trois grandes tendances d'innovation ressortent dont la numérisation, la décentralisation et l'électrification. Celles-ci participent à l'accélération de la transformation du secteur de l'électricité. Elles changent de paradigmes et libèrent la flexibilité du système électrique pour intégrer des parts plus importantes d'énergies renouvelables.

I.2.1.5. Scénario de la Commission Européenne (CE)

Alors que des organisations internationales comme la CEI et l'IEEE ont introduit leurs architectures de référence et leurs feuilles de route pour le réseau intelligent, la Commission Européenne (CE ou EC) a également mis en place un Mandat de normalisation M/490 [15] et un groupe de travail pour l'intégration des réseaux intelligents dans le marché interne européen (Smart Grid Task Force) [16]. De plus, l'Union Européenne a mis en œuvre le troisième paquet de législation [17] sur le marché intérieur de l'énergie afin d'améliorer le fonctionnement de celui-ci et de résoudre les problèmes structurels. Il couvre cinq domaines principaux :

- Dégroupage des fournisseurs d'énergie des opérateurs de réseau
- Renforcement de l'indépendance des régulateurs
- Création de l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER)
- Coopération transfrontalière entre les gestionnaires de réseau de transport et création de réseaux européens pour les gestionnaires de réseau de transport.
- Accroissement de la transparence des marchés en faveur des consommateurs.

Tandis que les feuilles de route techniques peuvent se diversifier sous différents angles, l'objectif final de la CE est un scénario décarboné d'ici 2050 [18]. La CE fournit également des lignes directrices et des exigences générales pour ce scénario sur :

- Une efficacité énergétique élevée : diminution de la demande d'énergie de 41% d'ici à 2050 par rapport aux pics de 2005-2006.
- Des technologies d'approvisionnement diversifiées.
- Une pénétration élevée des sources d'énergie renouvelables (DER) : 75% de la consommation d'énergie finale en 2050 et 97% de la consommation d'électricité.
- Une capture et un stockage du carbone (CCS) conduisant à des parts plus élevées pour l'énergie nucléaire.
- Une faible part du nucléaire : en supposant qu'aucune nouvelle centrale nucléaire n'est en cours de construction et entraîne une plus forte pénétration du CCS (~ 32% dans la production d'électricité).

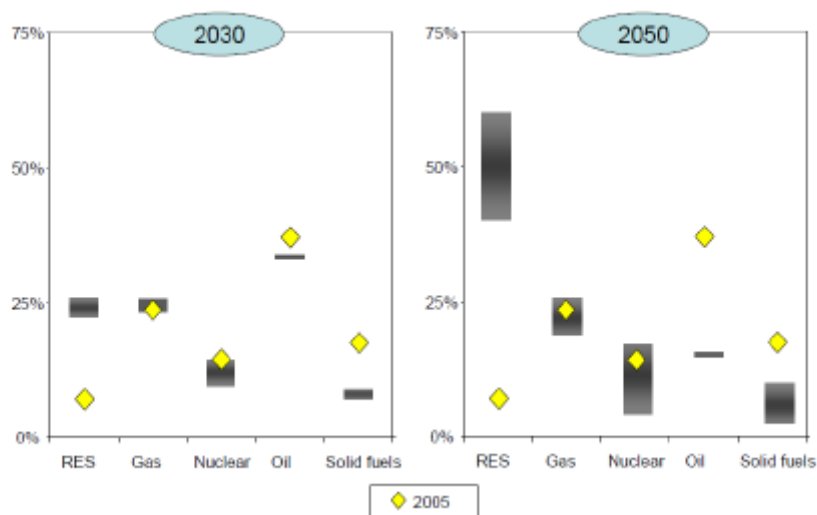


Figure I-5 : Scénario décarbonation de la CE en 2030 et 2050 - part de consommation de l'énergie primaire par rapport aux résultats de 2005 (en%) [18].

La Commission Européenne a également élaboré un plan stratégique plus détaillé pour les technologies énergétiques. Le plan stratégique [20] a fixé des objectifs et des jalons pour l'industrie en fonction des chiffres de 2015 :

- N°1 en Énergies Renouvelables : 70 €/MWh ou moins pour le coût de l'énergie éolienne offshore d'ici 2030.
- Efficacité énergétique dans les bâtiments : économies de 60% de la consommation énergétique des bâtiments d'ici à 2025.
- Système énergétique flexible : réduction de la charge de pointe de 25% par « demand response » ou effacement d'ici à 2030.
- Efficacité énergétique pour l'industrie : 20% de réduction de la consommation d'énergie pour les industries chimiques, pharmaceutiques et sidérurgiques d'ici à 2050.
- Mobilité durable : réduction de 70% des coûts des batteries Li-ion d'ici 2030.

En 2019, l'UE a publié un rapport sur la transformation numérique dans le domaine des transports, construction, administration publique et de l'énergie [21]. Le chapitre énergie comprend cinq dimensions dont la suivante :

- Recherche, innovation et compétitivité: soutenir la recherche et l'innovation dans les technologies à faible émission de carbone et d'énergie propre qui peuvent renforcer la compétitivité de l'UE.

En rapport à la publication [22] de l'ETSI (European Telecommunications Standards Institute, organisation européenne de standardisation financée notamment par l'UE) sur l'interopérabilité des systèmes, l'institut décrit 4 niveaux différents de l'interopérabilité en couche technique, syntaxique, sémantique et organisationnelle (cf. Figure I-6).

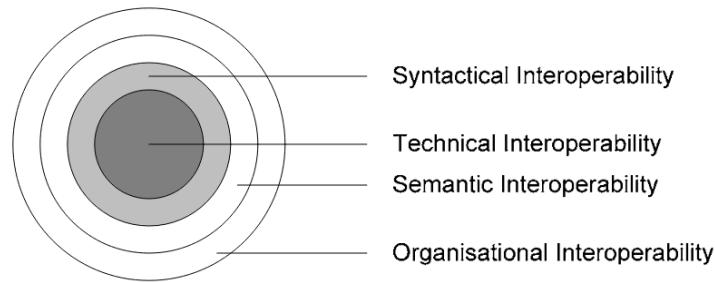


Figure I-6: Niveaux d'interopérabilité décrit par l'ETSI [22]

Concernant les modèles d'interopérabilité dans le domaine des Smart Grids, plusieurs sont détaillés dans la section I.3 de ce chapitre.

I.2.2. Point de vue de la France

I.2.2.1. Vue par les Programmations Pluriannuelles de l'Énergie

La feuille de route de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE 2019-2023 et 2024-2028) se décline en l'objectif suivant [23] : « *La France est l'un des tous premiers pays au monde à avoir inscrit l'objectif de neutralité carbone dans sa législation à travers l'article 1er de la loi énergie climat du 8 novembre 2019. Notre pays prévoit ainsi d'atteindre zéro émission nette de gaz à effet de serre d'ici à 2050. Pour y parvenir, le gouvernement a fixé l'objectif de diviser au moins par six (facteur 6) nos émissions en 2050 par rapport au niveau de 1990.* ». La méthode est citée ci-dessous [23]: « *Pour atteindre la neutralité carbone, la France a détaillé dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie les mesures phares pour la prochaine décennie. Cette feuille de route permettra de réduire les émissions liées à la production et la consommation d'énergie et de placer la France sur la trajectoire nécessaire pour atteindre une décarbonation complète de l'énergie en 2050.* ». Parmi quelques points clés du long rapport de la PPE, nous pouvons citer la diversification du mix énergétique (doublement de la capacité d'EnR en 2028 par rapport à 2017 sur le réseau électrique) en s'efforçant de réduire la part du nucléaire et des énergies fossiles.

I.2.2.2. Vue par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) :

La délibération de la CRE du 8 décembre 2016 [24] portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel, traite de l'interopérabilité comme un thème à part entière insistant sur le soutien à une meilleure harmonisation des standards en matière de comptage et de réseaux électriques intelligents. Dans la délibération de la CRE du 19 Mai 2022 [25] concernant le retour d'expériences des démonstrateurs Smart Grids, l'accent est mis sur des propositions de solutions pour qualifier leur pertinence technique et économique.

I.2.2.3. Vue par l'Agence de l'Environnement et de Maîtrise de l'Énergie (ADEME)

L'ADEME souligne l'importance des REI dans les territoires [26] mettant en avant le fait :

- D'éviter le renforcement des réseaux existants, en agissant sur l'efficacité énergétique des équipements (maîtrise de la demande) et en facilitant l'intégration des EnR (Énergies Renouvelables) sur le territoire ;

- De remédier à la difficulté du stockage de l'énergie électrique en ajustant, en temps réel, la production et la distribution, et en diminuant les conséquences des intermittences de certaines sources de production (solaire, éolien...);
- D'animer une dynamique territoriale autour de la maîtrise de la demande en électricité, de son pilotage et de l'information des usagers sur leur consommation ;
- De faciliter le déploiement de nouveaux usages, comme la recharge de véhicules électriques, dont l'impact sur le réseau peut rester réduit grâce au pilotage : par exemple, en assurant le lien entre la production d'une éolienne (ou de panneaux solaires) et les demandes de recharge.

De plus, selon une étude de l'ADEME sur le compteur électrique intelligent [27], Linky devrait générer des économies d'énergie de 5% à 15%. Ce compteur intelligent permettra l'optimisation en temps réel de l'infrastructure et de l'utilisation du réseau tout en réduisant les pics de consommation et en augmentant l'efficacité énergétique [27]. L'ensemble de ces stratégies renforce le fait de bien définir les outils et méthodes liés à l'interopérabilité des systèmes.

I.2.2.4. Vue par RTE

RTE a publié début 2022 les résultats de l'étude "Futurs énergétiques 2050", présentés dans leur ensemble dans [28], dont la problématique générale est de sortir des énergies fossiles. Cette étude analyse les évolutions de la consommation et compare six scénarios de systèmes électriques qui garantissent la sécurité d'approvisionnement, pour que la France dispose d'une électricité bas-carbone en 2050. Le rapport cite que « *Atteindre la neutralité carbone implique une transformation de l'économie et des modes de vie, et une restructuration du système permettant à l'électricité de remplacer les énergies fossiles comme principale énergie du pays* ».

La feuille de route française décrite par RTE [29] du déploiement du réseau intelligent est organisée en trois grands axes à échéances différentes (court, moyen et long terme). À moyen terme, la volonté est de passer des démonstrateurs au déploiement de la solution de réseaux intelligents sur une certaine zone géographique en France. À long terme, il faudra préparer l'industrie électrique française, en mettant fortement l'accent sur les stratégies de R&D dans le réseau intelligent. Trois activités principales sont visées. Dans le domaine de la normalisation des REI, il est nécessaire de renforcer l'interopérabilité en formulant des processus et des normes juridiques stratégiques au niveau national. Il est également nécessaire de développer des outils méthodologiques pour évaluer les avantages du déploiement en termes de création d'emplois et de création de valeur. Enfin, il faudra fournir un accompagnement des PME innovantes dans le domaine du réseau intelligent.

I.2.2.5. Vue par l'Alliance Nationale de la Coordination de la Recherche pour l'Energie

Le travail de l'ANCRE (groupe programmatique 10) sur le volet « Stockage et Réseaux » [30] a émis une feuille de route en 2015 en identifiant sept verrous techniques listant des priorités sur les axes R&D suivants :

- L'architecture et la planification des réseaux électriques
- L'intégration des renouvelables
- L'exploitation des systèmes
- Le stockage
- Les interdépendances entre les infrastructures

- L'interaction entre les réseaux d'énergie
- Les spécificités liées aux réseaux de chaleur et de froid

Trois autres verrous apparaissent également tels que les verrous normatifs et réglementaires, économiques et de politiques publiques, et organisationnels et sociétaux. Il est souligné à plusieurs reprises et dans les thèmes R&D cités précédemment, l'importance de l'interopérabilité des systèmes, des outils et méthodes avancées (télé-conduites décentralisées dans le cadre de la distribution, détection et localisation de défaut, auto-cicatrisation), des méthodes d'identification de criticité/vulnérabilité et des modes communs des architectures couplées (Energie-TIC). C'est dans ce cadre que le travail présenté dans ce manuscrit se projette.

I.2.2.6. Analyse et synthèse concernant la consommation électrique

Après une analyse des feuilles de route présentées par les différents acteurs français, nous retiendrons essentiellement la synthèse d'un groupe de travail AMPERE FP7 [31] [33] et des rapports des groupes de travail du Conseil national du débat sur la transition énergétique [34] qui montrent entre autre une grande disparité entre les scénarios estimés sur la consommation électrique globale en France de 2009 (450 TWh) à 2050 (comprises entre 280 et 800 TWh) selon les scénarios (Figure I-7).

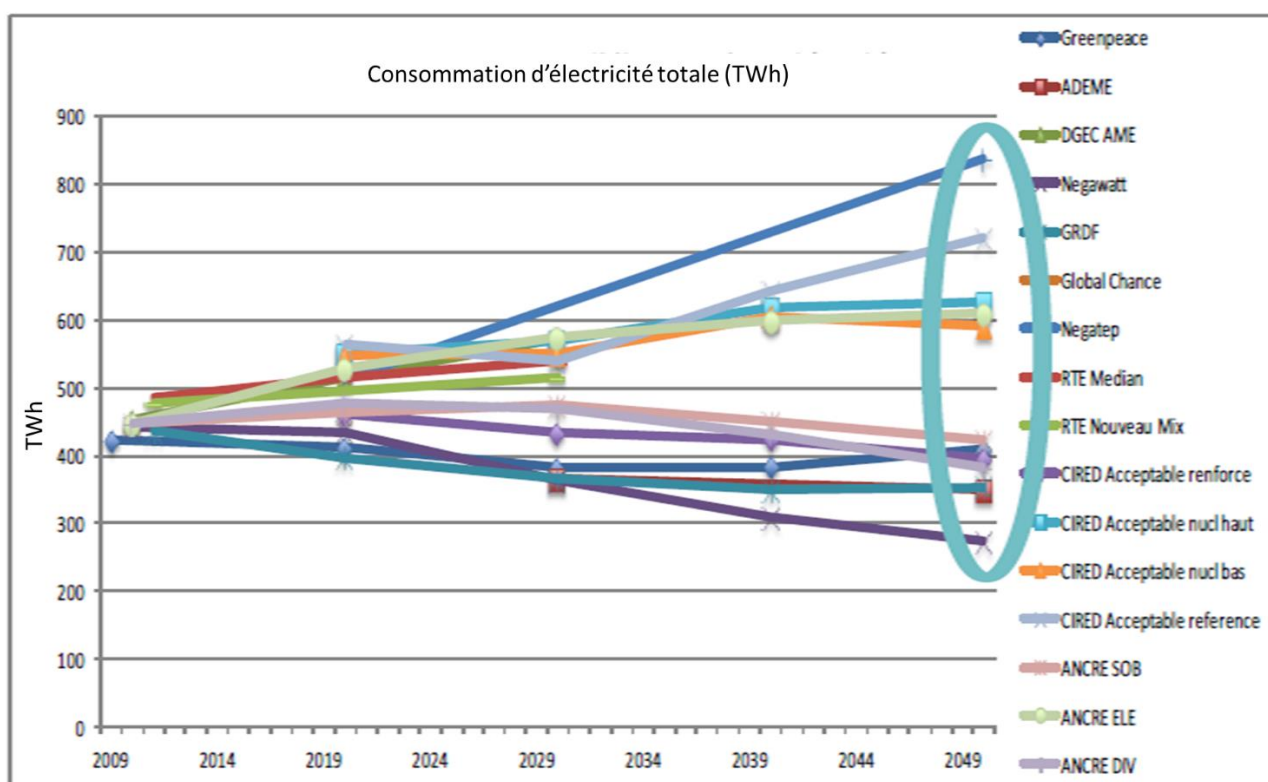


Figure I-7: Consommation d'énergie électrique et prévision de 2009 à 2050 [31].

Le travail principal de ce groupe [31] a permis d'identifier le nombre de trajectoires structurelles (quatre au total présentées en Figure I-8) en les évaluant à partir d'une approche multicritères).

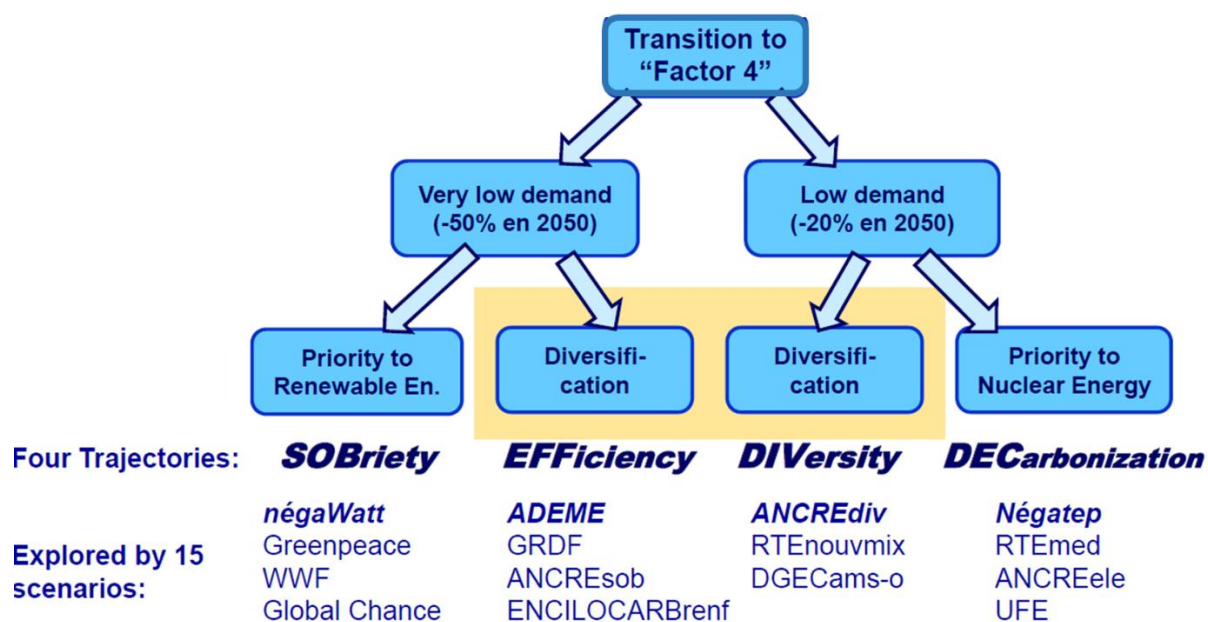


Figure I-8: Positionnement des 4 trajectoires identifiées par [31] et annexes XV et XVI de [32]

Suite à cette synthèse sur les trajectoires possibles décrites en [32], nous présentons par la suite quelques éléments plaçant notre étude dans les scénarios « EFFiciency » et « DIVersity » (Figure I-8).

I.2.3. Convergence vers un scénario générique du réseau électrique intelligent

À partir des initiatives internationales et nationales mentionnées, nous pouvons identifier et synthétiser quelques points principaux du scénario attendu de développement, de validation et de déploiement du réseau intelligent à moyen et long terme. La mission proposée et l'expertise nécessaire sont également prises en compte. Certains points principaux du scénario peuvent être déduits :

- Une consommation accrue d'électricité nécessite une approche plus innovatrice de l'efficacité énergétique.
- Une forte pénétration des ressources énergétiques distribuées et renouvelables, entraînant une difficulté croissante à assurer une gestion fiable et stable des réseaux électriques.
- L'électrification des transports entraîne une augmentation des charges de pointe sur les infrastructures électriques et nécessite un système de gestion intelligent.
- L'intégration du système des TIC au réseau électrique aura une forte incidence sur l'architecture du système et suscitera des préoccupations au sujet de la cyber sécurité.
- L'infrastructure de comptage intelligent continue à être implantée à grande échelle jusqu'en 2021.
- De plus en plus d'applications de réseaux intelligents arriveront à la phase de déploiement, ce qui exigera des méthodes plus nouvelles et sophistiquées pour tester et valider.

- La complexité des réseaux intelligents augmente et nécessite une méthode holistique adéquate de test et de validation.
- La complexité conduit à la nécessité de développer des analyses de type « big data ».

Ces scénarios sont censés être des descriptions qui fourniront une base pour définir des configurations du système énergétique cyber physique et des cas d'étude plus détaillés. Il est rappelé à plusieurs reprises l'intérêt et le rôle de l'interopérabilité dans ces systèmes complexes. La section ci-après se projette sur le thème vaste de l'interopérabilité dans le contexte des REI, et permet de définir ce concept plus précisément. Différents modèles sont décrits en rapport à notre cas d'étude.

I.3. Interopérabilité dans le contexte Smart Grid

I.3.1. Définition :

Le dictionnaire Larousse définit l'interopérabilité comme : « *Compatibilité des équipements, des procédures ou des organisations permettant à plusieurs systèmes d'agir ensemble* ». Dans un contexte informatique, il définit cela : « *Capacité de matériels, de logiciels ou de protocoles différents à fonctionner ensemble et à partager des informations* ». Une analyse approfondie a été réalisée dans le cadre du projet PPINTEROP financé par l'Institut Carnot « Energie du Futur » [31]. Une partie est intégralement dédiée à la définition de l'interopérabilité dans ce contexte. Elle rassemble également une étude exhaustive des infrastructures et des modèles existants qui est résumée ci-dessous.

I.3.2. Modèles et analyses :

Il existe un grand nombre de modèles d'interopérabilité dans la littérature. Les architectures de ces modèles sont variées mais en général, fondées sur le niveau de sophistication de l'interopérabilité du système d'échange d'information. Nous pouvons citer de manière non exhaustive quelques organismes qui ont réfléchi sur des modèles d'interopérabilité largement reconnus : LISI [37] concernant notamment l'interopérabilité technique et la complexité de l'interopération, OIM [38], NC3TA [39], LCIM [40], NIST [41],....Nous retiendrons l'analyse comparative des différences des modèles établie dans le cadre du projet PPINTEROP [31] et présentée dans le tableau ci-dessous. Parmi l'analyse de ces modèles, un grand nombre de points communs peuvent être cités :

- L'interopérabilité est une partie très importante dans la conception d'un réseau électrique intelligent, qui permet la transition à partir d'un réseau traditionnel et l'intégration des technologies de demain.
- L'interopérabilité est le centre de l'architecture bidirectionnelle du réseau électrique intelligent.
- Les trois modèles d'interopérabilité sont construits sur le modèle conceptuel de NIST pour un réseau électrique intelligent.
- L'interopérabilité facilite l'intégration des technologies de communication et d'information dans le réseau électrique et permet l'interaction intra/inter domaines. Cela provoque cependant les problèmes de sécurité de données.
- L'interopérabilité est effectuée grâce à l'utilisation des standards et de la standardisation.

Tableau I-1 : Comparaison des modèles d'interopérabilité GWAC, SGRAM et SGIRM issue de [31]

Critère de comparaison	GWAC	SGAM	SGIRM
Échelle de système	Considère le niveau global : toute la chaîne de transmission de l'électricité.	Considère le niveau global : toute la chaîne de transmission de l'électricité.	Considère le niveau système : vision « système de systèmes » orientée application.
Architecture	Huit couches d'interopérabilité, basés sur le modèle OSI.	Cinq couches d'interopérabilité superposées.	Système de systèmes, basé sur les chemins de données et la spécification d'interfaces.
Modèles	Modèle hiérarchique : Chaque niveau dépend de celui du dessous et doit donc fonctionner correctement pour que l'ensemble du modèle soit efficace.	Modèle hiérarchique : Chaque niveau dépend de celui du dessous et doit fonctionner correctement pour que l'ensemble du modèle soit efficace.	Les trois perspectives de système de puissance, de communication et de technologie d'information prennent le même niveau critique.
Approche	Approche globale et générale: Les couches d'interopérabilité restent abstraites. Le modèle est plus adapté à l'aspect organisationnel.	Approche par zones d'interopérabilité : Les zones structurées d'interopérabilité permettent de bien positionner les interconnexions et les communications, et donc, de définir l'outil adapté et d'avoir une planification détaillée.	Approche par les Interfaces fonctionnelles : adapté pour les applications techniques et facile pour les modifications/mises à jour résiduelles ou locales.
Etat de développement	Il n'y a pas une série de standards associée à GWAC.	Introduction d'un outil pour aider à définir les standards appropriés.	La série IEEE 1547 pour l'interconnexion est révisée en 2013 et la série IEEE 2030 est encore en cours de développement et de publication.
Divers	Il existe des problèmes transversaux.	Il existe des problèmes transversaux.	Importance réduite de problèmes transversaux

Nous avons introduit dans cette section le concept d'interopérabilité dans un réseau électrique intelligent ainsi que trois modèles d'interopérabilité : le GWAC, le SGRAM et le SGIRM. Malgré la vision partagée du modèle conceptuel, de la transition du réseau électrique classique vers le réseau électrique intelligent et l'agrément sur le rôle fondamental de standards et de standardisation, les trois modèles ont des approches différentes sur l'architecture et les rendent plus adaptés pour la gestion et l'organisation ou pour l'application technique.

I.3.3. Analyse dans le cadre de notre étude :

Dans un contexte de fort développement du réseau électrique intelligent, cette étude vise à proposer une nouvelle architecture de l'interopérabilité facilitant la collaboration et l'échange d'informations entre plusieurs infrastructures de recherche et fournissant un support commun multi-sites pour les projets de R&D. L'interopérabilité des plateformes (décrites ci-après)

permet d'établir une infrastructure importante commune pour les thématiques de recherche portées sur l'intégration de ces nouveaux éléments dans le réseau électrique. D'un point de vue technique, étant donné que les plateformes sont déjà à priori indépendamment opérationnelles, et vu que nous nous intéressons notamment au système de supervision SCADA et au contrôle, une approche du type « système de systèmes » orientée vers la communication est a priori préférable. Nous visons une interopérabilité de niveau technique et de communication avec accès sécurisé pour les tâches plus ou moins critiques (par exemple : contrôle à distance). Le modèle SGIRM semble donc être le plus adapté pour notre besoin. Le concept d'interface fonctionnelle de SGIRM nous permet également de facilement mettre à jour et améliorer partiellement et localement sans grande modification à l'architecture globale. Les définitions suivantes seront utilisées par la suite :

- Configuration du système définie comme un assemblage de (sous)-systèmes, composants, connexions, domaines et attributs pertinents pour un cas d'étude particulier.
- Scénario défini comme une compilation de la configuration du système et des cas d'études dans un contexte partagé.
- Cas d'étude défini comme une spécification d'un ensemble d'actions réalisées par un système, ce qui donne un résultat observable qui est typiquement utile pour un ou plusieurs acteurs ou d'autres acteurs du système.
- Système défini comme un ensemble d'éléments interconnectés considéré dans un contexte défini dans son ensemble et séparés de leur environnement.

Une approche de configuration du système permet d'inclure des données plus détaillées et quantitatives dans les descriptions et de fournir une meilleure base technique pour développer les cas d'études. Alors que les scénarios de haut niveau donnent des énoncés qualitatifs sur la progression, la configuration du système utilise des données quantitatives telles que le nombre de composants, la taille du système, etc. Les configurations du système permettent le développement des cas d'études, qui donnent une description d'un processus menant à un objectif spécifique. Les cas d'études sont souvent décrits en utilisant une méthodologie formelle. Ceux-ci peuvent être définis sous deux perspectives : perspective comportementale et perspective d'interaction. La perspective comportementale est toujours fonctionnelle ; elle définit le comportement interne et envers les parties externes du processus. Dans la perspective d'interaction, le plus grand intérêt concerne les interactions entre composants, par exemple au moyen de séquences. Les scénarios de haut niveau permettent de comprendre les progrès actuels : quel est l'état actuel et quelles sont les attentes futures qui affectent la configuration du système. Les scénarios de haut niveau peuvent également mieux expliquer les pilotes de niveau supérieur d'une configuration de système spécifique ; par exemple, un besoin de plus de ressources énergétiques renouvelables. Une configuration du système peut être associée à plusieurs scénarios de haut niveau en même temps, en combinant leurs caractéristiques. Cependant, il est impossible d'appliquer des scénarios complètement contradictoires dans la même configuration système. Le réseau électrique intégré au système de communication et à d'autres types de ressources énergétiques distribuées (énergie solaire, chaleur, etc.) est devenu un système cyber-physique [86]. Les méthodes traditionnelles de test impliquant un seul domaine ne conviennent plus pour la validation de nouvelles applications innovantes. Une approche holistique pour tester un tel système, qui prend en compte l'intégration des technologies TIC, est nécessaire. En analysant les scénarios prédéfinis, nous pouvons définir les configurations du système énergétique cyber-physique associé. Ces configurations de systèmes génériques permettent le

développement de cas d'applications, ainsi que le soutien au travail sur le développement d'infrastructure, le développement de l'environnement de simulation et le développement réel de l'architecture et de la méthodologie. Les chapitres III à V abordent un ensemble de cas d'études reposant sur des tests holistiques (systèmes cyber-physique, intégration forte EnR, intégration forte des TIC...) répondant à ces problématiques et permettant de démontrer l'intérêt, les verrous émergeant de ces infrastructures.

I.4. Etat de l'art des plateformes Microgrid et Smart Grid

Dans cette sous-section, une synthèse de l'analyse des plateformes microgrid et smart grid identifiées dans la littérature est réalisée. Après avoir présenté la définition des Smart Grid et microgrid, l'étude se focalise sur des champs d'explorations différents. Après une analyse bibliographique sur les infrastructures de recherches sur ces thématiques dans le monde entier, le focus de notre étude se fera sur les plateformes européennes et françaises.

I.4.1. Etymologie de Smart Grid et Microgrid :

Le « Smart Grid » ou « réseau électrique intelligent », définit un réseau électrique équipé avec les technologies informatiques d'optimisation dynamique en temps réel qui permet de minimiser les pertes de réseau, de maintenir les niveaux de tension, d'augmenter la fiabilité et d'améliorer l'efficacité énergétique de l'ensemble de celui-ci [42]. Visant à gérer les nouveaux besoins et les nouvelles productions, il est communicant et interactif, permet d'échanger des données et de prendre en compte les actions de tous les acteurs du système électrique [43] [44][45]. [46] se consacre sur des axes très transverses des Smart Grids tels que les architectures, la planification, les outils de pilotages, les TICs et systèmes d'informations et données de mesures.

Les « micro-grids » sont définis par la CRE [47] comme des mini réseaux électriques intelligents, pouvant s'étendre à des réseaux multi vecteurs énergétiques (chaleur, gaz). La CRE cite : « les microgrids sont des réseaux électriques de petite taille, conçus pour fournir un approvisionnement électrique fiable et de meilleure qualité à un petit nombre de consommateurs. Ils agrègent de multiples installations de production locales et diffuses (micro-turbines, piles à combustible, petits générateurs diesel, panneaux photovoltaïques, mini-éoliennes, petite hydraulique), des installations de consommation, des installations de stockage et des outils de supervision et de gestion de la demande. Ils peuvent être raccordés directement au réseau de distribution ou fonctionner en mode îloté. Le concept de microgrids peut ainsi être pensé de façon multi-fluides et il peut concerner différentes échelles du territoire (bâtiment, quartier, zone industrielle ou artisanales, village, etc.). »

Smart Grid Insights [48] propose une classification des microgrids intéressante comme le montre la figure ci-dessous. Par la suite, nous nous focaliserons sur les Smart Grid et microgrid de type « Remote/rural area » et « College/universities ».

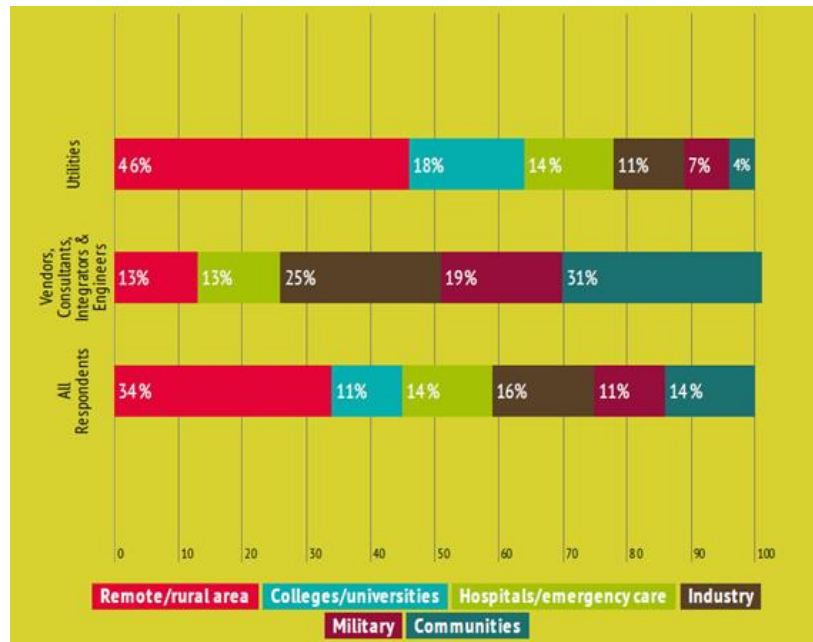


Figure I-9: Catégorie des microgrids selon Smart Grid Insight [48]

I.4.2. Cartographie des plateformes Microgrid et Smart Grid :

Depuis ces dernières décennies, beaucoup d'expérimentations de type plateformes ont vues le jour dans tous les centres de recherches académiques et industriels du monde entier [50][51][52]. Les études [50] de 2011, [51] de 2014 et [52] de 2017 montrent une analyse très intéressante sur la classification des plateformes Smart Grid cyber-physiques. Celles-ci sont de complexité toujours grandissante avec l'évolution rapide des TIC au services des réseaux d'énergies et sont souvent très complémentaires comme nous allons le décrire dans cette partie. Pour être objectif et en rapport à notre étude, nous aborderons uniquement les plateformes académiques des centres de recherche R&D ou des consortiums issus de projets collaboratifs. Différentes représentations sont proposées :

- Par continent
- Par domaine lié aux Smart Grids et microgrids
- Par taille et puissance électrique
- Par axe de recherche (jugés proche de notre étude).

Cette recherche bibliographique permettra de positionner les plateformes PREDIS de Grenoble INP et PRISME du CEA LITEN-INES (cœur de notre étude pour cette thèse), qui seront détaillées dans la section 6 de ce chapitre. L'annexe A I-2 rassemble la taxonomie complète de notre analyse bibliographique sur les plateformes européennes. La structure interdisciplinaire du concept de réseau intelligent oblige ces plateformes hétérogènes à adapter différentes modularités. Il y a un besoin important d'évaluer de nouveaux concepts outils et méthodes plutôt que de comptabiliser uniquement les études de simulation utilisant des plateformes de type hardware-in-the-loop (HIL) par exemple. Celles-ci seront plus explicitement détaillées au chapitre V. Pour mieux appréhender l'importance du développement des plateformes de réseaux intelligents cyber-physiques, nous avons mis en place une cartographie évolutive. Ce travail propose une classification autour des thèmes de recherches actuels, des domaines de développement des Smart Grids identifiés à ce jour, et des nouvelles technologies de l'information et de la communication déployées pour chacune des plateformes identifiées. Après une évaluation des bancs d'essais explorés dans la

littérature et en repartant des études menées par [50][51][52], nous y positionnerons l'évolution des infrastructures et plateformes de recherche académiques vers des systèmes interopérables (objet du manuscrit). Pour ce faire beaucoup de projets amonts développés avec des laboratoires de recherche Français ont permis d'établir les futures tendances de recherche sur les concepts d'interopérabilité. La recherche bibliographique réalisée permet de synthétiser sur les figures ci-dessous, une répartition des plateformes de type « réseau électrique Intelligent » par continent.

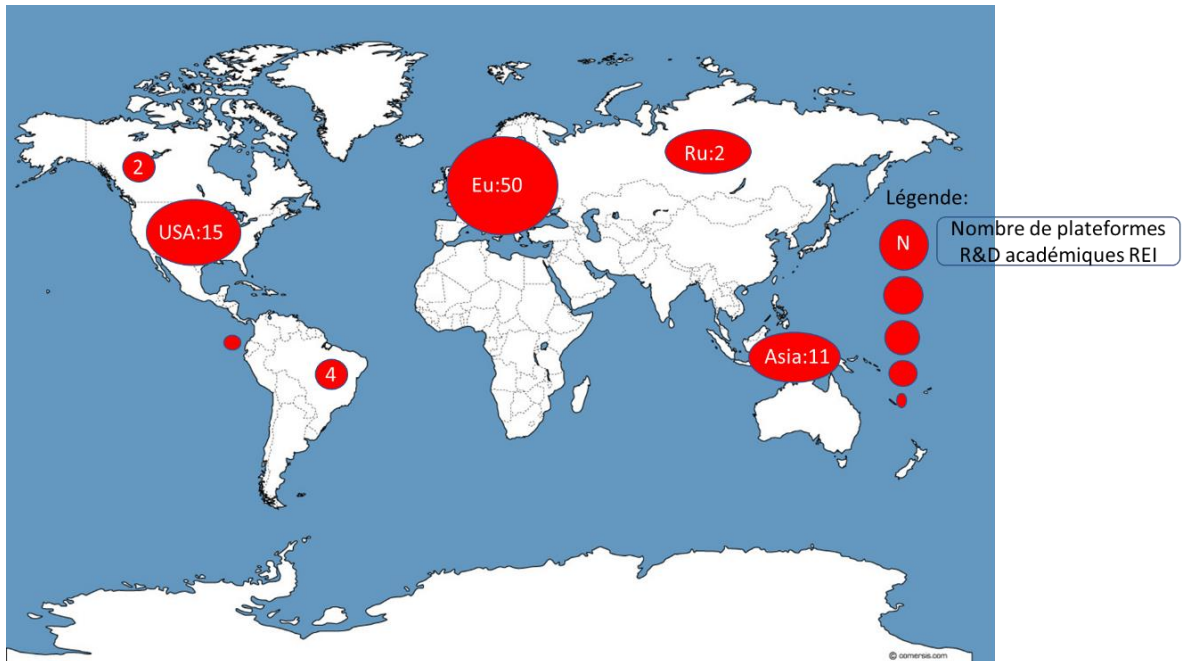


Figure I-10 : Inventaire issue de la recherche bibliographique effectuée pour ce manuscrit sur les plateformes de recherche sur les REI.[Sources croisées avec [49][54][56][57][58][59][60] et les recherches bibliographiques scientifiques sur Gargantext, Scopus IEEE Hal]

En complément des références précédemment citées, l'analyse repart de celles-ci et est complétée par la recherche bibliographique des années 2014 à 2020. Le rapport [41] recense en 2014, 228 « Electric Utilities » aux Etats-Unis. De plus, une analyse complète des budgets investis pour le déploiement des Smart Grids en Europe [49] et un inventaire des projets européens [52] permet de tracer la répartition des projets liés aux REI en Europe et les budgets investis pour la réalisation de ceux-ci. Enfin, le livrable 10.1 du projet ADEME GreenLys [54] nous permet de compléter cette vision plus locale et toute aussi intéressante.

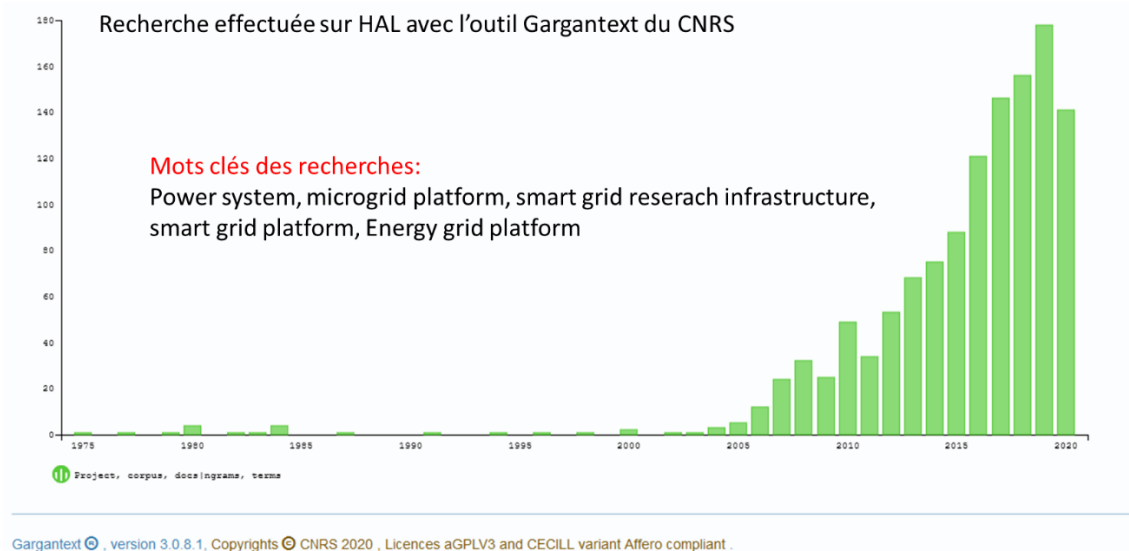


Figure I-11 : Extraction de HAL par l'outil Gargantext [54] des documents scientifiques concernant les mots clés précités

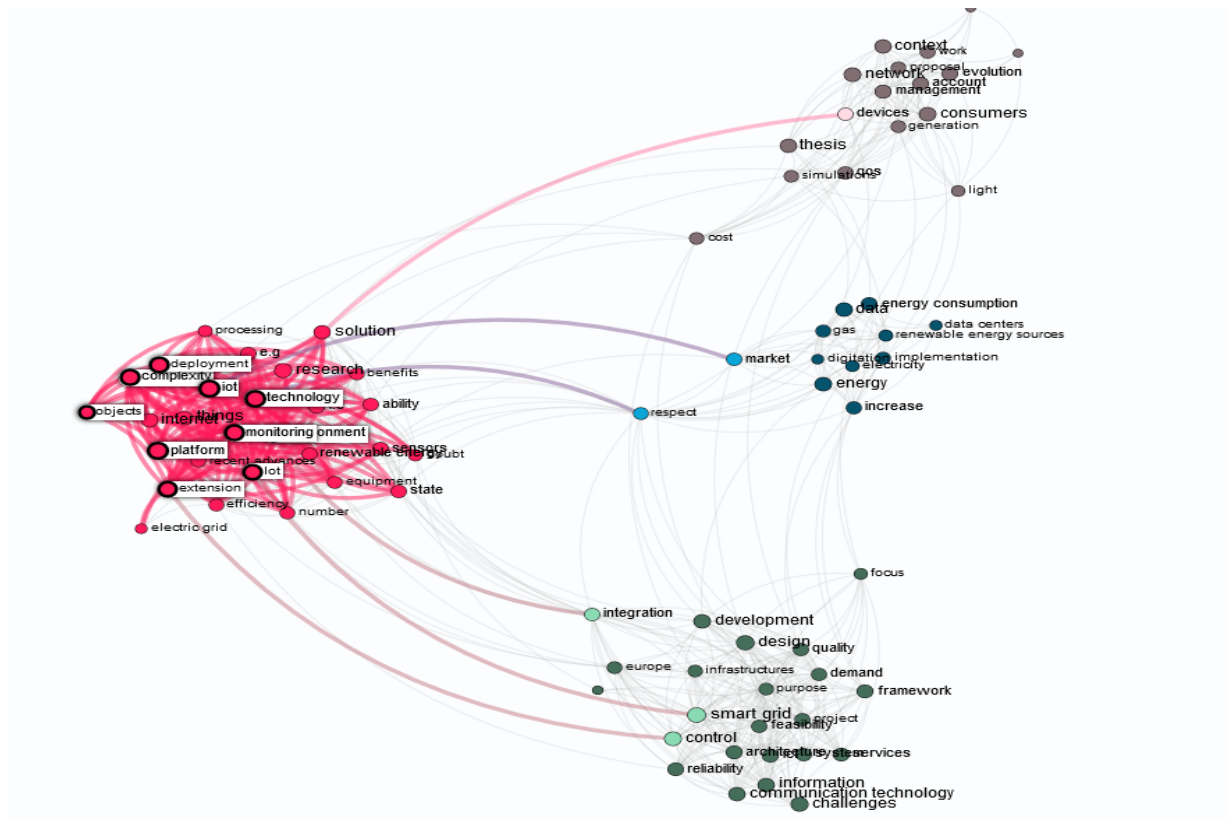


Figure I-12 : Représentation Gargantext des mots clés apparaissant dans les recherches bibliographiques sur les thèmes des infrastructures de recherche sur les REI

Cette recherche a permis d'établir les liens entre les mots clés qui reviennent sur les 1446 ressources identifiées dans HAL.

I.4.2.1. Déclinaison au niveau européen

Une base de données consolidée de l'ensemble des projets européens se focalisant sur les démonstrateurs et les projets de recherche et développement dans la thématique des

Smart Grids, permet d'avoir une belle vision de ceux-ci [53]. Le travail de bibliographie de ce manuscrit se focalise sur les plateformes technologiques académiques de recherche et développement centrées sur les REI. Leurs feuilles de route émanent parfois des résultats de ces projets. Au fur et à mesure des années, les plateformes européennes se sont regroupées au sein de différents consortiums comme ISGAN/SIRFN [56], Derlab [57], ou DER RI [58] par exemple. Ces structures permettent de regrouper les plateformes par thématiques et de proposer des transferts de solutions ou de tests vers des industriels. Ces infrastructures couvrent en général l'ensemble des domaines du Smart Grid décrits dans les différents modèles d'interopérabilité: SGAM, SGRIM, GWAC Tableau I-1 et [31]. Plusieurs axes de recherche peuvent être déclinés comme le montre la Figure I-13, décrivant le contenu de l'annexe 5 de ISGAN/SIRFN [56] nommé « Testing Labs ».



The work is carried out by a global network of experts and is managed in four Focus Areas:

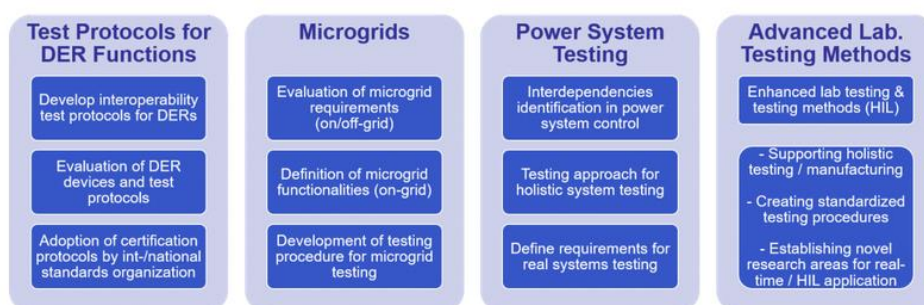


Figure I-13: Axe de recherche de l'annexe 5 ISGAN SIRFN [56]

Der-lab [57] décrit et propose des bases de données centrées sur les infrastructures de recherches ainsi que les standards liés à la connexion des DER sur le réseau de distribution. Enfin, DER-RI [58], propose une analyse des « cas d'études et des axes de recherches » d'un ensemble de plateformes orientées Smart Grids et microgrids en Europe. Après avoir complété les références de ces différentes infrastructures de recherche, une bibliographie approfondie a été réalisée sur les articles de recherche scientifique. Une synthèse de l'ensemble de ces plateformes a été réalisée ainsi que différentes taxonomies (cf. annexe A-I.2). L'inventaire du travail bibliographique du JRC permet d'inventorier 91

plateformes traitant des thématiques des REI dans le monde entier dont 69 en Europe. Celles-ci (mise à jour en Octobre 2020) sont présentées en Figure I-14.

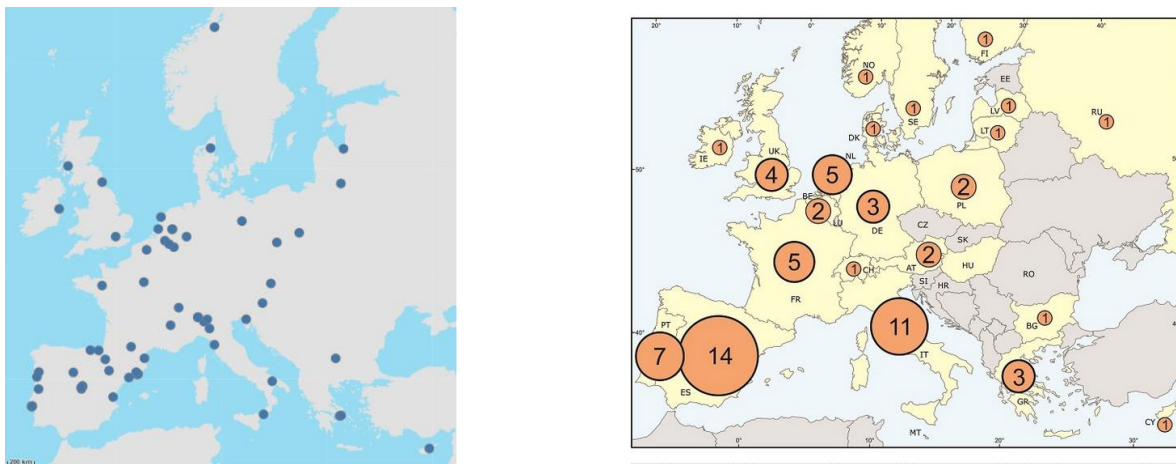


Figure I-14: Répartition des plateformes technologiques de recherche académique européennes sur les REI [59] (MAJ Octobre 2020)

En complément de ce travail de recensement, l'inventaire de notre recherche bibliographique est présenté en Figure I-15 et en annexe A I-2. Ce travail a été mené par recherche croisée avec les revues scientifiques internationales identifiées dans la littérature. Elle a permis également de dégager la taxonomie des différents axes de recherches traités et présentés dans la section des plateformes françaises (section I.4.2.2). Notre étude est plus basée sur les plateformes de France, afin de positionner le projet interopérabilité en lien avec les projets de recherche.



Figure I-15: Recensement des plateformes de recherche académiques sur les REI en Europe

I.4.2.2. Déclinaison au niveau français

Une analyse approfondie a été réalisée également en France. La classification suivante recense les plateformes technologiques du monde académique dans le domaine des Smart Grids et microgrids. La synthèse de l'étude est détaillée dans la Figure I-16. Le Tableau I-2 rassemble les détails cyber physiques liés à chaque plateforme présentée ci-dessus.

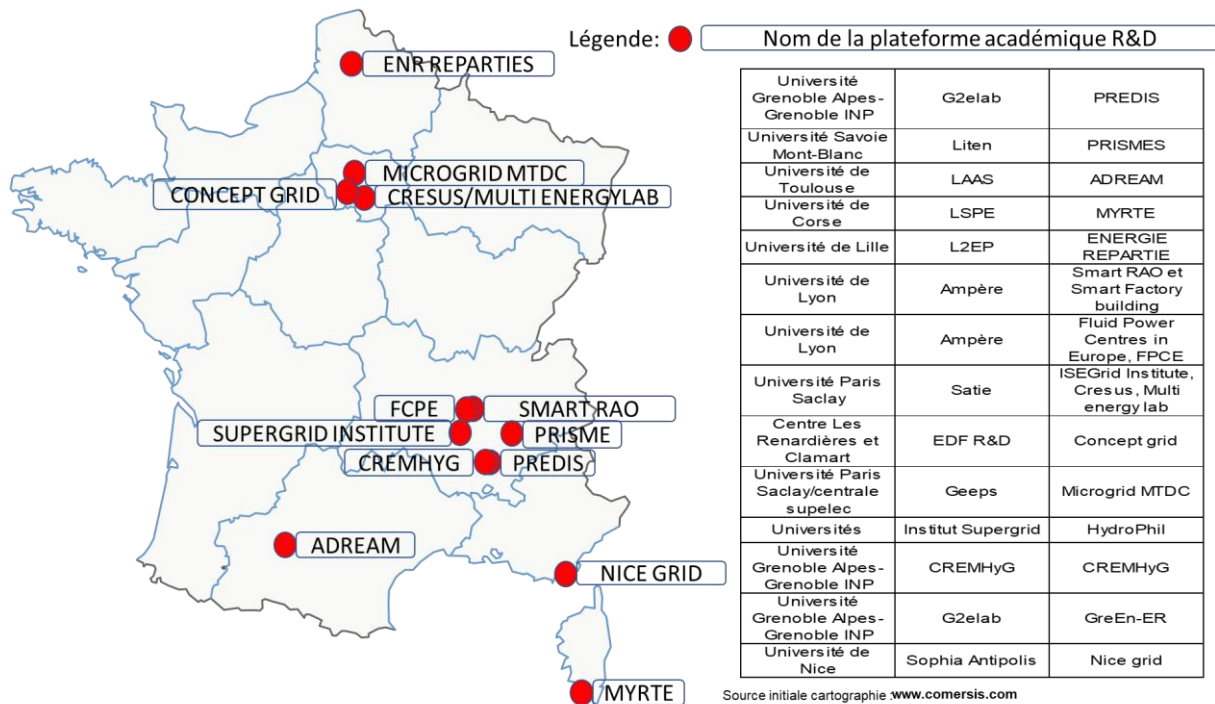


Figure I-16: Répartition géographique des plateformes de recherche académique axées sur les REI identifiées dans le travail de cartographie.

Tableau I-2: Caractéristiques principales des réseaux électriques des plateformes mentionnées

Plateforme	Type (AC, DC, les 2)	Réseau puissance (<10kVA, >50kVA, >200kVA)	HTB/HTA/BT	Tension (230V, 400V, 20kV, 400kV)	Sources pilotables (Alimentations, PV, Eolien, Hydro, gaz, tout)	Charges pilotables (Machines tournantes, résistances, Home,)	Stockage (Batteries, Véhicule électrique, volant inertie, hydrogène, STEP)	Lignes (réelles, émuloées, simulées, non)	Topologie réseau (maillé, radial, reconfigurable)
PREDIS	AC	>50kVA	HTA/BT	400V	tout	tout	non	émuloée	tout
PRISMES	AC, DC	>200kVA	HTA/BT	400V, 20kV	tout	habitat	oui	non	non
ADREAM	AC	>200kVA	BT	400V	tout	habitat	oui	non	non
MYRTE	AC, DC	>200kVA	BT	400V, 20kV?	Hydrogène, PV, Eolien	tout	Hydrogène, Batteries, volant d'inertie	non	radial
ENERGIE REPARTIE	DC, AC	>50kVA	HTA/BT	400V	tout	tout	non	réelles	tout
Smart RAO et Smart Factory building	AC	>200kVA	BT	400V	tout	habitat	oui	non	non
Fluid Power Centres in Europe, FPCE	NC	NC	HTB	400kV	tout	tout	-	non	-
Microgrid MTDC	DC	<10kVA	BT	400V	tout	tout	oui	non	Multi terminal
Concept grid	AC, DC	>200kVA	HTA/BT	400V	tout	tout	-	réelles	-
HydroPhil	AC	>50kVA	HTA/BT	400V	Hydro	tout	Step	non	non
CremHyg	AC	>50kVA	HTA/BT	400V	Hydro	tout	Step	non	non
GreEn-ER	AC	>50kVA	BT	400V	tout	habitat	Batterie	non	non

I.4.3. Verrous de recherche scientifique identifiés sur les plateformes françaises

A partir des analyses cartographiques précédentes, différents axes de recherche ont pu être identifiés. La Figure I-17 montre des axes de recherche associables à chacune des plateformes nationales citées. Ces axes ont été décrits en relation avec la plateforme « SGInterop » que nous décrivons en fin de chapitre.

Axe de recherches	Plateformes Françaises identifiées										
	A D R E A M	C o n c e p t	C r e m H y g	R E P A R T I E N E R G I E	G r e e n - E R	H y d r o P h i l	I n S s E t G i r i u t e	M i c r o D C g r i d	M Y R T E	P R E D I S	P R I S M E S
DER et systèmes cyberphysiques	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Management réseaux de distribution		X		X						X	
Validation de systèmes holistiques et leur interopérabilité					X					X	X
Méthodologie et outils de cosimulation des réseaux cyberphysiques					X		X	X		X	X
Stockage énergie	X	X	X	X		X		X	X		X
Mobilité électrique		X			X		X				X
TIC et standard	X							X	X	X	X
Cyber sécurité										X	
Gestion de l'offre et de la demande		X	X		X				X	X	X

Figure I-17: Carte méta-heuristique des axes de recherches identifiés pour les plateformes académiques françaises.

La synthèse présentée sous forme de carte méta-heuristique a permis de cartographier les 9 thématiques de recherches suivants :

- DER et systèmes cyber-physiques (stratégie de contrôle...)
- Management Réseau de distribution (Fonctions avancées, planification)
- Validation des approches de systèmes holistiques et leur interopérabilité
- Méthodologie et outils de co-simulation des réseaux cyber-physiques (HIL CHIL, PHIL)
- Stockage de l'Énergie
- Mobilité Électrique
- TICS et standards
- Cyber sécurité
- Gestion de l'offre et la demande

Parmi l'ensemble de ces axes de recherche, un focus est fait dans le Tableau I-3 sur les travaux que nous menons dans le cadre de cette thèse.

Tableau I-3 : Extraction simplifiée de la bibliographie centrée sur notre étude

Axes de recherche	Références
La gestion des ressources d'énergie distribuées et systèmes cyberphysiques	[61]-[76]
Le management des réseaux de distribution	[77]-[81]
Les validations des approches de systèmes holistiques et leur interopérabilité	[82]-[88]
La méthodologie des systèmes Hardware in the Loop (HIL, PHIL, CHIL)	[89]-[92]

Beaucoup de publications scientifiques font références à la gestion des ressources d'énergies distribuées (Distributed Energy Ressources Management ou DERM en Anglais). Nous avons recensé dans cette section celles qui paraissaient les plus pertinentes en rapport à notre projet. Nous avons complété cette recherche avec la gestion des systèmes cyberphysiques (cf. annexe A I-3). Dans l'axe de recherche consacré au « management des

réseaux de distribution » (annexe A I-4), les articles [77] et [78] font un inventaire sur les automatisations de fonctions avancées de conduites des réseaux. [79] est un standard décrivant les fonctions avancées telles que le réglage de tension et fréquence sur le réseau de distribution tenant compte de l'insertion de GEDs. Nous aborderons au chapitre III principalement les fonctions avancées de réglage de tension et de reconfiguration dynamique. Alors que beaucoup de références traitent de la gestion d'énergie distribuée [80], l'étude [81] se positionne sur la gestion distribuée de l'énergie au sein des réseaux de distribution reposant sur des architectures centralisées historiquement déployées. Depuis quelques années, beaucoup de domaines de la science se consacrent aux systèmes interopérables présentant une sémantique et des architectures souvent fondées sur des ontologies comme le montre par exemple le secteur médical [82], qui traite de l'internet des objets. Cette analyse reste similaire à différents domaines d'études. L'annexe A I-5 recense l'analyse faite dans le cadre de cet axe. Concernant l'interopérabilité au niveau des REIs et comme présenté dans l'annexe des plateformes technologiques de R&D, certaines traitent de l'interopérabilité des systèmes comme le démontre le JRC à Petten avec SGILab [83]. [83] propose une structure visant à améliorer l'interopérabilité en utilisant les concentrateurs de données et les AMIs. Toujours dans le cadre des études menées par le JRC à Ispra en Italie, l'étude [84] aborde une proposition d'architecture sur leur plateforme EPIC. Celle-ci couple systèmes multi-physiques et simulations en comparaison avec une étude bibliographique intéressante sur les plateformes cyber-physiques. Cette étude est centrée sur la cybersécurité de ces plateformes. Les chapitres III, IV et V aborderont l'ensemble des méthodes et outils pour une interopérabilité de plateforme. [86] traite d'une approche « SCADA as SaaS » (dans lequel le SCADA est considéré comme un service) et propose une approche holistique fondée sur des services pour les plateformes microgrids. Elle propose une architecture SCADA reposant sur un cloud privé satisfaisant divers besoins dans le cadre spécifique de l'interopérabilité de plateformes microgrids. De ces études, découlent deux travaux [87] et [88], traitant de deux cas d'application, présentant respectivement une approche holistique pour les systèmes cyber-physiques à grande échelle avec de très fortes indépendances [87] et l'implémentation d'un SCADA adaptatif conforme au CIM (Common Information Model) [88]. Ces études permettent de se focaliser sur les méthodologies des simulations ultimes temps réels présentées dans la section ci-dessous. Des présentations faites ci-dessus, une thématique découle sur les outils et méthodes pour la simulation temps-réel ultime. L'Annexe A I-7 rassemble les éléments bibliographiques liés à cette sous-section. Alors que [89] donne un aperçu des techniques de simulation disponibles pour prendre en charge l'analyse des communications dans les réseaux électriques intelligents, les travaux de [90] permettent de dresser une analyse exhaustive des outils de simulations et de co-simulations pour les Smart Grids. [91] se focalise sur les approches des améliorations de la simulation temps réel de type PHIL pour l'implémentation de GEDs sur le réseau électrique. [92] présente des méthodologies de co-simulation utilisant l'outil Mosaik pour évaluer comment une surveillance sensible aux processus peut augmenter la sécurité des réseaux SCADA décentralisés dans les réseaux électriques. Dans le même registre, l'étude menée dans le cadre du projet européen ERIGRID [93] propose un concept méthodologique de test pour les infrastructures de puissances. Le travail de [94] propose une méthodologie pour modéliser et simuler un réseau de distribution à moyenne échelle (comprenant plusieurs départs) dans un environnement multi-cœur en temps réel avec le simulateur temps réel RTlab d'OPAL RT. Le chapitre III de la thèse, proposera une méthodologie nouvelle sur le concept de APSHIL.

En faisant un focus sur l'état de l'art précédemment présenté sur les plateformes de type microgrid et Smart Grid, un échantillon de ces plateformes a été observé sur leurs contributions scientifiques afin de positionner la plateforme PREDIS. Les thématiques des microgrids traitées par l'université d'Arkansas [104] sont très axées sur les systèmes de conversion d'énergie mettant en exergue les topologies de convertisseurs sur les réseaux haute tension. En revanche, l'approche de [105], de NTU Singapour, présente des développements de solutions optimales pour maximiser la pénétration de renouvelable sur l'île de Semakau. Les études de l'université d'Aalborg [106] se concentrent sur les topologies et les contrôles de microgrids. Dans la littérature et à l'échelle internationale, l'étude de « CERTS Microgrid » [107] est concentrée sur les problématiques de protection et de resynchronisation d'îlot (connexion de deux microgrids et de statisme). L'étude [108] de 2017 de NTUA Aristote University, présente une plateforme pédagogique centrée sur les études de microgrids utilisant principalement des aspects PHIL, permettant de montrer les effets des insertions massives de GEDs, les contrôles de tensions et les études de court-circuit. L'Université de Science et de Technologie de Wuhan [109] utilise une plateforme orientée Smart Grid pour la simulation de systèmes et de réseaux électriques. Cette infrastructure est très proche du centre PREDIS par sa taille et sa capacité à intégrer des algorithmes de contrôle. L'institut IMDEA Energy propose des travaux sur un laboratoire expérimental de type PHIL, couplée à une plateforme Smart Energy Informatic Lab [110]. Elle traite de différents cas d'études en intégrant des convertisseurs et du stockage. D'autres approches sur le contrôle des microgrids et du réglage primaire de fréquence sont également réalisées dans le cadre de [111]. Les études du LSPE [112] se consacrent principalement au vecteur hydrogène et à l'ensemble du microgrid avec des solutions de stockage variées. Les thématiques décrites ci-après s'apparentent plus à la vision Smart Grid dans son ensemble. L'EPRI aborde dans [77] une plateforme collaborative sur les thèmes DERs, contrôle et planification utilisant l'outil OpenDSS. SGllab [114] propose des méthodes d'amélioration pour la gestion de l'offre et de la demande en intégrant les problématiques de l'interopérabilité de systèmes et utilisant les AMI (Advanced Metering Infrastructure en anglais), l'insertion de véhicules électriques et la forte pénétration d'EnRs. Compte-tenu de l'arrivée massive de l'électronique de puissance dans les réseaux électriques, [115] étudie principalement l'impact des harmoniques de courant sur la qualité du réseau d'énergie électrique. Depuis quelques années, beaucoup de plateformes de recherche intègrent la dimension éducation pour appréhender de plus en plus la vision « système de système ». A ce titre, [116] traite essentiellement de co-simulation en distinguant les aspects composants, système électrique, les TICs et la gestion par SCADA. Enfin, beaucoup d'études telles que [116] se consacrent au déploiement de modèles à partir de capteurs réels sur des Smart buildings avec une vision système. PREDIS se positionne à la frontière sur un axe transverse traitant à la fois des thématiques liées aux microgrids et Smart Grids. Elle est complémentaire avec les plateformes précédemment citées et met l'accent sur les outils et méthodes qu'elle peut mettre à disposition concernant la co-simulation, les topologies de réseaux, et elle a l'avantage d'avoir une infrastructure capable de se coupler aux autres par l'intermédiaire des architectures et infrastructures décrites dans le manuscrit. PRISMES se positionne quant à elle sur l'étude des EnR (PV), la gestion du véhicule électrique, le bâtiment ainsi que les solutions de stockage. Elle complète la vision système de PREDIS et elles montrent à elles deux, de grandes complémentarités. La section suivante présente un bref aperçu du positionnement de PREDIS dans les projets de recherche ainsi qu'un résumé de l'objectif du projet SGInterop.

I.5. De PREDIS au centre des projets d'interopérabilité avec d'autres plateformes de recherche académique

L'évolution de PREDIS tend vers un système non centralisé conçu comme une plateforme ouverte, interopérable, labellisée et normalisée, accessible par des tiers utilisateurs pour des activités de R&D&I et de formation. Les projets en lien avec le manuscrit et dans lesquels nous proposons des méthodes et outils pour une interopérabilité d'infrastructures de recherches sont décrits en Figure I-18.

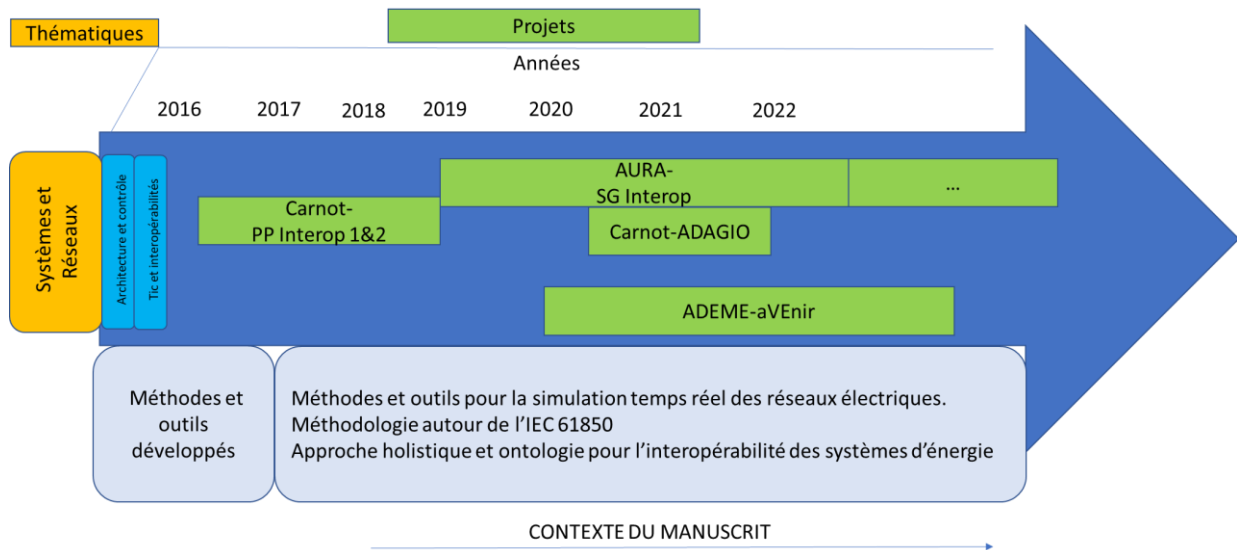


Figure I-18: Corrélation synthétique des projets de recherche sur l'interopérabilité en lien avec PREDIS: Affichage des méthodes et outils proposées

Le projet SGInterop, financé principalement par la région Auvergne-Rhône Alpes et plus longuement introduit dans le chapitre V, s'appuie sur plusieurs plateformes clefs :

- La plateforme PREDIS traitant des REIs dans son ensemble.
- La plateforme PRISMES traitant de la production et stockage de l'énergie solaire.
- La plateforme CREMHyG traitant de la production et du stockage hydraulique.
- La plateforme GreEn-ER traitant de la thématique de bâtiment intelligent.

La Figure I-19 décrit une vision schématique du projet « SGInterop » en mettant en avant les complémentarités des plateformes ainsi que leur vocation à proposer des recherches de la formation et de l'expertise industrielle. L'atout principal de ce campus d'expérimentation est la complémentarité des usages énergétiques proposés par les 4 plateformes, usages et pratiques autour des processus de la production décentralisée d'énergie à base d'EnR dont l'hydraulique, de réseaux de distribution et de ses composants et procédés, notamment les bâtiments, du transport par véhicule électrique et le stockage de réserves pour les services systèmes.

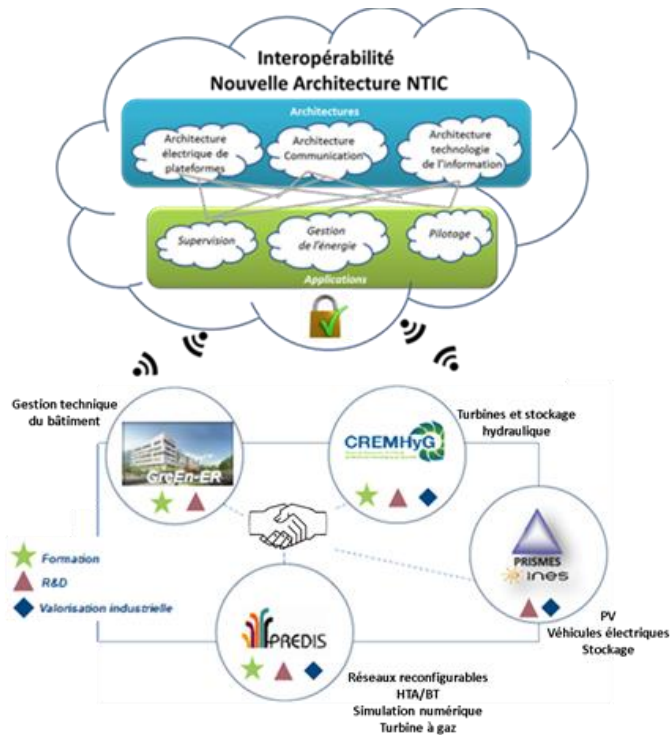


Figure I-19: Concept d'interopérabilité dans un contexte local « SGInterop »

I.6. Conclusion

Après avoir analysé les principales feuilles de route énergétiques sur les réseaux électriques intelligents, un focus spécifique a été réalisé sur l'interopérabilité dans le domaine des réseaux d'énergie. Pour cela, nous avons réalisé un inventaire des plateformes microgrids et Smart Grids dans un contexte Européen et Français. En enrichissant notre recherche bibliographique sur ces plateformes, nous avons identifiés des verrous scientifiques afin de montrer l'utilité et l'apport de telles plateformes pour la validation de preuve de concept. La fin du chapitre s'est consacré à une très brève présentation des projets en lien avec l'interopérabilité du centre PREDIS et de sa plateforme de « Réseaux d'énergie reconfigurables ». Nous enchaînerons dans le chapitre suivant par la présentation technique et scientifique de l'infrastructure de recherche PREDIS centrée sur les systèmes et réseaux d'énergie reconfigurables (se fondant principalement sur le vecteur Electricité). Cette description illustre l'ensemble des développements qui ont permis de mettre en exergue les thèmes de recherche précédemment décrits (à savoir, la gestion des énergies distribuées, le management des réseaux de distribution, l'approche holistique pour les systèmes interopérables (REI), et les méthodologies concernant les méthodes HIL ou Hardware In the Loop au sens large). Elle permettra de bien appréhender les développements proposés dans les chapitres III à V.

Chapitre II. : Les réseaux d'énergie reconfigurables du centre de plateformes technologiques Smart Grid PREDIS

II.1. Introduction

Ce chapitre vise à présenter le cas d'étude que nous envisageons pour proposer nos différents outils et méthodes pour la simulation et l'émulation ultime temps réel des réseaux d'énergies. Nous nous focaliserons principalement sur l'outil PREDIS et ses « réseaux d'énergie reconfigurables » que nous utiliserons pour valider nos concepts. Dans le chapitre précédent, une recherche bibliographique autour des plateformes « Smart Grid et Microgrid » nous a permis de faire une photo à « l'instant t » des développements engagés et des outils et méthodes proposées pour les principales plateformes identifiées au niveau national européen et international. Elles répondent à des besoins de recherche et de formation différents. Nous notons qu'il est d'un grand intérêt de faire inter-opérer ces plateformes car elles couvrent des domaines d'applications variés et complémentaires. Différents axes se dégagent pour proposer des outils de modélisation en rapport à ces moyens expérimentaux. Parmi ceux-ci, le projet européen H2020 ERIGrid [117] propose les thématiques suivantes :

- Installations d'énergies renouvelables distribuées
- Approche et validation de systèmes holistiques
- Outils de co-simulation et méthodologie « Hardware In the Loop » (HIL)
- Tests multi sites
- Formation et recherche

Le centre PREDIS (Production et Réseaux d'Energie DIStribués) [119] que nous allons présenter ci-dessous aborde l'ensemble de ces axes.

II.2. Centre PREDIS

Au début des années 2000 et avec l'arrivée de la transformation du réseau électrique, incluant les différents changements majeurs (dérégulation, bidirectionnalités du flux d'énergie, arrivée massive des EnR, flexibilité de la charge dans les réseaux électriques), le laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (LEG, devenu G2Elab), en partenariat avec l'école d'ingénieurs ENSIEG (devenue ENSE³), a fait le choix de créer un centre de plateformes technologiques nommé PREDIS. PREDIS est un centre de recherche, de formation et d'innovation sur l'énergie distribuée, plus précisément, un outil de démonstration sur la gestion intelligente de l'énergie, représentant des réseaux physiques au plus proche des réseaux réels, reliant différents moyens de production d'énergie décentralisée à différents usages au travers d'un système expert de supervision. PREDIS se compose de 11 plateformes technologiques orientées métiers, classées en deux groupes : les plateformes de référence de l'outil expérimental (plateformes à thématique Smart Grid proprement dite représentées en Figure II-1) et les plateformes transversales (plateformes abordant les notions scientifiques et

d'ingénierie nécessaires à l'étude des Smart Grids). Ce centre est ainsi un outil d'expérimentations sur la gestion intelligente de l'énergie, reliant notamment différents modes de production d'énergie décentralisée à différents usages au travers d'un système de supervision.

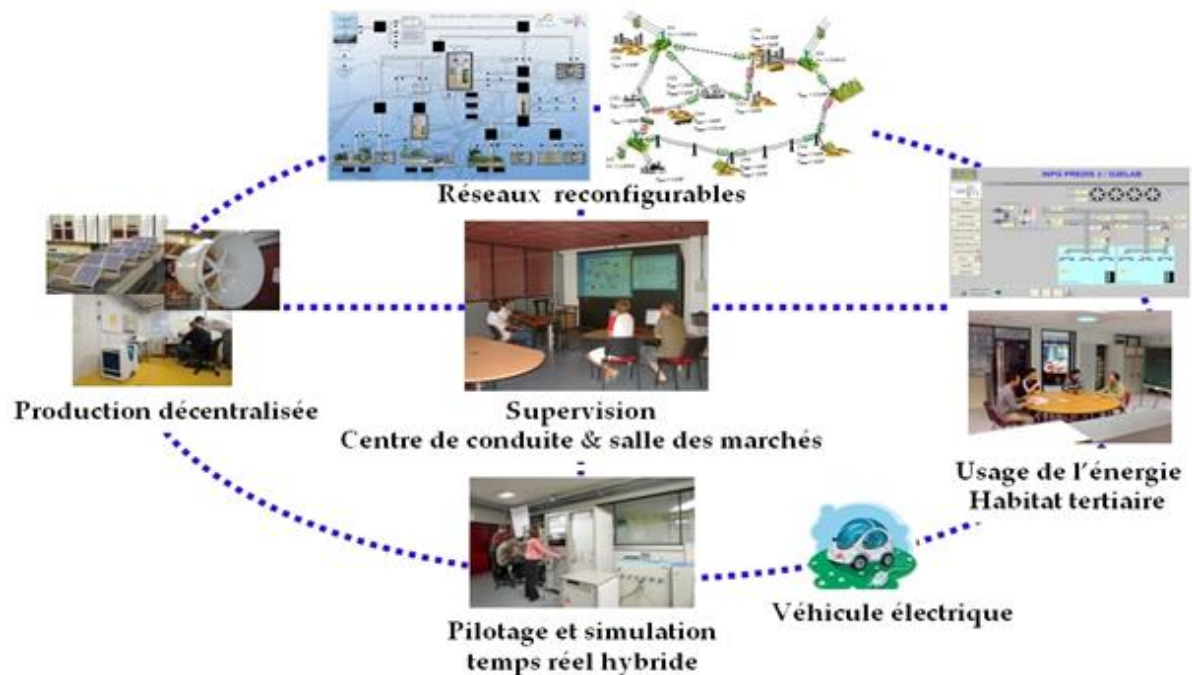


Figure II-1 : Les plateformes de référence du centre PREDIS

Les développements du centre PREDIS ont découlé en parallèle de nombreux projets de recherches (principalement européens). Par exemple, le projet CRISP [120] abordait les nouvelles architectures de réseaux organisés en cellules (infrastructures critiques électrique et informatique couplées), le projet FENIX [121] a traité de l'intégration des productions dispersées dans les systèmes électriques et dans les marchés grâce à des mécanismes d'agrégation à grande échelle. L'ensemble de ces points, liés aussi à la dérégulation des marchés, ont permis de voir apparaître de nouveaux concepts d'exploitation et de conduites de réseau, dans le but de les rendre plus flexibles et plus rapides. Le projet INTEGRAL [98] a été la démonstration de la continuité de ces concepts au sein du centre PREDIS. Enfin, la conception massive des plateformes de démonstrations dans le monde autour des Smart-Grids, a ouvert une voie de recherche sur les systèmes interopérables. Parmi ceux-ci, les projets PPINTEROP 1 et 2 [124] ont permis d'aborder la réflexion de connexion de ces différents outils expérimentaux au travers d'outils et méthodes (co-simulation par exemple) décrits récemment dans le projet ERIGRID [125].

II.3. Démarche de conception de la plateforme Réseaux d'énergie reconfigurables de PREDIS

II.3.1. Présentation succincte de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables »

La plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » du centre PREDIS est un outil unique en France et sera l'objet considéré pour le manuscrit. C'est un système de micro-réseaux électriques intelligents à échelle réduite en puissance et/ou en tension, mais respectant un facteur d'échelle pour reproduire de la façon la plus réaliste possible des

réseaux de distribution réels. Ces micro-réseaux sont pilotés par un système de supervision de type SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Cet outil de recherche est destiné à valider des preuves de concepts (validation de fonctions avancées de réseaux, validation de modèles numériques de réseaux électriques et d'équipements réels), mais il a également une vocation pédagogique pour initier les étudiants à la problématique des réseaux électriques et à leur modélisation selon les phénomènes observés et étudiés. Ces micro-réseaux triphasés ont une puissance apparente de 30 kVA sous 400 V. L'architecture de PREDIS permet d'accueillir jusqu'à six réseaux électriques d'études (résumés dans le Tableau II-1), mutualisant tous les mêmes consommateurs et producteurs réels.

Tableau II-1 : Ensemble des réseaux d'énergie électrique du centre PREDIS.

Réseau de Transport RT-PREDIS	Réseau de distribution RD-PREDIS	Réseau Industriel RI-PREDIS	Réseau de quartier RQ-PREDIS	Réseau hybride AC/DC RH-PREDIS	Réseau Avion RA-PREDIS
Réseau AC actuellement simulé et émulé autour d'un centre PHIL	Réseau moyenne tension AC analogique réel à géométrie variable	Réseau BT AC analogique représentant un réseau industriel (données provenant d'un site industriel réel)[132]	Réseau à l'échelle du quartier de la presqu'île scientifique EcoSesa	Réseau DC/AC actuellement simulé et émulé autour d'un centre PHIL et en cours de développement à l'échelle réduite	Réseau actuellement simulé principalement en AC 115V/400Hz et en DC 28V et 400V

Aujourd'hui deux micro-réseaux sont opérationnels : RI-PREDIS et RD-PREDIS, et un micro-réseau basse tension DC/AC (RH-PREDIS) est en cours de développement. La démarche et la méthodologie de conception de ce centre névralgique des réseaux électriques intelligents est abordé dans la section qui suit.

II.3.2. Méthodologie de conception

Nous présentons dans cette section la méthodologie que nous avons développée et employée. Celle-ci a été construite dans le but d'un déploiement de plusieurs réseaux électriques à échelle réduite (Figure II-5) pour répondre à des problématiques de recherche et d'enseignement. Dans les six réseaux initialement réfléchis pour le développement de PREDIS, plusieurs questions se sont posées, à savoir :

- Quelles échelles doivent avoir ces réseaux réduits ?
- Quel coût (OPEX et CAPEX) cela représentera ?
- Peut-on mutualiser des éléments, des parties de réseaux, lignes consommateurs producteurs ? Si oui quels impacts cela auront-ils sur le coût, la complexité, et le gain apporté en terme de mise en œuvre et d'utilisation ?

Ces dernières interrogations nous ont naturellement amenées à réfléchir à une méthodologie de conception, incluant différentes phases du dimensionnement de l'ensemble de ces réseaux. Une démarche holistique a été nécessaire pour prendre en compte les réseaux dans leur globalité avec leurs spécificités qui se veulent hétérogènes d'un réseau d'énergie à l'autre. Afin de présenter au mieux cette méthodologie, nous proposons d'expliquer les différentes parties de celle-ci avec en tête l'objectif que l'ensemble de ces outils puissent être facilement reproduits par la communauté scientifique. Le Tableau II-2 recense six principales étapes allant de la définition et l'architecture de réseaux, aux simulations de différents échelles pour proposer une réflexion concrète sur les facteurs de réduction d'échelle et leur représentativités. Cette démarche a dû être réalisée pour l'ensemble des réseaux électriques

de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables », en intégrant la dimension de mutualisation d'équipements de chaque réseau électrique.

Tableau II-2 : Principales étapes de dimensionnement pour la réduction d'échelle de la plateforme «Réseaux d'énergie reconfigurables » de PREDIS

Réseaux électriques ou systèmes énergétiques concernés ?	Spécifications
Définition	-Paramètres généraux (Scc, Sref, f(w), Un, S) -Impédances des lignes -facteur d'échelle -Impédance de court-circuit réseau amont -Lignes et modèles -Charges (nature, type et modèles associés) -Producteurs (nature, type modèles associés)
Architecture	-Réflexion sur les topologies -Maillée ou radiale, DC ou AC -Agrégations des producteurs et consommateurs ?
Réduction d'échelle	-Etude par critères pour la réduction échelle (compromis entre cout, volume, représentativité, courant admissible, puissance de l'installation...)
Simulations	-Réflexion sur les outils appropriés selon les études ciblées (dynamique ou statique) -Figurer une échelle et identification d'un réseau de référence.
Validations	-Représentativité statique et/ou dynamique ou les deux. -Représentation du plan de tension et/ou de fréquence
Commentaires	-Intérêt de la mutualisation ? et définition de la méthode de mutualisation

Pour mener à bien nos études, plusieurs logiciels ont été utilisés, comme Eurostag et Matlab pour les études sur les réductions d'échelles et Mathcad pour les dimensionnements et l'étude des mutualisations de ligne et producteurs. L'organigramme de la figure ci-dessous synthétise les étapes de la démarche de conception des réseaux électriques reconfigurables. La Figure II-2 reprend les six étapes décrites dans le Tableau II-2. A chacune de ces étapes numérotées par des bulles bleues avec des chiffres romains, sont décrites toutes les études que nous avons réalisées pour créer la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables ». Ces études concernent les topologies, l'intelligence de pilotage de ces réseaux, la mutualisation et l'agrégation (considérant les lignes, producteurs et consommateurs), la réduction d'échelle pour l'ensemble des réseaux de la plateforme (étapes I, II, III).

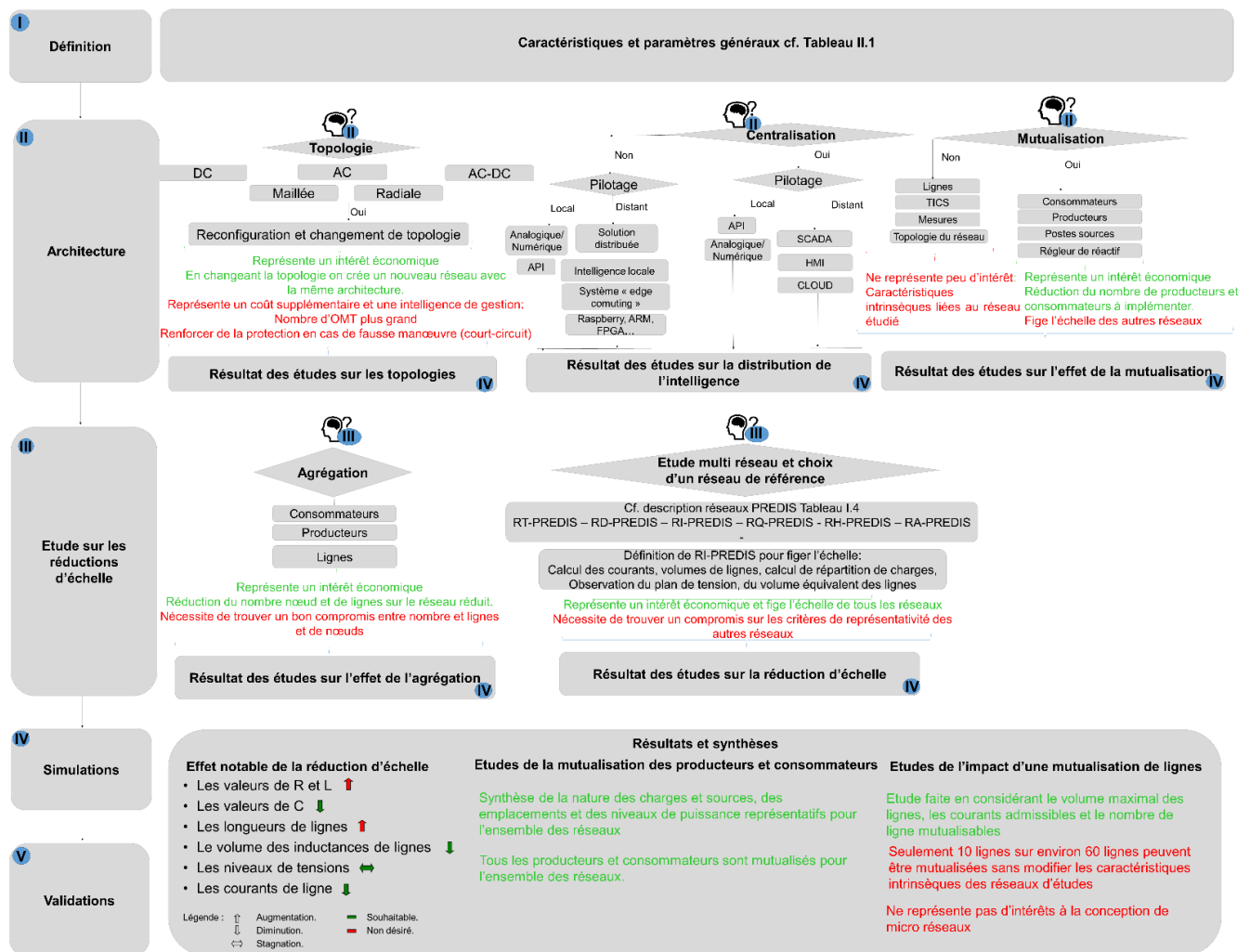


Figure II-2 : Organigramme général de la méthode de conception de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables »

Les étapes IV et V permettent de conclure sur les résultats des simulations pour les études de conception de tous les réseaux de la plateforme. Ils regroupent les effets notables de la réduction d'échelle, l'intérêt de mutualiser les producteurs et les consommateurs pour l'ensemble des réseaux d'énergie, ainsi que l'importance de ne pas mutualiser les lignes pour chaque réseau étudié, celles-ci représentant finalement des caractéristiques trop changeantes et déterminantes d'un réseau électrique à l'autre.

II.3.3. Plateforme Réseaux d'énergie reconfigurables en détail

Le schéma de l'architecture complète des plateformes Smart Grids « cœur » de PREDIS est décrit ci-dessous :

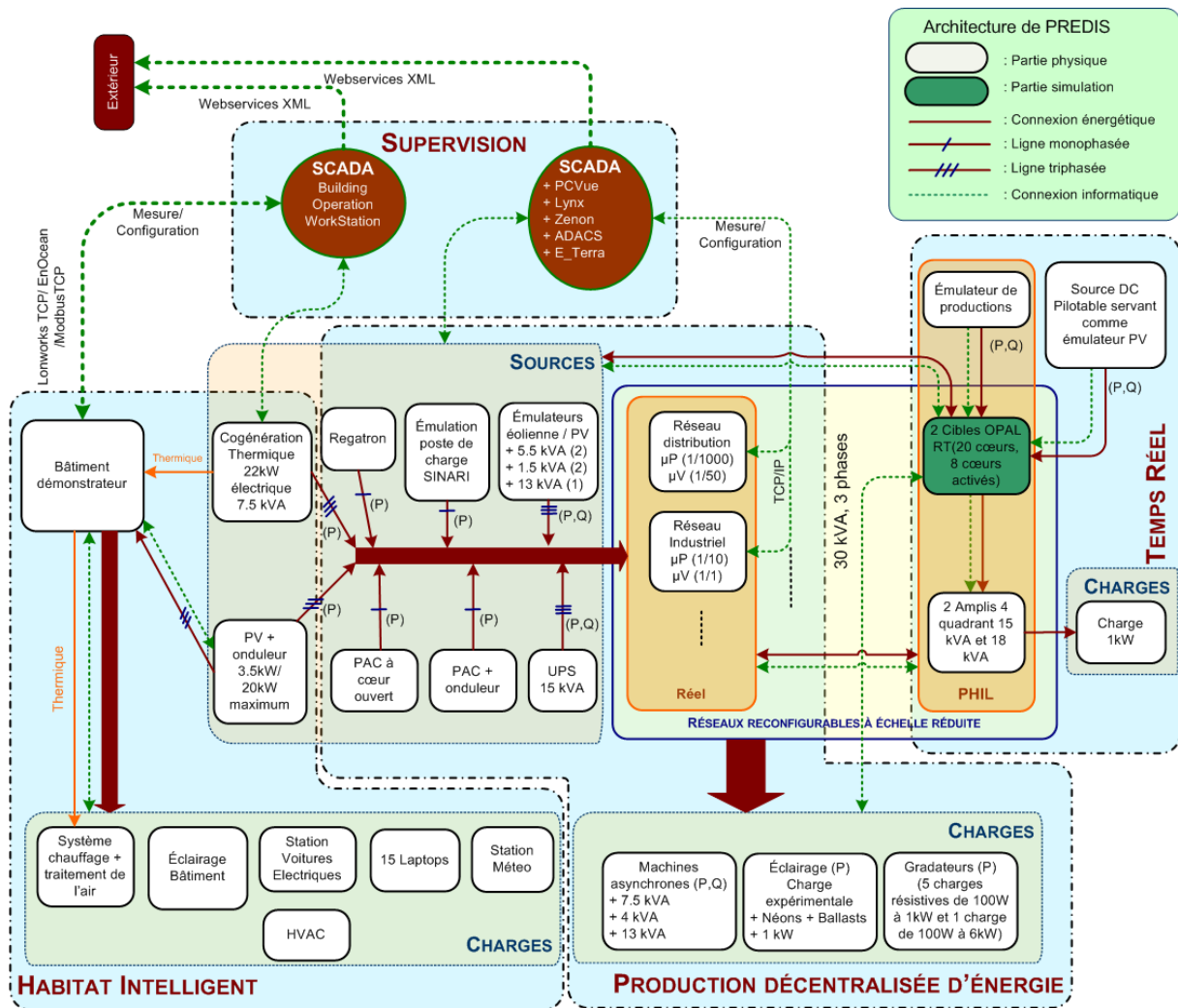


Figure II-3 : Architecture d'interconnexion détaillée complète des plateformes Smart Grids de PREDIS

Cet ensemble peut être considéré comme un système cyber-physique à échelle réduite. Cette plateforme a connu de nombreuses évolutions qui seront détaillées au chapitre III, IV, et V. Ces évolutions majeures renforcent sa position interopérable en lien avec d'autres structures de recherche. L'architecture de la Figure II-4 aborde la structure des réseaux reconfigurables de PREDIS. Dans la suite de ce chapitre, le focus est fait sur la présentation du réseau RD-PREDIS et d'une sous-station intelligente (partie intégrante de RD-PREDIS), à savoir :

- Le réseau de distribution (représentant un réseau moyenne tension) est appelé RD-PREDIS (cœur de notre étude exploitation abordée au chapitre III et V)
- La sous-station intelligente abordée dans le chapitre IV est un émulateur de poste source HTB/HTA initialement développé dans le cadre du projet ANR SINARI [136] (représentée en image à l'interface de la couche violette TICS, et de la couche verte Réseaux électriques de la Figure II-4).

Pour l'ensemble des réseaux reconfigurables du centre PREDIS, des études de réduction d'échelles ont été menées [126],[127]. Pour une meilleure représentation de la couche analogique des micro-réseaux (couche représentée en vert en Figure II-4), beaucoup de similitudes (électriques, mécaniques, magnétiques) ont été étudiées utilisant le retour d'expérience d'EDF [128]. La couche rouge décrit l'implémentation des automatismes permettant les configurations et les contrôles locaux. Les couches supérieures représentent le pilotage de type SCADA implémenté et l'organe intelligent des fonctions avancées (couche

violette). Ces deux couches supérieures échangent des données en OPC UA. Les évolutions des implémentations de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » représentées par les nuages bleus (PHIL) et « Cloud Smart Grid Interop » seront respectivement abordés au chapitre III et au chapitre V).

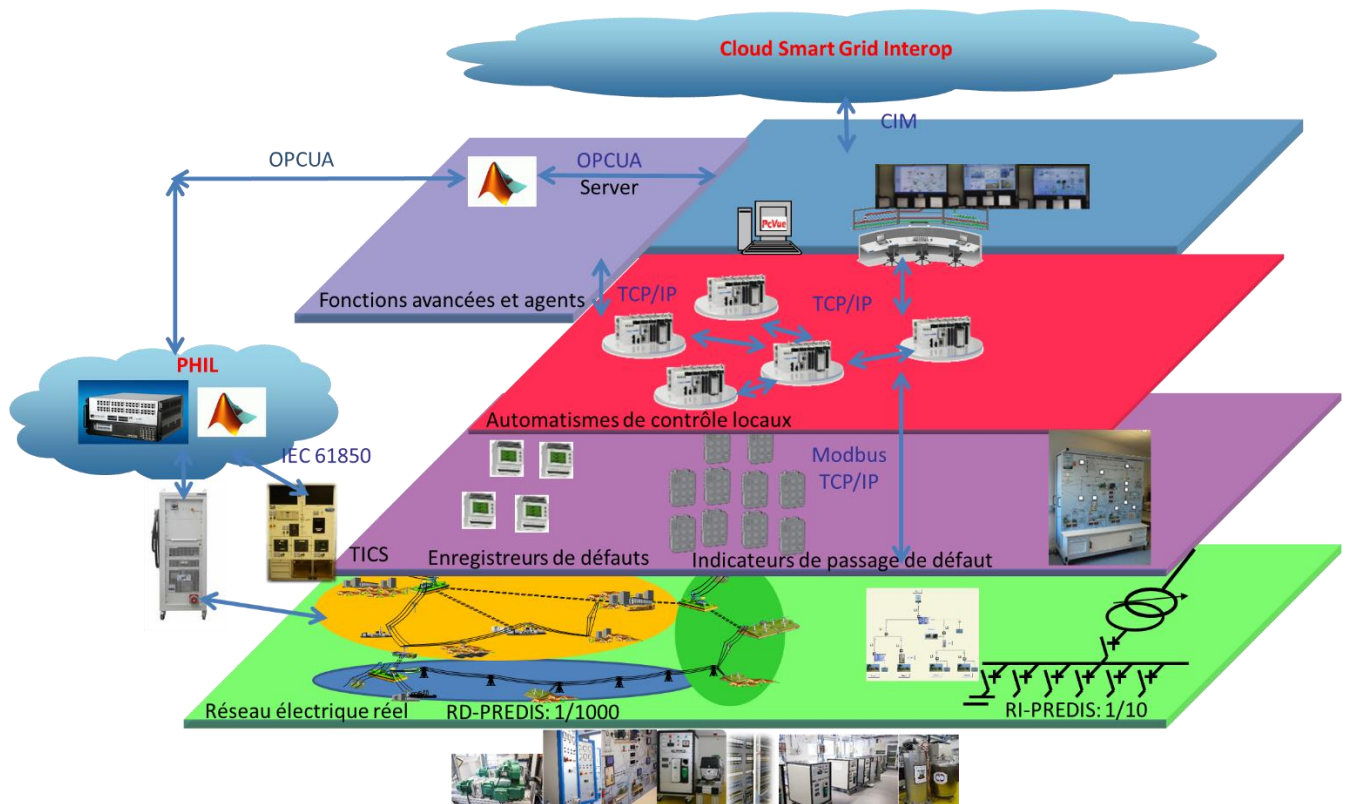


Figure II-4 : Présentation simplifiée de l'architecture de la plateforme Réseaux d'énergie reconfigurables

Le configurateur de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » de PREDIS permet de sélectionner le réseau d'étude concerné et d'affecter les différents producteurs et consommateurs au réseau étudié. Cet organe intelligent permet de sélectionner le réseau électrique via l'automate principal de reconfiguration (couche « Automatismes de contrôle locaux » en rose sur la Figure II-4). La gestion des alimentations des simulateurs de charges et sources (Sch sur la figure ci-dessous) est faite par un circuit séparé pour ne pas fausser les bilans de puissance. La structure générale de gestion de la configuration est décrite en Figure II-5.

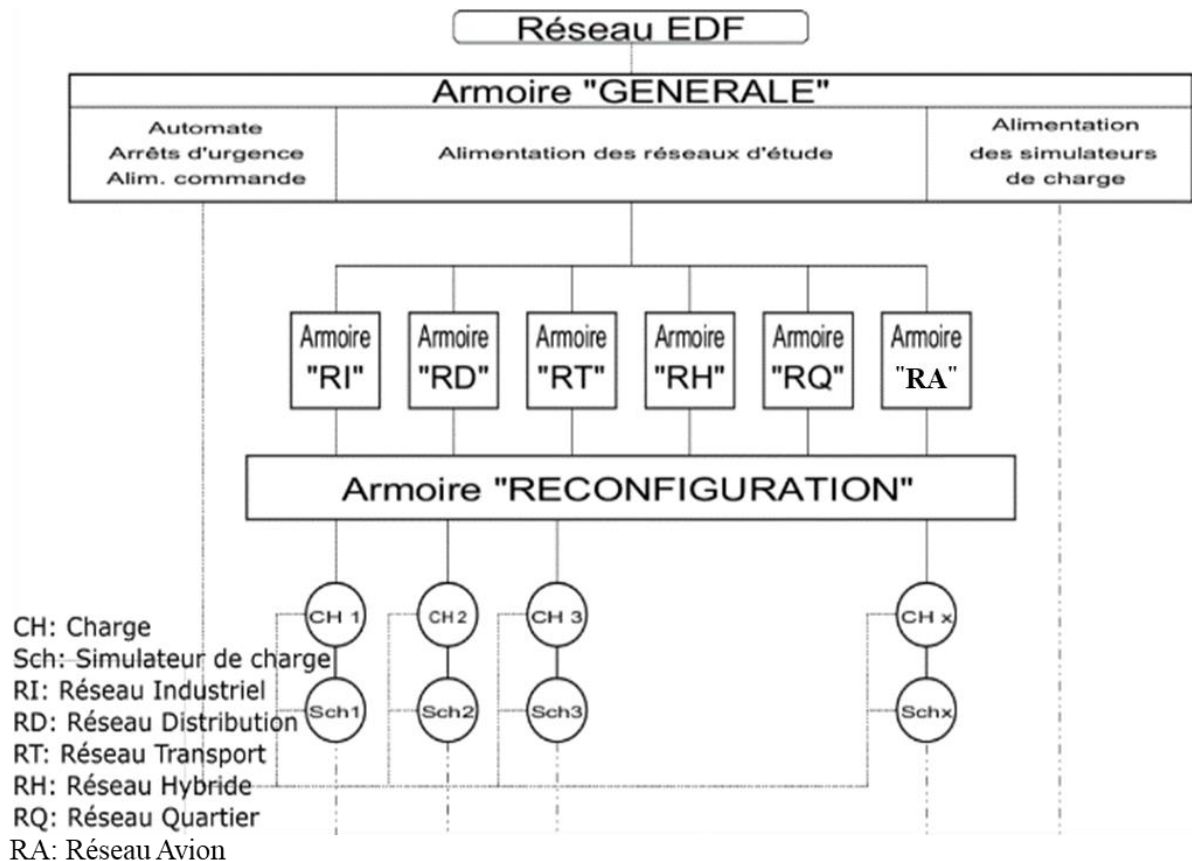


Figure II-5: Architecture de l'organe de sélection des micro réseaux intelligents PREDIS [127]

L'ensemble des charges et sources de PREDIS sont mutualisées pour tous les réseaux d'études (résultat des études de mutualisation présenté en section précédente). Une possibilité d'extension cyber-physique est donnée aux réseaux analogiques réels, en couplant un simulateur numérique de réseaux électriques temps réel (système RT Lab d'OPAL RT), au travers d'un amplificateur 4 quadrants. Cette option représentée à gauche dans la Figure II-4, permet d'aborder des expérimentations de type PHIL (Power Hardware In the Loop) comme décrit dans [91] et [129]-[131]. L'originalité de cette approche réside en la connexion de systèmes ou de réseaux physiques à un réseau entièrement simulé (décrit en chapitre III). Le détail des protocoles des communications (non exhaustif) est représenté par des flèches bleues sur la Figure II-4. Différentes couches sont développées et mises en œuvre allant de la couche de terrain (réseaux électriques réels à échelle réduite tels que RD-PREDIS et RI-PREDIS) à la couche SCADA (couleur ocre). Le nuage bleu « Cloud SG Interop » représente la couche d'interopérabilité de plateformes technologiques Smart Grid distantes ; elle sera développée dans le chapitre V avec le déploiement de solutions et de méthodes pour le projet SGInterop. L'ensemble des autres couches est décrit de manière succincte tout au long de ce chapitre.

L'ensemble des réseaux d'énergie reconfigurables du centre PREDIS permet ainsi des études statiques et dynamiques et des recherches sur les méthodes outils et modèles utilisant les NTIC (nouvelles technologies de l'information et de la communication) entre autres. Celles-ci sont complétées par l'ensemble des simulations qui sont réalisées. Parmi les études statiques, nous pouvons citer quelques-unes de ces études en régime permanent que nous voulions représenter aux travers de différents outils logiciels fréquemment utilisés par la communauté (Eurostag, PowerFactory, Matlab Simulink...)

- Calculs de répartition de tensions, courants, rendement
- Calculs de répartition de charges (Load flow)
- Modélisation statique des composants du réseau
 - Modèles en loi de puissance (PQ)
 - Modèles polynomiaux (ZIP)
 - Modèles fréquentiels
- Méthodes de résolution numériques

Parmi les études dynamiques sont représentés les phénomènes liés aux :

- Etudes de stabilité des réseaux (maintien de fréquence et du plan de tension) [133]
- Etudes des défauts de différentes natures et de leurs méthodes de localisation [98]
- Etudes de transitoires [99]
- Etudes de changement de topologie (maillée, radiale) [134]
- Etudes de connexion d'îlot intentionnel [99],[101]
- Etudes de connexion d'îlot non intentionnel [102][103]

Dans le manuscrit, nous proposons des méthodes pour satisfaire les points suivants :

- L'intégration des EnR
- Les approches et validation de systèmes holistiques
- Les méthodologies et outils pour des systèmes de validation HIL évolués
- Des méthodologies pour l'implémentation de l'IEC 61850 dans un cadre d'interopérabilité (cas d'application aux sous-stations intelligentes)
- Les aspects de transfert à la formation et à l'éducation
- Le déploiement de nouveaux modèles et de nouvelles méthodes pour l'interopérabilité

Une des applications de recherche de RI-PREDIS (réseau ayant servi à figer les échelles de l'ensemble des réseaux) est détaillée en [124] et une déclinaison pédagogique est proposée en [132]. Dans la suite des sections, nous proposons de présenter de façon plus détaillée le réseau RD-PREDIS, qui sera le plus utilisé dans ce manuscrit.

II.3.4. Réseau de distribution RD-PREDIS

Le réseau de distribution (RD-PREDIS) a été initialement créé pour tester des fonctions d'auto-cicatrisation de réseaux (self-healing) dans le cadre du projet européen INTEGRAL [134]. Depuis, il n'a cessé d'évoluer pour illustrer les technologies Smart Grids pour des objectifs de recherche, formation, valorisation [133]. Il est à facteur d'échelle respecté et est piloté par un superviseur de type SCADA intégralement développé au laboratoire de Génie électrique de Grenoble (G2Elab) [119], utilisant PcVue [135], et représenté en Figure II-6.

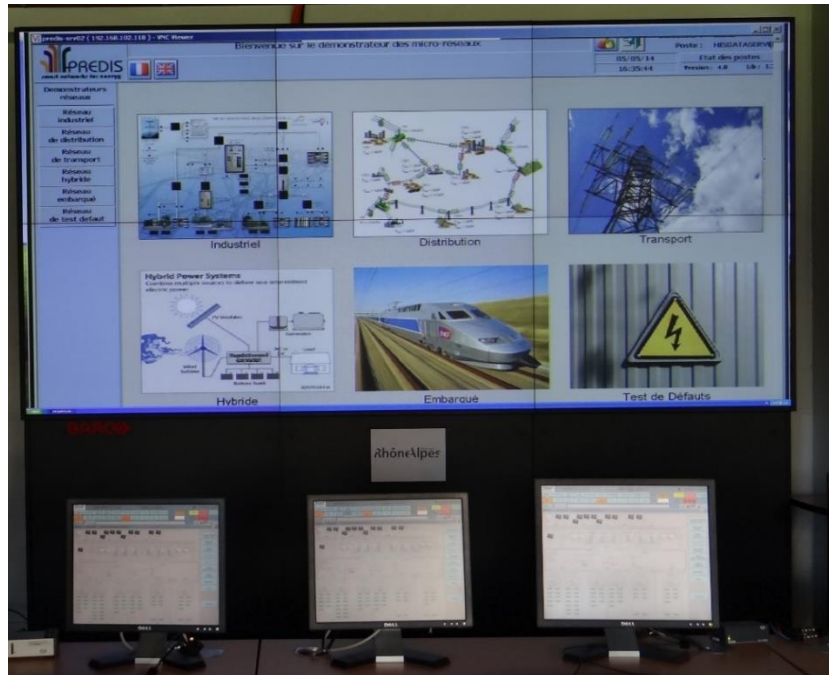


Figure II-6 : PcVue SCADA implémenté pour le pilotage de la plateforme.

RD-PREDIS comprend 17 lignes et 14 nœuds, et a une architecture maillée. Grâce à sa structure modulable, il permet d'implémenter et de tester de nouvelles méthodes d'optimisation et de modélisation sur différents cas d'applications réels. Parmi celles-ci, nous pouvons citer l'auto-cicatrisation, les réglages de tensions (VVC, OLTC), la reconfiguration dynamique, les tests de protections...

II.3.4.1. Développement des composants de RD-PREDIS

Nous proposons la description complète du système électrique (cf. couche verte en Figure II-4), c'est-à-dire tous les composants électrotechniques nécessaires pour rendre cette plateforme opérationnelle. RD-PREDIS est composé de plus de 10 000 points de connexion réels, d'environ 500 commutateurs, de 4 contrôleurs logiques programmables industriels (PLC) avec 300 entrées sorties, 130 mesures de puissance, des capteurs de courant et de tension, 10 indicateurs de localisation des défauts et un enregistreur de défauts, plus une liaison d'objet et d'intégration (OLE) associée pour le serveur OPCUA (Process Control) par poste source. Le réseau de distribution expérimental émule, à échelle réduite ($S_{base} \text{ PREDIS} = 30 \text{ kVA}$ et $U_{base} \text{ PREDIS} = 400 \text{ V}$), le comportement d'une partie d'un réseau de distribution réel HTA français ($S_{base} \text{ réel} = 30 \text{ MVA}$ et $U_{base} \text{ réel} = 20 \text{ kV}$). Il se compose de trois sous-stations HTB/HTA différentes, de trois zones représentant une consommation totale de 30 MVA (avec des caractéristiques rurales, urbaines et industrielles) et 27,25 MW de production équivalente. Une représentation graphique du réseau de distribution est donnée en Figure II-7 et Figure II-8 (en mode de fonctionnement radial) avec tous les emplacements des charges et des générateurs disponibles. Chaque ligne est équipée de deux contacteurs à ses nœuds de début et de fin. Sur la Figure II-7, les lignes pointillées ont un interrupteur ouvert pour assurer un fonctionnement radial du réseau. Selon la ligne ouverte, l'architecture radiale du réseau change. Dans RD-PREDIS, la configuration initiale du réseau est [8, 10, 12, 13, 17], ce qui signifie que les lignes 8, 10, 12, 13 et 17 sont ouvertes.

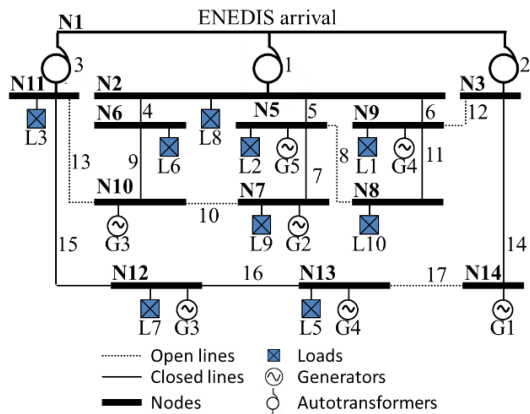


Figure II-7: Vue électrique de RD-PREDIS en configuration initiale.

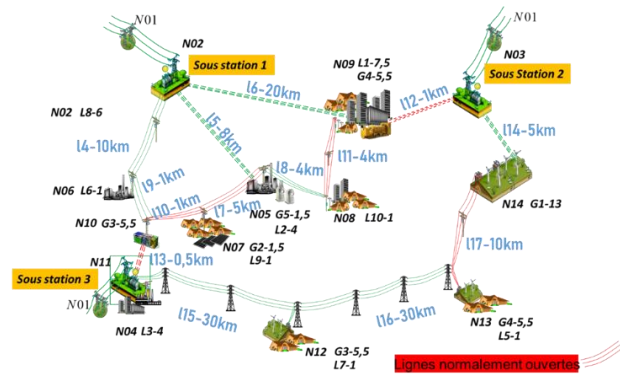


Figure II-8 : Vue d'ensemble de RD-PREDIS en représentation maillée

Les principales caractéristiques d'échelle de RD-PREDIS sont résumées en Tableau II-3.

Tableau II-3 : Principales caractéristiques de la mise à l'échelle du réseau de distribution

Caractéristiques	Réseau réel	Réseau réduit	Ratio
Puissance	30MVA	30kVA	1/1000
Tension	20kV	400V	1/50

II.3.4.1.1. Consommateurs

En tout, neuf charges peuvent être connectées au réseau de distribution. Le Tableau II-4 résume l'ensemble des caractéristiques des consommateurs.

Tableau II-4 : Caractéristiques des charges

Charges	Nœud	Type	Puissance active	Commentaires
L1	N9	Machine asynchrone	7.5 kW	– machine inductive –Couple résistant appliqué par le contrôle et pilotage de la machine DC entraînée.
L3	N11		4 kW	
L2	N5		4 kW	
L5	N13	Bancs de résistances	1 kW	– Équipé de gradateurs pour changer à distance la valeur de la résistance.
L6	N6			
L7	N12			
L8	N2			
L9	N7			
L10	N8	6 kW		

À titre d'illustration, la Figure II-9 montre l'une des machines asynchrone (étiquetée «1» sur la figure) et le dispositif à vitesse variable associé à la machine à courant continu cette dernière

fonctionnant comme une charge mécanique (étiquetée «2» sur la figure). La Figure II-10 montre certaines des charges résistives triphasées.



Figure II-9 : Groupe machine asynchrone/machine DC utilisé comme charge.



Figure II-10 : Charges résistives.

II.3.4.1.2. Générateurs GEDs

Cinq générateurs, représentant des GEDs, peuvent être connectés au réseau de distribution. Le Tableau II-5 résume les caractéristiques de ces générateurs. Lorsque les GEDs sont connectés au réseau, les puissances active et réactive peuvent être contrôlées, en utilisant respectivement le contrôle du couple et le courant d'excitation du générateur synchrone. À titre d'illustration, la Figure II-11 montre le générateur G4 (étiqueté «1» sur la figure) avec son alimentation. Sur cette figure, on peut voir le convertisseur utilisé pour le contrôle du couple (étiqueté «6»), qui est associé à une machine asynchrone couplée mécaniquement à la machine synchrone en amont.

Tableau II-5 : Caractéristiques des générateurs

GEDs	Noeux	Type	Puissance apparente	Commentaires
G1	N14	Machine synchrone à excitation séparée (étiquetée "1" en Figure II-11)	13 kVA	Des machines asynchrones sont utilisées pour entraîner le générateur à 1500 tr / min. Le contrôle de l'excitation (étiqueté «2» sur la Figure II-11) peut être utilisé pour coupler manuellement la machine synchrone au réseau, à l'aide de mesures de tension aux bornes du générateur (étiqueté «3» sur la Figure II-11) et au nœud du réseau (étiqueté «4» sur la Figure II-11). Sinon, un synchro coupleur (étiqueté «5» sur la Figure II-11) peut être utilisé pour le couplage automatique.
G2	N7		2.5 kVA	
G3	N10 or 12		5.5 kVA	
G4	N9 or 13		5.5 kVA	
G5	N5		2.5 kVA	

II.3.4.1.3. Autotransformateurs

La Figure II-12 montre les trois autotransformateurs émulant les trois sous-stations HTB/HTA du réseau réel. Leur secondaire est pilotable pour émuler un vrai régulateur en charge (On Load Tap Changer en anglais).



Figure II-11 : Un GED et son contrôle.



Figure II-12 : Les trois auto transformateurs émulant les postes sources pour les OLTC.

II.3.4.1.4. Lignes

Les lignes sont modélisées par leur modèle équivalent de lignes courtes (modèle en Pi) avec une résistance et une réactance en série comme le montre la Figure II-13. Les capacités parallèles ne sont pas émulées car leur effet est négligeable en basse tension. Les équations (2.1) et (2.2) proposent l'expression utilisée pour représenter les caractéristiques physiques du réseau réel (résistance et réactance) avec les caractéristiques du réseau RD-PREDIS émulé. L'objectif est d'assurer un comportement similaire entre les deux réseaux dans les scénarios de test décrits en [134].

$$R_{PREDIS} = R_{REAL} \times \frac{\mu^2}{\gamma} \quad (2.1)$$

$$X_{PREDIS} = X_{REAL} \times \frac{\mu^2}{\gamma} \quad (2.2)$$

$$\mu = \frac{U_{base PREDIS}}{U_{base REAL}} = \frac{400}{20000} = 0.02 \quad (2.3)$$

$$\gamma = \frac{S_{base PREDIS}}{S_{base REAL}} = \frac{30 \times 10^3}{30 \times 10^6} = \frac{1}{1000} \quad (2.4)$$

Avec:

- R_{PREDIS} : résistances des lignes de RD-PREDIS (Ω);
- X_{PREDIS} : réactances des lignes de RD-PREDIS (Ω);
- R_{REAL} : résistances des lignes du réseau de distribution réel (Ω);
- X_{REAL} : réactances des lignes du réseau de distribution réel (Ω).

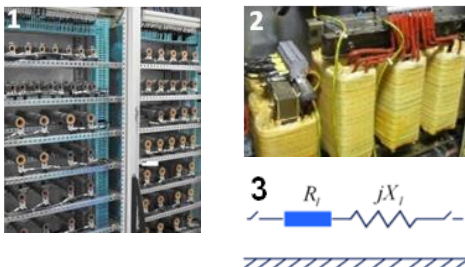


Figure II-13 : lignes émulées dans le réseau RD-PREDIS (résistances étiquetées "1", réactances étiquetées "2" et le modèle électrique équivalent étiqueté "3").



Figure II-14 : Indicateurs de passages de défauts réels implémentés sur RD-PREDIS

Le Tableau II-6 donne les valeurs d'impédances de lignes utilisées dans le réseau RD-PREDIS

ainsi que la représentation de leurs longueurs.

Tableau II-6 : Caractéristiques des lignes utilisées pour émuler les lignes réelles

Topologie			Réseau réel		Réseau réduit RD-PREDIS	
Line	Nœud initial	Nœud final	Type	L (km)	R(Ω)	X(Ω)
1	N1	N2	Autotransformateur		0.00	4.27
2	N1	N3	Autotransformateur		0.00	8.53
3	N1	N11	Autotransformateur		0.00	8.53
4	N2	N6	Almelec 148 mm ²	10	1.13	1.40
5	N2	N5	HN33S23 240 mm ²	8	0.6	0.35
6	N2	N9	HN33S23 150 mm ²	20	2.91	0.94
7	N5	N7	Almelec 54 mm ²	5	1.88	0.70
8	N5	N8	Almelec 54 mm ²	4	0.94	0.56
9	N6	N10	Almelec 148 mm ²	1	0.00	0.14
10	N10	N7	Almelec 54 mm ²	1	0.25	0.14
11	N9	N8	Almelec 54 mm ²	4	0.94	0.56
12	N3	N9	HN33S23 150 mm ²	1	0.11	0.05
13	N10	N11	HN33S23 95 mm ²	0.5	0.10	0.03
14	N3	N14	HN33S23 95 mm ²	5	0.5	0.25
15	N11	N12	Almelec 148 mm ²	30	2.6	4.2
16	N12	N13	Almelec 148 mm ²	30	3.12	4.20
17	N13	N14	Almelec 148 mm ²	10	0.94	1.4

II.3.4.1.5. Système de supervision de type SCADA, Communication, et Instrumentation

Le système de supervision assure la gestion et le contrôle des différents éléments du réseau de RD-PREDIS, et permet également l'affichage de différents types d'informations fournies par les centrales de mesure. Le système SCADA est soutenu par une infrastructure de communication massive et de nombreux appareils de mesures. L'architecture TIC simplifiée conçue est illustrée dans la Figure II-16

Figure II-16. Tous les appareils sont liés à l'aide de protocoles de communication tels que les normes Modbus TCP/IP, CEI 60870-104 ou CEI 61850. La surveillance des wattmètres (PMU ou Power Measurement Unit) et les informations des indicateurs de passage de défaut (IPD) sont transmis à l'automate (ou PLC Process Logic Controller). Dix IPD directionnels (Flair 200C) ou IPD ont également été installés en différents nœuds de RD-PREDIS. Lors d'un court-circuit, ces appareils détectent le passage du courant de défaut avant l'action automatique des protections en tête de ligne apportant ainsi une aide à la localisation de la ligne ou du tronçon défectueux. Ces IPD peuvent faire la distinction entre les différents types de court-circuit grâce à une configuration logicielle qui permet de choisir entre deux algorithmes de détection de courant de défaut. Des enregistreurs de défauts (FR ou Fault Recorders) ont également été développés et sauvegardent le comportement des défauts sur les tensions et courant pour un post traitement [137]. L'enregistreur de défauts est un dispositif de type pertubographe qui permet de détecter des défauts comme des surintensités sur le réseau RD-PREDIS. En cas de détection, les amplitudes des courants et des tensions seront transmises et enregistrées dans une base de données distribuée et transmises à l'Agent MATLAB par un serveur OPCUA. Le but est de détecter des pics de courant pouvant survenir indépendamment, sur les trois départs de la zone urbaine et industrielle (9 courants), sur les trois départs de la zone rurale (9 courants) et sur les deux départs de la zone parc éolien (6 courants). Une fois cette détection opérée on souhaite mémoriser 50ms de données avant le défaut et 250ms de données après

le défaut. On veut réaliser une acquisition de données (fréquence d'échantillonnage 5kHz) sur toutes les voies (au nombre de 39). Une surveillance est effectuée en parallèle afin de détecter les pics sur 24 d'entre elles.

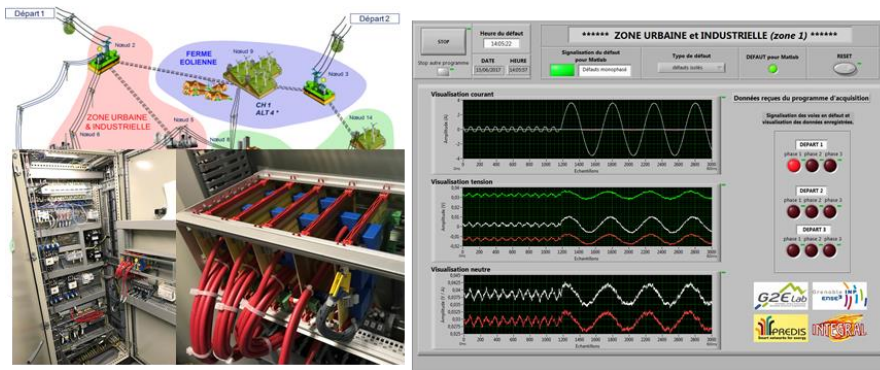
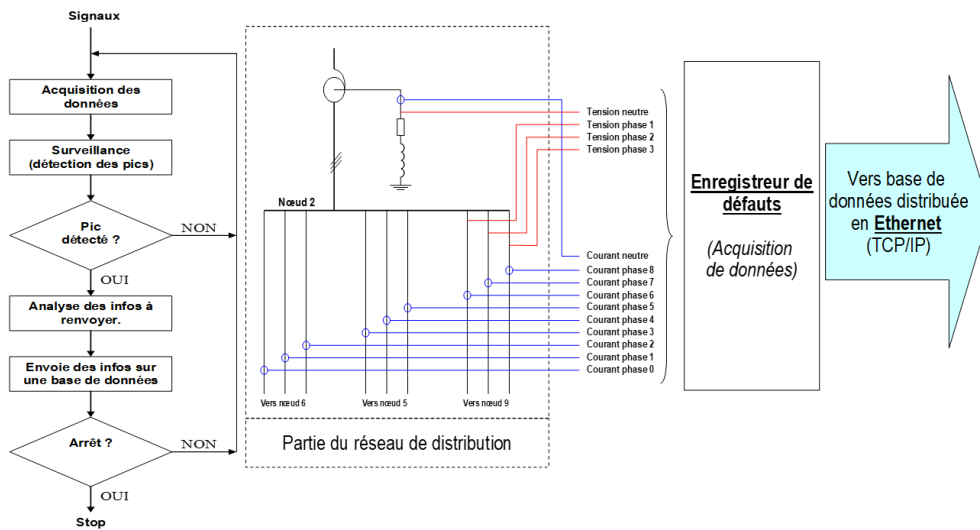


Figure II-15 : Description et capture des enregistreurs de défauts développés en [137]

Il existe un automate par transformateur / poste contrôlant l'état des interrupteurs et les différentes mesures provenant des capteurs de courant et de tension des lignes et des nœuds directement connectés au transformateur. Un quatrième automate est dédié à l'environnement du réseau, dans notre cas à la gestion des charges et des sources mutualisées. Chaque automate communique avec le système SCADA via une connexion Ethernet TCP/IP. Les fonctions d'automatisation des départs présentées ci-après sont implémentées dans un système de contrôle Matlab (Matlab Agent) en temps réel utilisant le protocole OPC/UA pour échanger des données entre le système SCADA et l'application logicielle. La Figure II-16 rassemble l'architecture cyber-physique de RD-PREDIS.

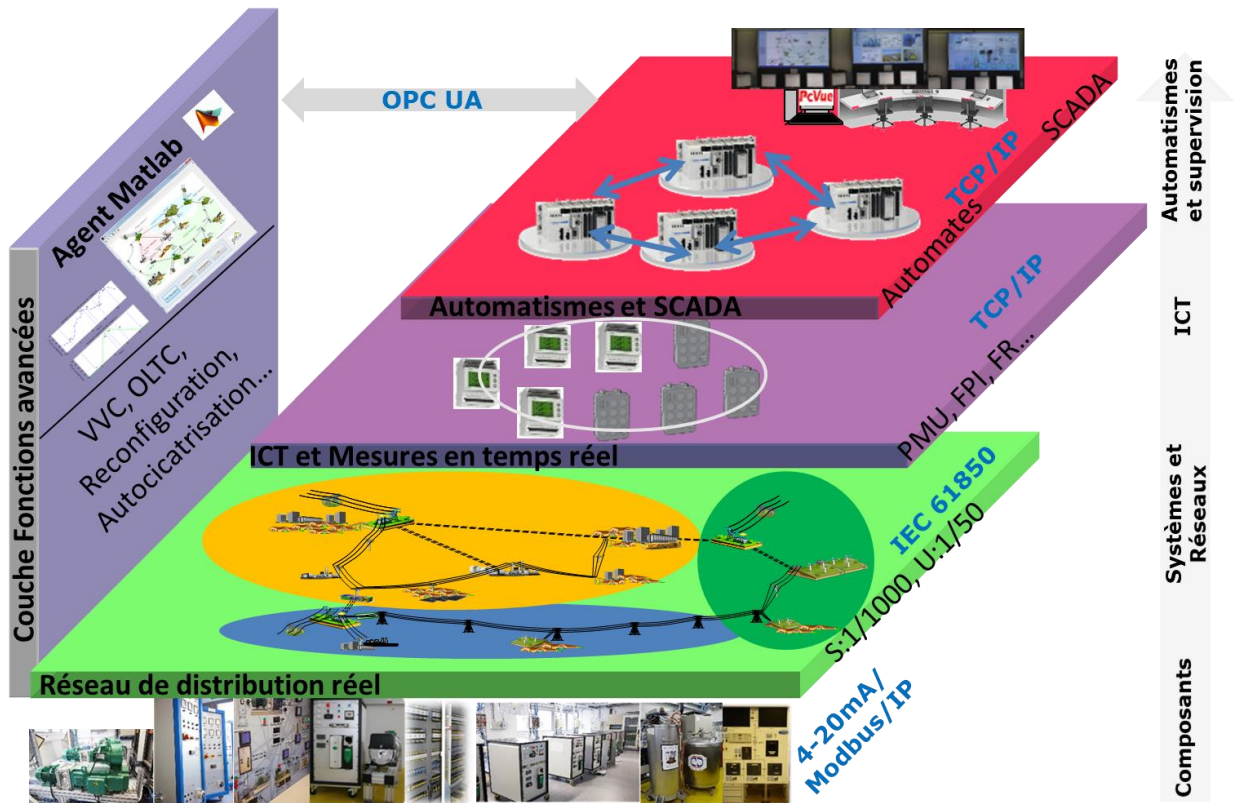


Figure II-16 : Architecture cyber-physique de RD-PREDIS

II.3.4.2. Développement des modèles de simulations numériques de RD-PREDIS et RI PREDIS

Les modèles des réseaux de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » ont été développés avec Matlab Simulink. Les principales caractéristiques du modèle de RD-PREDIS utilisé pour nos études sont synthétisées en Tableau II-7.

Tableau II-7 : Caractéristiques du modèle de RD-PREDIS

Logiciel	Représentation	Charges	Sources	Lignes	Solveur
Matlab Simulink	Statique	Modèle P,Q constants et modèle polynomial ZIP	Modèle par phase et Behn-Eschenburg pour les générateurs synchrones	Modèle en pi	Temps discret $T_s=10^{-4}s$

II.3.4.3. TICs et Instrumentation détaillée de RD-PREDIS

Le système TIC (Technologie et Information de la communication) regroupe 76 adresses IP communicantes, différents services réseau informatique tels que routeur inter VLAN (Very Large Area Network) et NAT (Network Address Translation), un service HTTP Apache pour la gestion des configurations, et d'un routeur configurateur dynamique d'adresses utilisant le protocole DHCP (Dynamic Host Configuration Protocol). Neuf machines

virtuelles sont déployées dans un serveur matériel configuré en RAID 1 (Redundant Arrays of Independent Disks) pour la résilience du pilotage. Parmi ces machines virtuelles (VM), on retrouve trois enregistreurs de défauts (développés sous LabVIEW) permettant d'avoir la signature des défauts de chacune des zones de RD-PREDIS, une machine virtuelle (VM OPC Factory Server) permettant la mise en place des échanges en OPC-UA avec l'ensemble des éléments haut niveau de la plateforme. Un routeur DEBIAN permet l'implémentation de l'ensemble des services pour gérer les configurations d'utilisation de la plateforme Réseaux Reconfigurables. Deux machines sont dédiées à l'utilisation de Matlab (Agent Matlab) pour l'implémentation des algorithmes de contrôle et l'utilisation de Matlab et RT-LAB d'OPAL RT pour le pilotage du calculateur temps réel. Pour chaque projet de recherche, l'infrastructure serveur de la plateforme est mise à jour en ajoutant des machines de développement permettant les upgrades de la plateforme. Différents modes ont été mis en place pour l'utilisation de la plateforme Réseaux Reconfigurables, mélangeant adresses privées et publiques. Ces configurations ont été réalisées pour séparer les modes Enseignement et Recherche de la plateforme. La Figure II-17 synthétise en 5 couches distinctes la description faite précédemment.

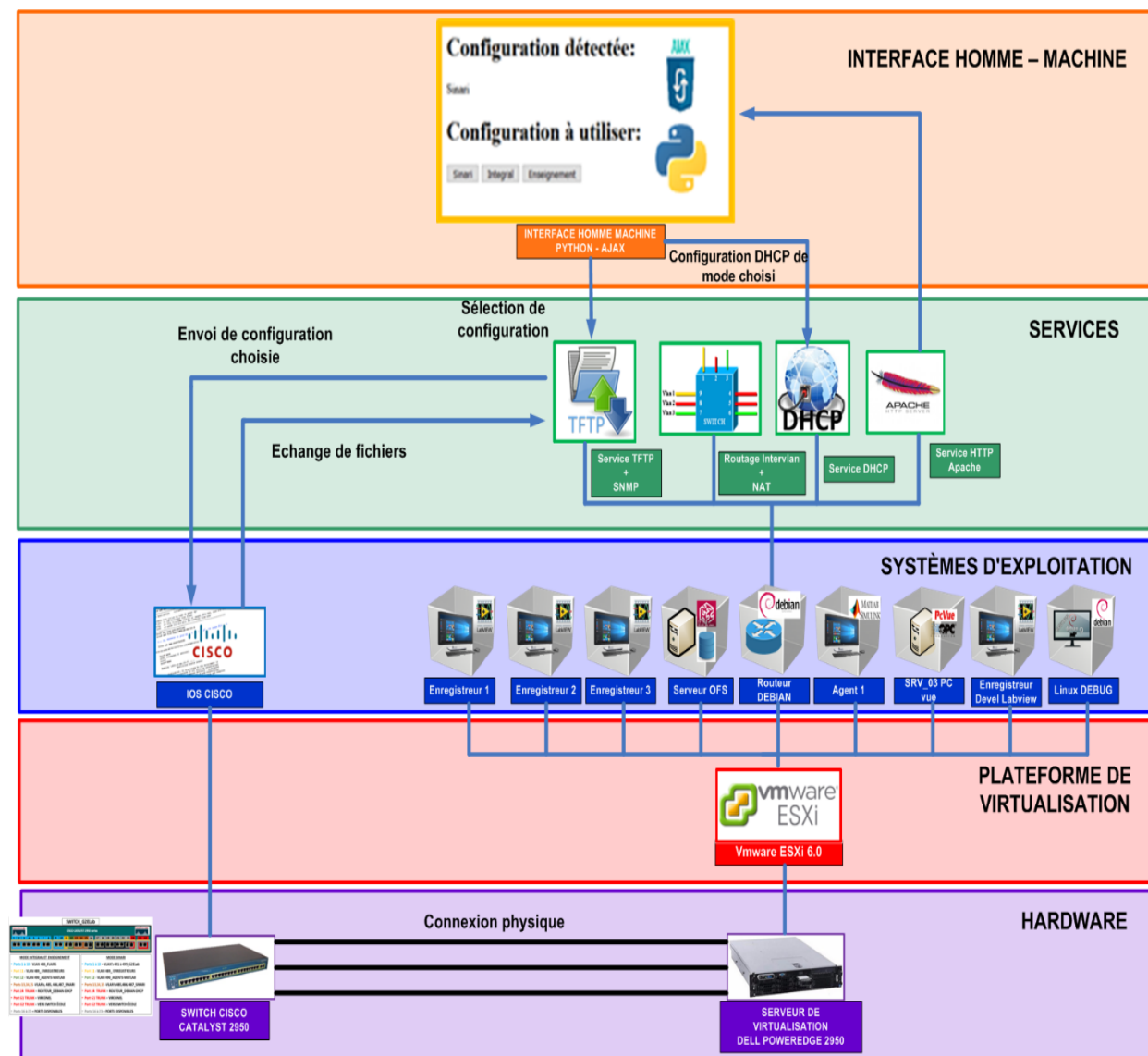


Figure II-17 : Description des services réseau informatique implémentés pour la gestion des modes recherche et enseignement de la plateforme

II.4. Conclusion

La présentation des réseaux d'énergie reconfigurables intelligents de PREDIS décrite dans ce chapitre montre l'ampleur des développements réalisés pour proposer des cas d'applications au plus proche de la réalité. Une approche générale concernant le dimensionnement du centre de plateformes a été présentée. Par la suite l'objet de l'étude se focalisera sur le réseau de distribution RD-PREDIS. Dans les chapitres suivants, nous présenterons le développement de méthodologies et outils illustrés par quelques cas pratiques utilisant ces réseaux reconfigurables. Parmi ces méthodologies, des concepts décrivant la gestion des systèmes cyber-physiques, des algorithmes proposant des fonctions avancées de conduite sur les réseaux de distribution, des méthodes de co-simulation, et des méthodes sur les systèmes interopérables seront abordés. La première partie du chapitre III propose une méthodologie sur le contrôle coordonné de tension dans les réseaux de distribution. La deuxième partie du chapitre III met en avant une méthode innovante (APSHIL) pour le couplage d'un système hardware (RD-PREDIS) à un calculateur temps réel (PHIL) (cas d'application à la mobilité électrique).

Chapitre III. : Méthodologie pour l'implémentation de fonctions avancées et pour la simulation temps réel hybride

III.1. Introduction

Comme décrit dans le chapitre précédent, la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » permet l'étude des systèmes cyber physiques et des REI. Ce nouvel outil évolutif permet de mettre en œuvre des méthodes reproductibles pour la validation de scénarios au plus proche de la réalité, en profitant des facultés des TICs et de l'insertion de modèles d'optimisation pour le contrôle en temps réel des micro-réseaux d'énergie. Ce chapitre se focalise sur le développement et/ou la mise en pratique de ces méthodes. Afin de mieux représenter les fonctionnalités qu'offre la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables », la Figure III-1 résume les possibilités offertes suite aux nombreux développements effectués. La représentation des fonctionnalités a été choisie sous la forme d'un diagramme à 4 quadrants (nommés et I, II, III et IV dans les encadrés verts de la Figure III-1). Ces quatre modes présentent les méthodes et outils implémentés. Le schéma présente :

- Sur la partie de gauche, les approches simulation et simulation-émulation temps réel (I II) que nous pouvons mettre en œuvre au sein de la plateforme.
- Sur la partie de droite, les approches expérimentales (III, IV)

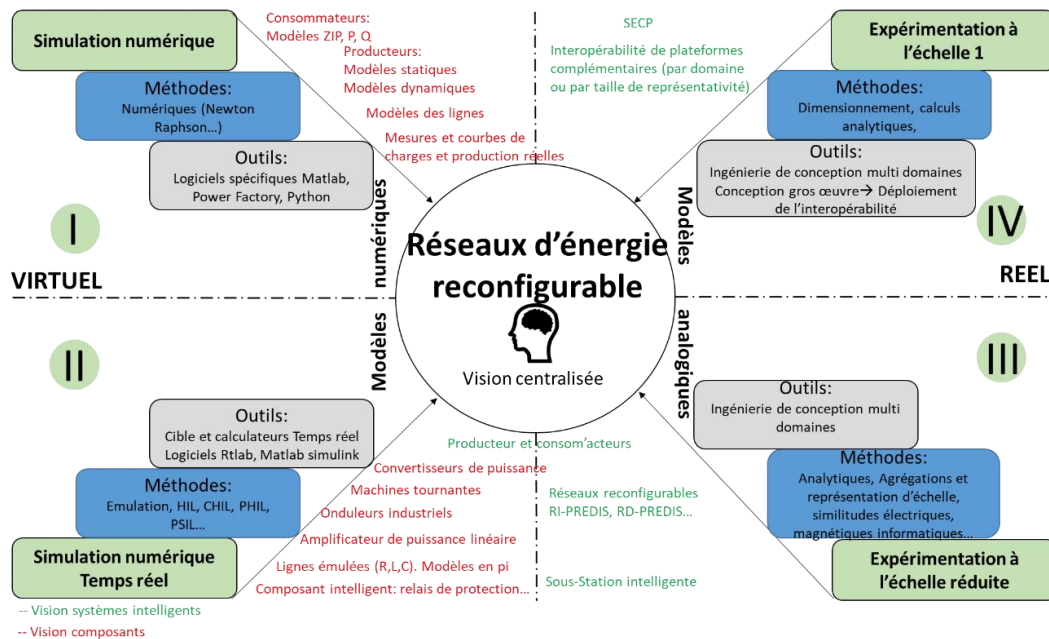


Figure III-1 : Représentation 4 quadrants des fonctionnalités la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables »

La légende indique une vue composant (en rouge), et une vue système (en vert) des éléments qui constituent la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables ». Cette liste non exhaustive permet de classer tous les équipements qui sont utilisés pour les méthodes proposées dans l'ensemble du manuscrit. Par la suite pour une meilleure lecture des schémas, nous utiliserons des pictogrammes pour représenter les composants et systèmes. Les quadrants peuvent être utilisés indépendamment, ou de manière combinée pour être plus pertinent dans la validation de preuve de concept. Cette modularité offre une très grande souplesse dans la définition des validations de verrous scientifiques et techniques. A l'issue du chapitre III, nous allons proposer une démarche originale complète qui permet de cibler chacun de ces quadrants comme outil de validation. La section III.2.1 décrit l'implémentation de fonctions avancées de conduites sur le réseau de distribution RD-PREDIS (un des systèmes des réseaux d'énergie reconfigurables). Après description, un focus est fait sur le réglage de tension dans les réseaux de distribution soumis à l'arrivée massive des EnR (Energie Renouvelables) [133] et [138]. Trois fonctions avancées qui ont été implémentées pour participer au réglage de tension sont présentées (OLTC, Reconfiguration et VVC).

Une autre fonction nommée « auto-cicatrisation » du réseau de distribution est également citée [140]. Le travail de validation de cette fonction concernera une autre mise en pratique des quadrants I et III de la plateforme, pour être au plus proche d'un processus réel. De fait, il nous manque du temps de développement expérimental pour pouvoir présenter des résultats de l'auto-cicatrisation dans ce manuscrit, ce sera fait dans un futur proche.

Les mises en pratique de ces fonctions avancées utilisent les quadrants I et III. Un retour d'expérience montre les principaux avantages et limites de ces méthodes. L'approche présentée en section III.3 aborde un système de validation expérimentale complet fondé sur des méthodes HIL et PHIL (quadrant II). A titre d'exemple, nous illustrerons cette méthode qui a été utilisée récemment dans le cadre du projet mobilité électrique aVEnir [141] pour valider des algorithmes sur la gestion de la charge de véhicules électriques. Elle permet l'implémentation et le test d'algorithmes et de lois de contrôles utilisant la rapidité de mise en œuvre des systèmes HIL-PHIL. Le quadrant IV est quant à lui explicité en chapitre V du manuscrit, pour montrer tous les développements effectués dans la dynamique d'enrichir les fonctionnalités de la plateforme (Interopérabilité, avec d'autres plateformes complémentaires, partages de modèles communs...). Chacune des méthodes proposées par la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » est analysée en conclusion de ce chapitre pour faire émerger les évolutions nécessaires en termes d'efficacité et de représentativité. Afin de répondre à la vision fonctionnelle de la plateforme, la Figure III-2 présente la vue de l'ensemble des couches du développement de celle-ci. Elle synthétise le mode de fonctionnement et l'implémentation des fonctions d'optimisation pour le contrôle en temps réel des systèmes électriques réels (micro-réseaux...) et systèmes cyber physiques. L'ensemble de ces éléments seront détaillés tout le long du chapitre.

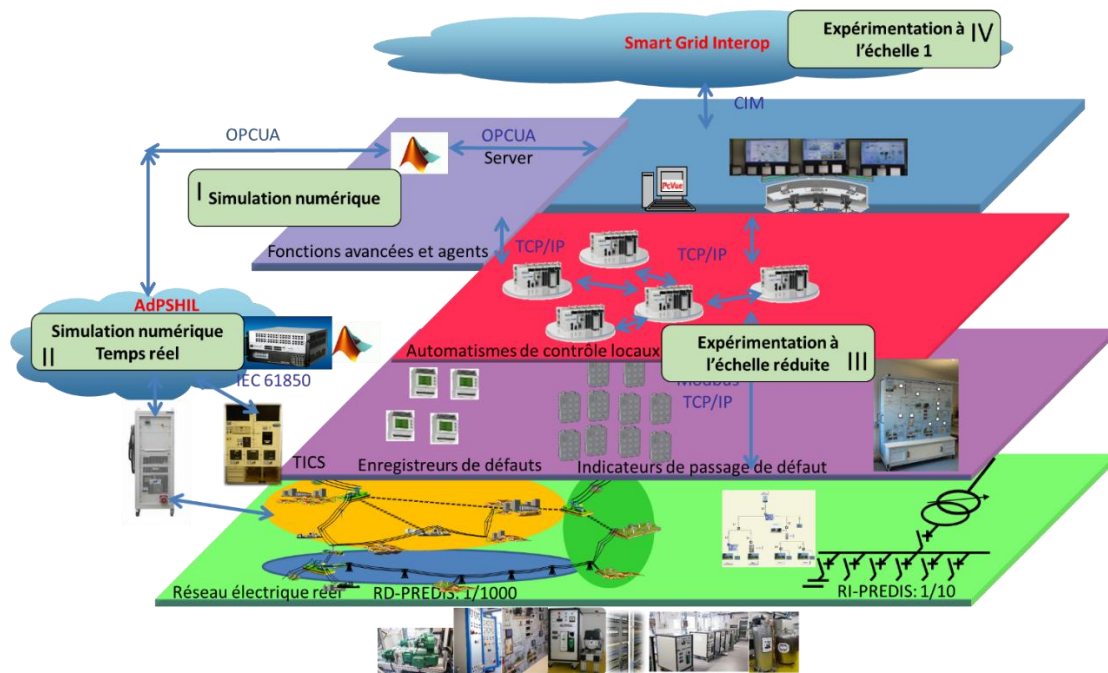


Figure III-2 : Vision de l'ensemble des développements effectués pour répondre à la vision fonctionnelle proposée en figure 3.1

III.2. Plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » : un démonstrateur original des quadrants I et III :

III.2.1. Etude des fonctions avancées au sein de RD-PREDIS

Cette section est dédiée à l'explication de la méthode associée pour l'implémentation de fonctions avancées. La méthode proposée est représentée en Figure III-3 et le développement nécessaire à la mise en pratique est synthétisé en Figure II-16. Elle couple l'utilisation des quadrants I et III pour la validation expérimentale. Nous appellerons cette méthode de mise œuvre « comparaison holistique », car les quadrants I et III s'exécutent de manière séquentielle. Sur l'aspect simulation, les outils Matlab et Matlab Simulink sont utilisés. Sur l'aspect expérimental, les fonctions avancées sont testées sur RD-PREDIS, représentant un réseau de distribution à échelle réduite (cf. Chapitre II).

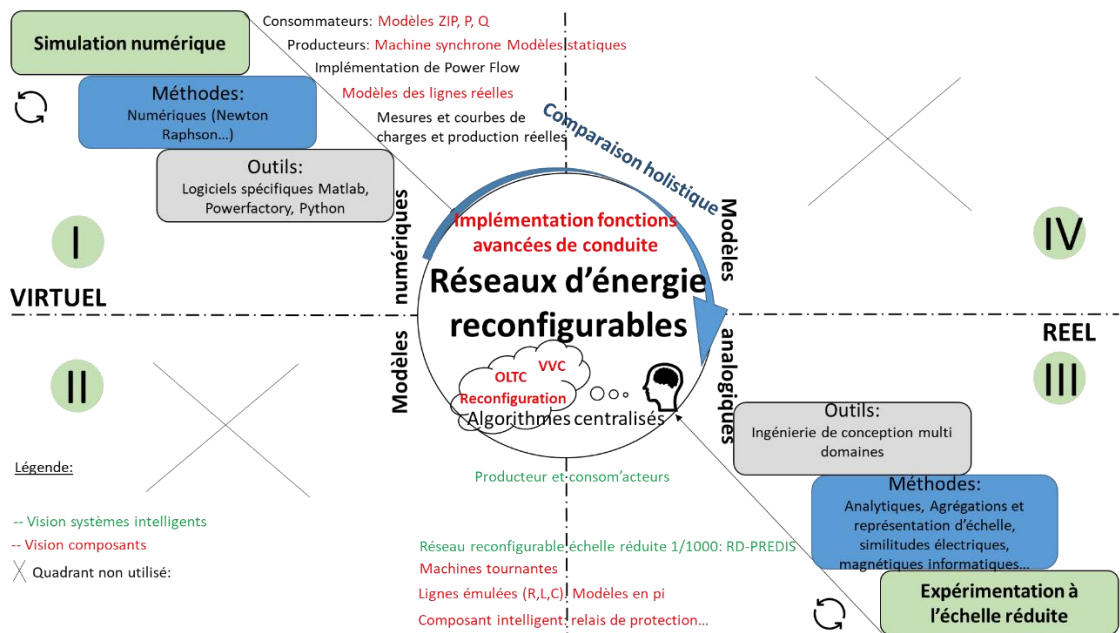


Figure III-3 : Implémentation de fonctions avancées de conduites utilisant les quadrants I et III de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables »

Cette méthode reproductible permet d'allier des systèmes complexes réels à des optimiseurs (décrits comme Agents Matlab sur la Figure II-16). Les échanges de données avec le SCADA (OPCUA) permettent de lier les données réelles du système électrique (RD-PREDIS). La section suivante aborde une liste non exhaustive de fonctions vues dans la littérature et que nous proposons de présenter par la suite avec des cas d'études spécifiques à un réseau de distribution électrique. RD-PREDIS vise à implémenter, tester et valider des fonctions avancées de conduite de réseau afin de résoudre en régime permanent les contraintes de courant et de tensions liées entre autre à la connexion des générateurs d'énergie distribuée (GED) à un réseau de distribution. Nous avons dressé un tableau résumant les principales fonctions avancées de conduite développées au laboratoire. Parmi celles-ci, nous détaillerons trois des fonctions avancées à savoir : l'OLT, la reconfiguration, la VVC.

Tableau III-1 : Inventaire de quelques fonctions avancées pour le réglage de tension sur le réseau de distribution

Type de fonction avancée	Nature	Bibliographie algorithmes et méthodes	Méthode et Algorithme implémenté
Autocicatrisation	Continuité de service après défauts	[140]	Système multi agents
Protection	Détection localisation et isolement de défauts	[156][157]	réseaux de neurones profonds et systèmes multi-agents

Reconfiguration	Réglage de tension Réduction des pertes	[143]-[148]	Ouverture séquentielle de branches (SOB)
VVC	Réglage de tension	[151]-[152][153]	Mixed Integer non Linear Programming
OLTC	Réglage de tension	[154]-[155]	Changement du rapport de transformation des transformateurs
Réglage de fréquence	Réglage de fréquence	[158]	Contrôle robuste

III.2.1.1. Préambule pour l'implémentation de OLTC, reconfiguration et VVC :

Les contraintes sont définies comme un courant maximal admissible et une plage de tension à chaque nœud à +/- 5% de la tension nominale, qui est la contrainte de tension normale pour un réseau HTA. Trois scénarios sont présentés par la suite et donnent la possibilité de changer la localisation, le nombre et la nature des GEDs. Ces fonctions avancées sont présentées comme une alternative à la planification et au renforcement du réseau électrique. En effet, dues à l'intermittence de la production des GEDs, des violations de contraintes peuvent n'apparaître que quelques heures dans l'année. Pour ces raisons, le renforcement devient vite coûteux, limité et non optimal, tenant compte de l'évolution des GEDs dans le futur. Grâce au réseau de distribution RD-PREDIS, différents calculs de répartition de charge (load flow) [133] peuvent être exécutés sur une année complète avec un pas de temps horaire. L'objectif est de montrer que la survenue d'une contrainte de tension ou de courant dépend à la fois :

- du type de production connectée au réseau (éolien ou solaire par exemple),
- des caractéristiques du réseau lui-même, par exemple des lignes de distribution plus longues (quelques km à quelques dizaines de km) et une consommation réduite (réseaux ruraux), ou des lignes de distribution plus courtes (quelques centaines de mètres à quelques km) et des valeurs de consommation importantes (réseaux urbains et péri-urbains),
- des consommations avec des puissances relativement élevées (présence d'industrie).

Si des contraintes sont présentes, il existe différentes façons de les résoudre. D'abord en utilisant les régleurs en charge (OLTC) des postes sources puis, au cas où il persiste des contraintes, deux autres fonctions avancées de conduites sont implémentées sur RD-PREDIS :

- la reconfiguration
- le Volt Var Control (VVC).

Ces méthodes peuvent être utilisées de manière indépendante ou combinées. Un résumé du travail réalisé dans [133] est abordé ci-dessous. La couche distribuée représentée verticalement (Feeder Automation Layer) mentionnée en Figure II-16, est détaillée dans l'organigramme fonctionnel ci-dessous. Elle permet de comprendre l'ensemble des implémentations réalisées (OLTC, Reconfiguration, VVC) afin de répondre à des objectifs de

tension et/ou optimisation des pertes. L'ensemble des sections suivantes décrit les trois fonctions avancées implémentées sur RD-PREDIS.

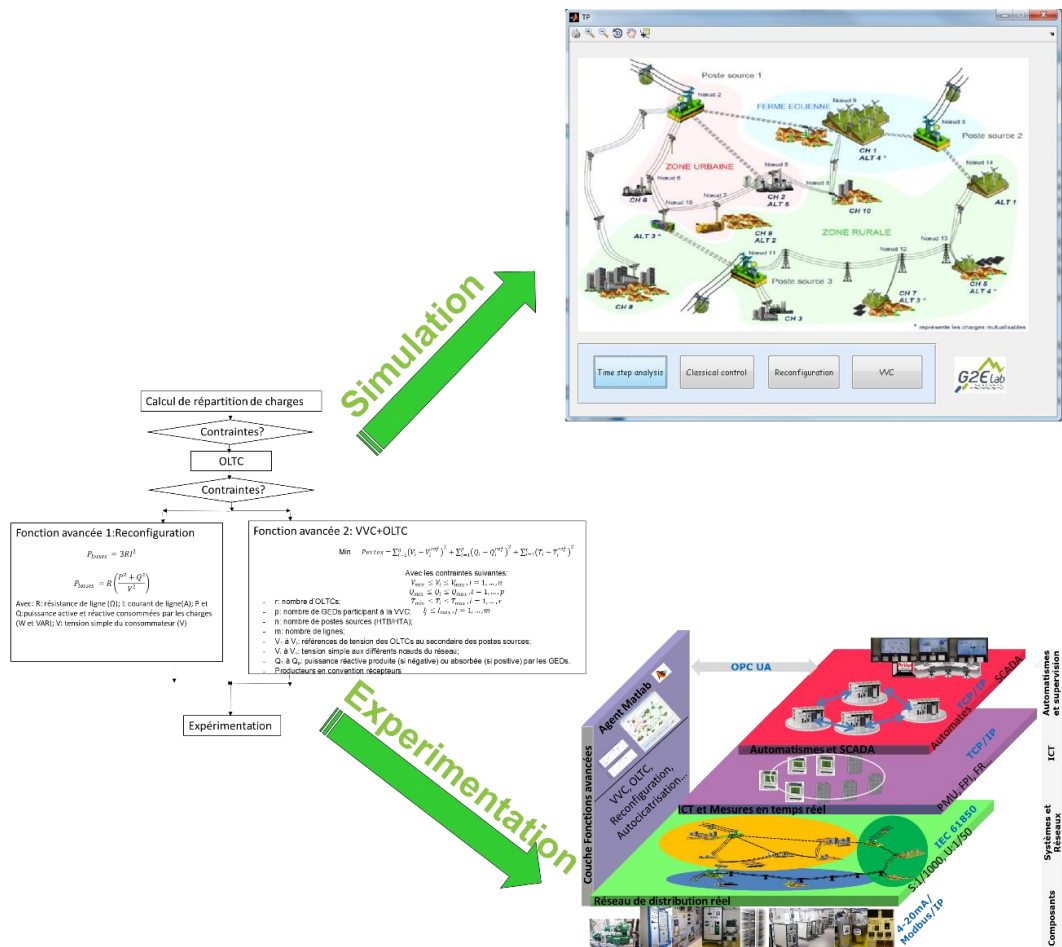


Figure III-4 : Implémentation de fonctions avancées sur RD-PREDIS

III.2.1.2. Régleurs en charges (On Load Tap Changer) :

Différents régleurs de la tension existent au niveau du réseau électrique. Le premier qui peut être cité est une fonction locale nommée OLTC et installée au niveau des postes sources. Elle peut néanmoins être pilotée à partir de l'agence de contrôle régionale pour modifier la consigne ou bloquer les positions du régleur. Dans le cadre de RD-PREDIS, émulant un réseau de distribution intelligent, l'OLTC a été implémentée pour pouvoir agir localement, directement au niveau des autotransformateurs représentant les postes sources, ou à distance en pilotant autant de positions possibles du secondaire des transformateurs, par un système asservi avec le retour de position des autotransformateurs. Dans notre cas d'étude, nous pouvons combiner les fonctions avancées entre elles pour augmenter les capacités de réglages de la tension. Par exemple, nous pouvons associer OLTC et/ou reconfiguration, OLTC et/ou VVC, voir l'ensemble des fonctions décrites de manière séquentielle.

III.2.1.3. Fonction avancée n°1: La Reconfiguration

Le réseau de distribution HTA français est actuellement conçu bouclé/maillé, mais exploité en radial, grâce aux organes de manœuvre télécommandés (OMT) et aux interrupteurs manuels répartis sur les artères principales et secondaires, dont les interrupteurs

NO (normalement ouvert) permettent le secours d'un départ en défaut par des départs adjacents du même poste ou venant d'autres postes. En cas de panne sur un départ, et après la procédure de localisation du défaut, une reconfiguration est lancée pour isoler la zone en défaut et réalimenter les zones saines. Un maximum de clients sont donc ainsi réalimentés rapidement en attendant la réparation qui permettra la remise sous tension de la zone en défaut (et donc des clients affectés) et le retour à l'opération normale du départ. Nous parlons alors de « reconfiguration durant les conditions de défauts ». C'est un processus lent (quelques minutes à quelques dizaines de minutes) car il peut faire intervenir des interrupteurs manuels et donc nécessiter l'envoi d'un agent sur le terrain pour réaliser les manoeuvres. Ce type de reconfiguration doit être différencié de l'auto-cicatrisation, qui est aussi une reconfiguration en condition de défaut, mais rapide (quelques secondes à quelques dizaines de secondes), et qui suppose donc d'avoir un réseau entièrement automatisé (vision Smart Grid). Un autre type de reconfiguration est la « reconfiguration en mode normal ». C'est ce type de reconfiguration que nous allons développer par la suite. Son principe repose sur le fait que les surintensités ou les contraintes de tension dépendent de la manière dont les flux d'énergie circulent dans le réseau. La position des interrupteurs NO peut équilibrer les flux de puissance lorsque des surintensités ou des surtensions apparaissent. Beaucoup de références [143]-[148] proposent différentes méthodes et algorithmes. Pour notre étude, l'ouverture séquentielle de branches (SOB) a été choisie. Elle a été initialement développée par Merlin et Back en 1975 et repose sur un calcul de répartition de charges d'un réseau DC [149], puis améliorée par Shirmohammadi en 1989 [150] en utilisant un calcul de répartition de charge d'un réseau AC. SOB est un algorithme gourmand car, une fois qu'une décision a été prise dans une itération donnée, elle n'est jamais reconsidérée dans les prochaines itérations. L'algorithme SOB est basé sur le lien général entre les pertes de puissance, les courants et les tensions donnés par les équations (3.1) et (3.2).

$$P_{losses} = 3RI^2 \quad (3.1)$$

$$P_{losses} = R \left(\frac{P^2 + Q^2}{V^2} \right) \quad (3.2)$$

Avec : R : résistance de ligne (Ω); I : courant de ligne (A); P et Q : puissance active et réactive consommées par les charges (W et VAR); V: tension simple du consommateur (V).

La diminution des pertes de puissance diminuera les courants et augmentera les tensions. Le profil de tension sera plus homogène et plus facile à réguler avec l'OLTC. La configuration avec les pertes de puissance les plus faibles est la configuration maillée si aucune production n'est connectée (tous les interrupteurs NO sont fermés) [150]. L'organigramme ci-dessous décrit la méthode pour ce type de reconfiguration.

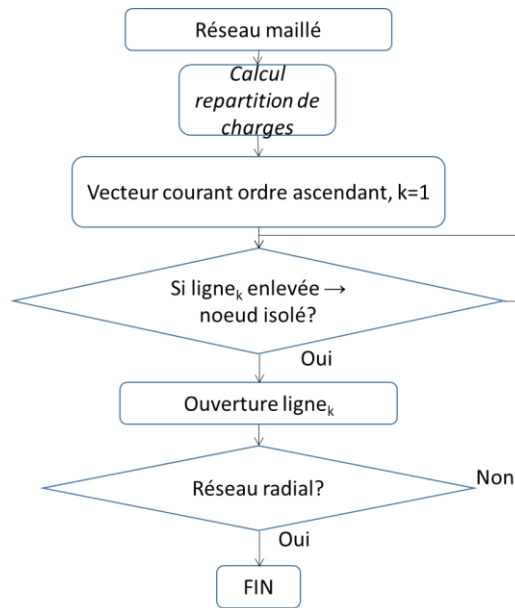


Figure III-5 : Organigramme de la fonction reconfiguration implémentée sur RD-PREDIS [133]

Après un calcul de répartition de charge, la ligne avec le courant le plus faible est la première à être ouverte si elle n'empêche pas les consommateurs d'accéder à l'électricité (c'est-à-dire qu'aucun nœud isolé n'est constaté en ouvrant la ligne). En procédant ainsi, les pertes de puissance du réseau maillé moins une ligne seront les plus proches des pertes de puissance de l'ensemble du réseau maillé. Cette procédure est répétée de manière itérative jusqu'à ce que le réseau soit radial et les pertes sont alors diminuées et les contraintes de tensions et de courants améliorées.

III.2.1.4. Fonction avancée n°2: VVC

La littérature référence plusieurs méthodes pour l'implémentation de la VVC en tant que fonction avancée[151][152][153]. Notre problème d'optimisation VVC peut être formulé avec les équations (3.3), (3.4), (3.5), et (3.6). Il consiste à trouver les réglages optimaux pour les tensions des secondaires des transformateurs des postes sources (V_1 à V_n) et la quantité minimale de puissance réactive (Q_1 à Q_p) que les GEDs doivent injecter ou absorber dans le réseau électrique sans violer les limitations de tension et de courant. En effet, la circulation des flux de puissance réactive tend à augmenter les pertes de puissance et donc les dépenses opérationnelles du gestionnaire de réseau de distribution. De plus, un GED, en injectant de la puissance active, va provoquer une augmentation locale de tension pouvant aller jusqu'à une surtension. L'idée est donc de se servir aussi de la capacité d'échange de réactif des GED pour résoudre un problème de tension qu'elles ont elles-même créé.

$$\text{Min } Pertes = \sum_{i=1}^n (V_i - V_i^{ref})^2 + \sum_{i=1}^p (Q_i - Q_i^{ref})^2 + \sum_{i=1}^r (T_i - T_i^{ref})^2 \quad (3.3)$$

Avec les contraintes suivantes:

$$V_{min} \leq V_i \leq V_{max}, i = 1, \dots, n \quad (3.4)$$

$$Q_{min} \leq Q_i \leq Q_{max}, i = 1, \dots, p \quad (3.5)$$

$$T_{min} \leq T_i \leq T_{max}, i = 1, \dots, r \quad (3.6)$$

$$I_j \leq I_{max}, j = 1, \dots, m \quad (3.7)$$

Avec:

- n: nombre de nœuds

- r : nombre d'OLTCs;
- p : nombre de GED participant à la VVC;
- m : nombre de lignes;
- T_1 à T_r : rapport de transformation des OLTCs;
- V_1 à V_n : tension aux différents nœuds du réseau;
- Q_1 à Q_p : puissance réactive produite (si négative) ou absorbée (si positive) par les GEDs.
- Producteurs en convention récepteurs

Beaucoup d'articles proposent des algorithmes pour résoudre le problème de VVC [147]-[149]. Pour simplifier le problème d'optimisation, on suppose que les tensions au secondaire des transformateurs et la puissance réactive fournie par les GEDs sont des variables continues. Ainsi, le problème d'optimisation est un problème multi-variable non linéaire avec un jeu de contraintes. Pour des raisons pratiques, la fonction objectif `fmincon` de la toolbox optimisation de Matlab [158] est utilisée pour le résoudre. Dans les sections suivantes, nous allons implémenter les trois fonctions présentées ci-dessus en simulation numérique dans l'environnement Matlab sur des scénarios prédéfinis, avant de passer à l'expérimentation sur le réseau RD-PREDIS physique. Afin que la comparaison entre la simulation Matlab et l'expérimentation sur le réseau physique soit pertinente, nous allons refaire les simulations Matlab en utilisant les grandeurs du réseau physique comme données d'entrée de la simulation. Nous pourrons alors comparer les simulations numériques et l'approche expérimentale et ainsi valider les outils développés en apportant des pistes d'améliorations. L'objectif est de comparer ces mesures à leurs résultats de simulation pour valider l'efficacité des fonctions avancées.

III.2.2. Simulation numérique sur RD-PREDIS

III.2.2.1. Scénarios et cas étudiés

La Figure III-6 décrit le schéma du réseau RD-PREDIS (également décrit en Figure II-7 du chapitre II) dans la configuration initiale (lignes 8, 10, 12, 13, 17 ouvertes) montrant l'emplacement des charges (L_n) et les emplacements des générateurs (G_n). Pour simplifier la lecture de la configuration de RD-PREDIS, seuls les diagrammes radiaux sont représentés par la suite (sans la représentation des lignes ouvertes). Aussi, par souci de clareté de la représentation du réseau RD-PREDIS, seules les charges et sources utilisées pour les scénarios étudiés sont représentées par la suite (à savoir $L1, L2, L6, L7, L8, L9, L10$ et $G3, G4$).

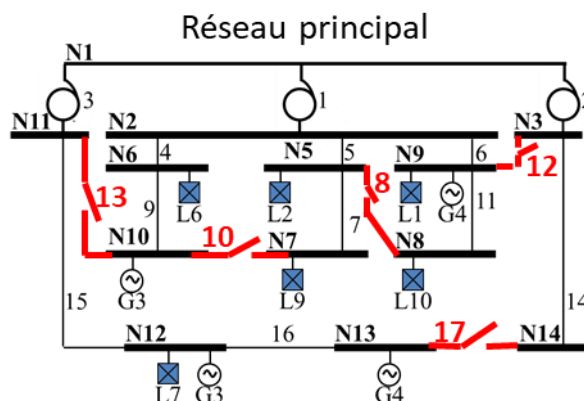


Figure III-6 : Cas étudié avec configuration initiale de RD-PREDIS

Dans la partie simulation numérique, nous conservons l'échelle du réseau de distribution réel, à savoir des puissances de production et consommation en MW et une tension nominale de 20 kV. Ces valeurs sont ensuite converties en valeurs réduites (per unit ou pu). Les différentes variables du réseau réel et du réseau RD-PREDIS sont alors égales en pu telles que décrites en section 3.1 du chapitre II. Les charges considérées dans l'ensemble des cas d'applications sont L1 et L2, qui simulent deux consommateurs industriels, et L6, L7, L9 et L10, qui simulent quatre consommateurs résidentiels. La consommation maximale des charges industrielles est fixée à 3 MW avec un facteur de puissance de 0,93 et la valeur maximale de la consommation des charges résidentielles est fixée à 1 MW. Deux producteurs, respectivement G3 et G4, peuvent produire au maximum 4,7 MW et émulent des générateurs photovoltaïques (PV). Les cas d'usages permettent de tester l'influence du nombre de GEDs en connectant G4 à N13 (scénario S1) et à la fois G4 à N13 et G3 à N12 (scénario S2). L'influence de l'emplacement de GED en connectant G4 à N9 au lieu de N13 est également abordée (scénario S3). La Figure III-7 montre les profils normalisés d'un consommateur résidentiel et d'une production PV utilisée dans ces cas d'études. Le profil de consommation est inspiré des données disponibles sur le site Internet d'ENEDIS [160] et celui de la production PV est obtenu à partir des données disponibles sur le site Internet de RTE [161]. Ces deux profils (avec un pas de temps 0.5h) correspondent à une journée d'août car cela permet une disparité suffisante des résultats. Cinq instants particuliers ont été identifiés (3h00, 12h00, 13h00, 16h00 et 21h00), correspondant à des minimums ou maximums locaux de consommation et de production. Les charges industrielles ne sont pas représentées sur la figure, elles consomment leur charge constante entre 8h00 et 18h00 environ.

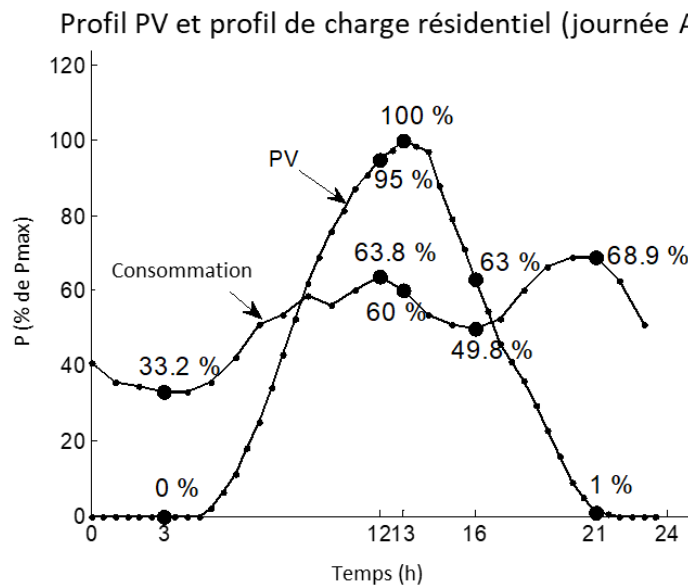


Figure III-7: Consommation résidentielle normalisée et profil PV d'une journée ensoleillée du mois d'août [160][161]

III.2.2.2. Méthode et implémentations de fonction avancées automatisées pour résoudre des contraintes

L'organigramme ci-dessous décrit la méthode développée pour l'implémentation des fonctions avancées présentées.

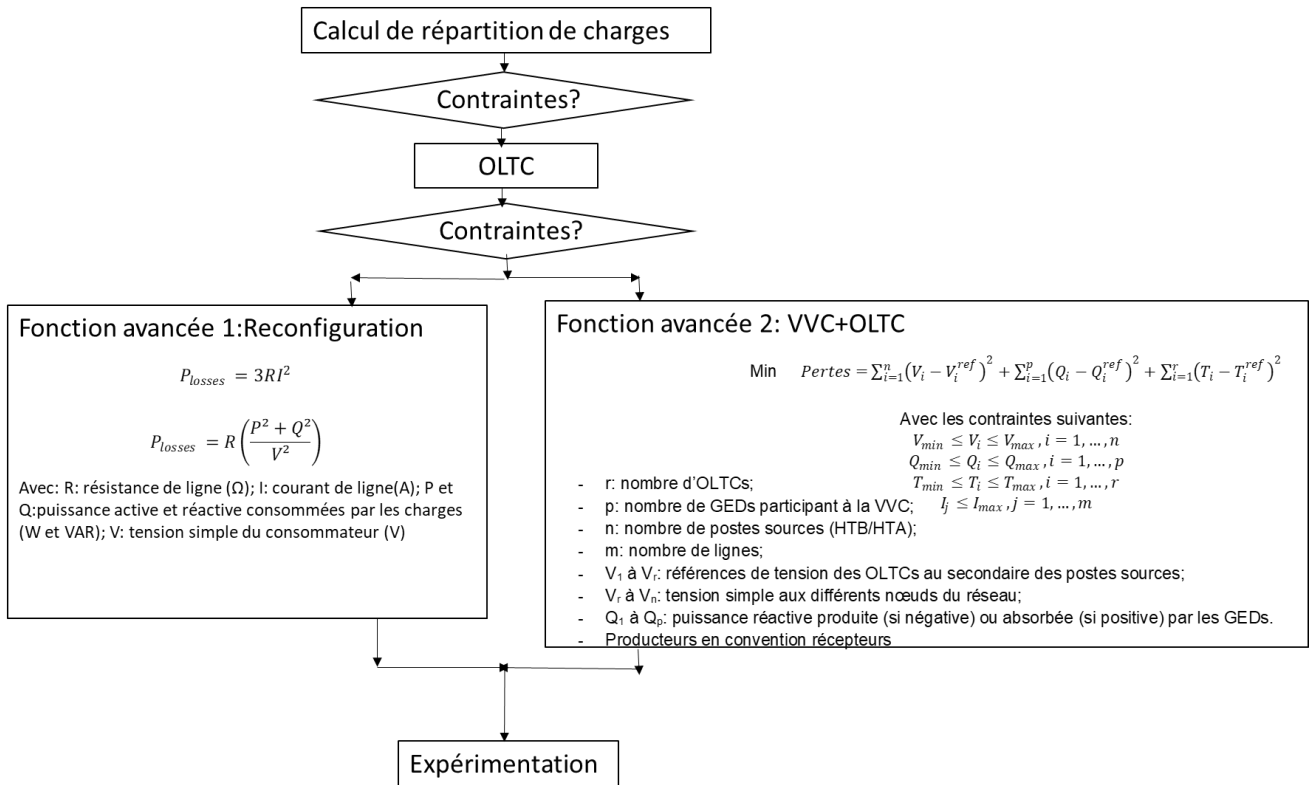


Figure III-8 : Méthodologie d'implémentation des fonctions avancées sur RD-PREDIS

III.2.2.2.1. Implémentation des régleurs en charge (OLTC)

Afin de répondre aux contraintes techniques lors de leur apparition (courants et tensions), les régleurs en charges (On Load Tap Changer) des postes sources HTB/HTA pour les trois scénarios précédemment décrits sont utilisés. En raison du fonctionnement radial du réseau de distribution, les scénarios S1 et S2 définis dans la section précédente impactent le départ du troisième poste source contenant N11, N12 et N13 (voir Figure III-9). La Figure III-9 montre les tensions de ces trois nœuds pour les 5 pas de temps particuliers identifiés précédemment.

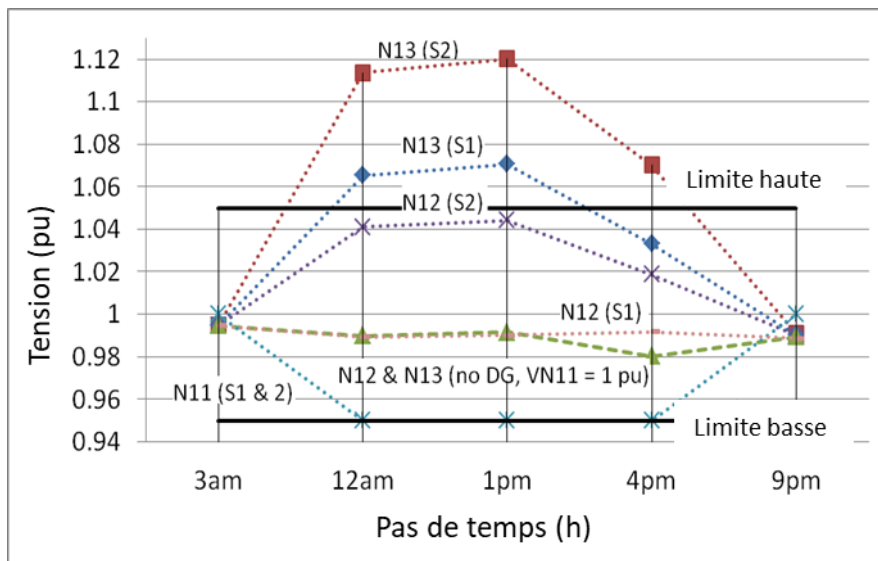


Figure III-9: Profils de tension pour les nœuds contraints [133]

Le meilleur réglage de tension pour N11 a été choisi de manière à minimiser les contraintes de tension. Lorsque la production est faible (03h00 et 21h00), N11 est mis à 1 pu et lorsque la production est élevée (12h00, 13h00 et 16h00), elle est diminuée jusqu'à la valeur minimale admissible de 0,95 pu. On voit que si G4 est connecté à N13 (S1), la contrainte tension à 1,05 pu ne peut pas être respectée à chaque fois pour N13 (1,065 pu à 12h00 et 1,07 à 13h00). L'ajout d'un générateur à N12 (S2) aggrave la situation (N13 atteint 1,12 pu à 13h00) et crée une violation supplémentaire au pas de temps de 16h00. Ces périodes de contraintes où l'utilisation de l'OLTC est insuffisante correspondent à des périodes de forte production. Il n'y a pas de contrainte de courant car les lignes sont surdimensionnées par rapport aux flux d'énergie circulant dans les lignes. Dans le pire des cas (S2 à 13h00), le courant de la ligne 15 est de 64,5% du courant maximal admissible. Dans le cas de S3 (G4 connecté à N9), aucune contrainte de tension ou de courant n'apparaît dans le réseau. L'explication est la localisation de N9, dans la zone industrielle, donc de forte consommation, du réseau de distribution. Dans ce scénario, les GEDs ont un impact positif en remontant le profil de tension du réseau. Pour conclure cette partie, la modification des réglages secondaires OLTC ne permet pas de respecter les contraintes de tension à 12h00 et 13h00 pour S1 et S2 et à 16h00 pour S2. La reconfiguration et le VVC seront donc appliqués dans ces cas.

III.2.2.2. Implémentation de la reconfiguration

En implémentant l'algorithme de reconfiguration, l'objectif est d'obtenir un vecteur de cinq valeurs qui sont les cinq lignes à ouvrir (à partir du réseau de distribution RD-PREDIS en configuration maillée) afin de minimiser les contraintes dans une opération radiale. La configuration trouvée par le procédé « ouverture séquentielle des branches » pour S1 (G4 connecté à N13) aux pas de temps contraints de 12h00 et 13h00 est [4, 6, 7, 8, 15], comme illustré en Figure III-10.

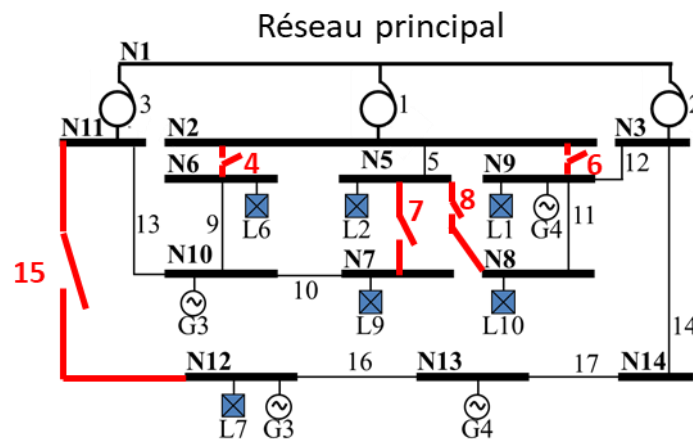


Figure III-10: Configuration trouvée pour S1 (lignes [4, 6, 7, 8, 15] ouvertes).

Si G3 est ajouté à N12 (S2), alors la configuration trouvée pour 12h00, 13h00 et 16h00 est [4, 6, 7, 8, 16], Figure III-10. La modification de la configuration diminue la durée de vie des commutateurs NO. En effet, ils ont une durée de vie d'environ 6000 opérations. Ainsi, trouver une configuration qui convient à toute la journée serait moins coûteux à long terme. Dans un réseau réel, les organes de commandes des NO sont des interrupteurs que l'on manœuvre à vide (pas de pouvoir de coupure), donc leur durée de vie est très longue.

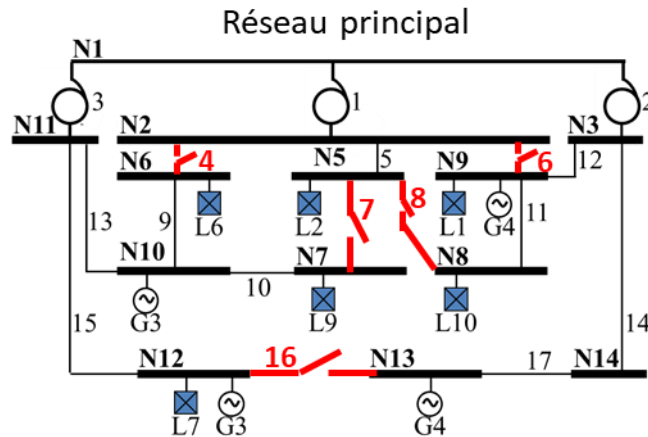


Figure III-11: Configuration trouvée pour S2 (lignes [4, 6, 7, 8, 16] ouvertes).

Dans le cadre de RD-PREDIS (vision Smart Grid), tous les organes dis "NO" sont en revanche télécommandés et avec un pouvoir de coupure. Ceci représente une vision plus futuriste du réseau, rajoutant un avantage sur l'ouverture en charge des lignes pour parfaire la fonction de reconfiguration dynamique. La conclusion de cette partie est que dans la configuration [4, 6, 7, 8, 16] de la Figure III-11, les contraintes sont respectées toute la journée pour les trois scénarios. Donc, cette configuration sera la meilleure pour toute la journée.

III.2.2.2.3. Développement de la VVC et de l'OLTC

Le Tableau III-2 présente les résultats obtenus lorsque la VVC est appliquée uniquement aux pas de temps pour lesquels les contraintes ne sont pas résolues avec l'OLTC. Le GRD français impose en effet aux producteurs (sur la base d'un seuil de puissance) que la puissance réactive produite soit comprise entre $-0,35 \times P_{max}$ et $0,4 \times P_{max}$. Dans cet exemple, comme P_{max} est de 4,7 MW, Q doit être compris entre $-1,645$ et $1,88$ MVAR. Cette contrainte est respectée dans tous les cas.

Tableau III-2 : Solutions VVC pour les scénarios étudiés et les différentes heures.

Temps	S1 (G4 à N13)		S2 (G3 à N12 & G4 à N13)	
	Q(pu)	Réglages OLTC [V ₁ , V ₂ , V ₃] (pu)	Q(pu)	Réglages OLTC [V ₁ , V ₂ , V ₃] (pu)
12:00 am	Q _{G4} = -0.286	[1.025, 1, 0.95]	Q _{G3} = -0.473 Q _{G4} = -0.926	[1.025, 1, 0.95]
1:00 pm	Q _{G4} = -0.381		Q _{G3} = -0.517 Q _{G4} = -1.009	
4:00 pm	Non simulées car il n'y a pas de contraintes de tension		Q _{G3} = -0.156 Q _{G4} = -0.308	[1.023, 0.999, 0.95]

III.2.2.3. Conclusions sur les simulations

Dans cette partie, deux blocs de codes ont été développés pour trouver la meilleure reconfiguration et les meilleures solutions VVC pour un scénario donné (en plus des réglages d'OLTC). L'impact de la localisation des GEDs dans le réseau (que ce soit dans une zone rurale, industrielle ou urbaine) a été abordé. Enfin, l'heure de la journée sur les courbes de charges et de productions entraîne un impact sur les contraintes restantes dans le réseau après un calcul de répartition de charges.

III.2.3. Expérimentation sur RD-PREDIS

Cette partie permet la mise en pratique des simulations précédentes sur le réseau RD-PREDIS. Ceci permet entre autre la validation expérimentale des fonctions avancées décrites ci-dessus (Figure III-4). A noter que cette fois-ci, puisqu'on travaille sur le réseau physique à échelle réduite, les puissances seront exprimées en kW et la tension nominale est de 400 V. L'exploration des 5 étapes temporelles des trois scénarios pour les trois solutions (OLTC, reconfiguration et VVC) conduirait à 45 séries d'expériences. Par conséquent, il est proposé par la suite de tester les trois scénarios précédents pour le pire des cas de la journée (13h00). Comme le montre la Figure III-7 à 13h00, les charges résidentielles consomment 0,6 MW, ce qui représente 60% de leur valeur de consommation maximale, et les charges industrielles sont à leur valeur de consommation maximale (3 MW). Les charges industrielles sont émulées par des machines asynchrones et les charges résidentielles par un banc de résistances pilotable. Leur consommation est fixée respectivement à 3 kW et 600 W chacune (compte tenu du facteur d'échelle entre le réseau réel et celui de RD-PREDIS). Les mesures au niveau des nœuds des générateurs, des résistances et du secondaire des autotransformateurs sont lisibles à distance à l'aide du système SCADA.

III.2.3.1. S1: G4 Connecté au nœud N13

III.2.3.1.1. Implémentation de l'OLTC seul

Après le démarrage des différentes charges et générateurs, la tension au secondaire des autotransformateurs est ajustée pour optimiser le profil de tension. Les Figure III-12 et Figure III-13 présentent des captures d'écran de la surveillance disponible des charges, des générateurs et des autotransformateurs données par le système SCADA.

	Load 1	Load 2	Generator 3	Generator 4
P	3.230 kW	3.230 kW	0.000 kW	- 4.680 kW
Q	0.460 kVAr	0.660 kVAr	0.000 kVAr	- 0.03 kVAr
U12	387 V	409 V	416.59 V	427.59 V
U23	388 V	410 V	416.49 V	427.09 V
U13	388 V	411 V	417.79 V	427.69 V

Figure III-12 : Mesures disponibles pour les générateurs et les charges.

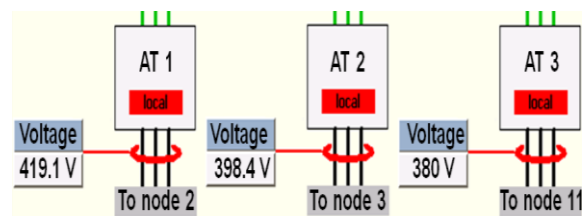


Figure III-13 : Mesures disponibles pour les postes sources ou auto transformateurs développé dans PCVue.

Les tensions des générateurs sont surveillées directement au niveau de leurs nœuds de connexion. Par exemple, la tension de G3 est mesurée à N10. Pour rappel, les appareils utilisés pour mesurer les flux d'énergie sont câblés de la même manière pour les générateurs et pour les charges; ainsi seul le signe indique la direction du flux d'énergie (convention récepteur). Afin que la comparaison entre la simulation dans Matlab et l'expérimentation sur le réseau physique soit pertinente, nous allons refaire les simulations Matlab en utilisant les grandeurs du réseau physique comme données d'entrée de la simulation. Nous allons distinguer deux cas : les grandeurs sont mesurées ou estimées selon que l'on considère si le réseau est équipé de capteurs ou non.

III.2.3.1.1.1. Définition d'un cas de simulation a: données d'entrée mesurées

On considère ici que le réseau est équipé de capteurs opérationnels dans les postes HTA/BT, ce qui est généralement le cas dans la réalité. Ces capteurs ne sont pas toujours utilisés dans la pratique (pas de remontées par le SCADA) mais nous considérons donc qu'il sont disponibles pour nos fonctions. Les machines asynchrones ne se comportent pas comme une charge PQ constante. Pour les charges résidentielles, la puissance mesurée est de 600 W pour toutes les charges sauf la charge 10, où $P_{L10} = 800$ W. En fait, pour la charge L10, le pas de puissance du banc de résistances, donc entre deux valeurs successives, est assez important (400 W). Pour cette raison, il n'est pas facile de lui appliquer exactement 600 W. Comme G4 est connecté à N13, cela provoque une surtension importante. Ensuite, la tension du secondaire de l'autotransformateur auquel il est connecté diminue à 380 V (tension la plus basse admissible, correspondant à 95% de 400 V). On constate que même avec cette action, la tension de N13 est toujours autour de 427 V et est donc supérieure à la limite admissible de 420 V. Dans une autre partie du réseau, la tension au secondaire de l'autotransformateur 1 est augmentée à sa valeur maximale pour agir sur le profil de tension de N9. En effet, les charges industrielles provoquent une chute de tension. Pour toutes ces raisons, les simulations sont à nouveau exécutées avec les nouvelles entrées mesurées. Cela s'appellera le cas de simulation a.

III.2.3.1.1.2. Définition d'un cas d'étude b : entrées estimées

Comme nous l'avons dit, dans les réseaux de distribution réels, il n'y a généralement pas d'interprétation des mesures au niveau des transformateurs HTA/BT. Les GRDs effectuent leurs études selon un ensemble d'hypothèses formulées à partir de données historiques et de méthodes de prédiction. En appliquant ces hypothèses à notre étude de cas, la seule information disponible serait que L1 et L2 consomment 3 kW et 1,2 kVAR et que L6, L7, L9 et L10 consomment 600 W. Ces entrées estimées ont été prises en compte dans le cas b. Le Tableau III-3 compare les tensions mesurées au cours de l'expérience, la tension obtenue avec le cas de simulation a et la tension obtenue avec le cas de simulation b.

Tableau III-3 : Expérimentation versus Simulation, seulement avec OLTC, S1: G4 à N13.

Réglages OLTC: [419.1, 398.4, 380]							
Noeud	Expérimentation Tension (V)			Simulation cas a (entrées mesurées)		Simulation cas b (entrées estimées)	
	Min	Max	Mean	Tension (V)	Err (%)	Voltage (V)	Err (%)
N2	Non fournie		419.1	419.1	0	419.1	0
N3	Non fournie		398.4	398.4	0	398.4	0
N5	409.00	411.00	410.00	412.97	0.72	412.85	0.69
N9	387.00	388.00	387.67	387.65	0.00	389.28	0.42
N10	416.49	417.69	416.92	417.47	0.13	417.47	0.13
N11	Non fournie		380	380	0	380	0
N13	427.09	427.69	427.46	428.67	0.28	428.20	0.17

Étant imposées comme références OLTC, les tensions à N2, N3 et N11 sont identiques entre les simulations et les expériences. L'erreur relative entre simulation et expérience pour un nœud Ni donné est calculée avec (3.7) :

$$Err(Ni) = \frac{U_{simu}(Ni) - \text{mean}(U_{exp}(Ni))}{U_{simu}(Ni)} \times 100 \quad (3.7)$$

Avec:

$U_{simu}(Ni)$: tension simulée à Ni, (V);

$U_{exp}(Ni)$: $[U_{i1} \ U_{i2} \ U_{i3}]^T$ = mesures expérimentales des tensions à Ni pour les phases 1, 2, and 3, (V).

On peut remarquer que l'erreur dans le cas a est inférieure à 1%. Ainsi, le modèle de réseau et l'algorithme de « load flow » conduisent à une bonne estimation de l'état stationnaire du réseau de distribution réel. Dans le second cas (cas b), l'erreur relative n'augmente que pour N9 du fait de la puissance réactive de la charge 1 (L1). Néanmoins, l'erreur reste également inférieure à 1%. Nous avons constaté un petit déséquilibre entre les phases, atteignant un maximum de 2 V pour N5. La plage de précision des capteurs étant d'environ 1%, on peut conclure que l'adéquation entre la simulation et l'expérimentation est très bonne.

III.2.3.1.2. Implémentation de la reconfiguration

Dans cette partie, nous utilisons la topologie reconfigurée calculée lors de la première simulation de reconfiguration du III.2.2.2., donc ouvrant les lignes [4, 6, 7, 8, 16] du réseau de distribution. Par rapport à la configuration initiale, proposée sur la Figure III-6, quatre états de commutateurs NO doivent être modifiés. La procédure pour changer la configuration sans interrompre l'alimentation des charges et productions serait d'abord de fermer la boucle où se trouvent un commutateur NO, puis d'ouvrir les « anciennes » boucles et procéder ainsi pour les 4 commutateurs. Le problème est que cette méthode crée une boucle temporaire entre les secondaires des transformateurs de postes sources. Ce n'est pas une contrainte si les deux transformateurs de la boucle ont la même tension (à la fois en module et en phase), mais il y a peu de chance que cela se produise, que ce soit en expérimentation ou dans un réseau réel. Sur RD-PREDIS, les trois autotransformateurs ont des indices horaires différents. Ainsi, si deux d'entre eux sont en boucle, un courant élevé pourrait circuler et déclencher les dispositifs de protection, voire détruire certains équipements. A minima, ce courant de boucle pourrait modifier le plan de tension et augmenter les pertes dans les lignes. Pour cette raison, pendant l'expérience, nous commençons par ouvrir la boucle avant de changer l'état de tout commutateur NO. Cette action déconnecte les charges et arrête la production, qui doit être redémarrée une fois la nouvelle configuration définie. La reconfiguration n'est donc pas instantanée. Le Tableau III-4 compare les simulations avec les expériences. On peut remarquer que la violation de tension à N13 disparaît. Le profil de tension est également meilleur car les OLTC ne sont pas aussi proches de leurs limites qu'avant.

Tableau III-4 : Expérimentation versus simulation utilisant la reconfiguration, S1: G4 à N13.

Réglages OLTC : [400.9, 395, 404.1]					
Noeud	Experimentation Tension (V)			Simulation	
	Min	Max	Mean	Tension (V)	Err (%)
N5	393.00	394.00	393.67	395.48	0.46

N9	390.00	392.00	391.00	393.80	0.71
N10	402.79	404.29	403.62	403.80	0.04
N13	417.29	418.99	418.16	416.65	0.36

III.2.3.1.3. Implémentation de la VVC avec OLTC

Dans le cas considéré, le programme VVC fournit une solution pour répondre aux contraintes de tension: G4 doit absorber 0,37kVAR. De plus, les paramètres des autotransformateurs doivent être réglés sur [418.9; 398; 380], comme illustré dans le Tableau III-5.

Tableau III-5 : Expérimentation versus Simulation (VVC, G4 at N13).

Réglages OLTC: [418.9, 398.4, 380]					
Noeud	Experimentation Tension (in V)			Simulation	
	Min	Max	Moyenne	Tension (in V)	Err (%)
N5	410.00	411.00	410.33	412.77	0.59
N9	388.00	389.00	388.33	387.17	0.30
N10	416.69	417.49	417.19	417.27	0.02
N13	417.99	418.79	418.46	419.77	0.31

Les expériences n'ont été décrites ci-dessus en détails que pour le premier scénario. Dans les paragraphes suivants, pour les deux autres scénarios, seuls les résultats sont fournis pour valider la bonne adéquation entre les simulations et les expérimentations.

III.2.3.2. S2 : G4 connecté à N13 and G3 connecté à N12

Ce cas est similaire à S1 pour les autotransformateurs 1 et 2 mais une augmentation plus importante de la tension dans la zone de l'autotransformateur 3 est attendue car deux GEDs sont situés dans sa zone. Les résultats utilisant uniquement l'OLTC sont donnés dans le Tableau III-6.

Tableau III-6 : Expérimentation versus Simulation utilisant seulement OLTC, S2: G4 at N13 and G3 at N12.

Réglages OLTC: [418, 400.3, 380.1]					
Noeud	Experimentation Tension (V)			Simulation	
	Min	Max	Moyenne	Tension (in V)	Err (%)
N5	409.00	410.00	409.67	411.81	0.52
N9	387.00	389.00	388.00	386.43	0.41
N12	420.79	421.29	421.39	416.30	1.22
N13	444.29	445.19	444.82	444.92	0.02

Une erreur relative accrue (1,22%) peut être observée pour N12. C'est un peu plus élevé que la précision du capteur, donc le modèle de la ligne 12 peut ne pas être assez précis. A titre d'exemple, si la résistance de la ligne amont N12 est augmentée de 2% et sa réactance est diminuée de 2%, l'erreur relative devient 0,86%. En effet, dans les réseaux de distribution réels, les GRDs connaissent les caractéristiques de leurs conducteurs mais les valeurs de la

résistance et de la réactance réelles peuvent varier en fonction de facteurs tels que la température ou la qualité du raccordement. Les résultats de VVC et de reconfiguration sont résumés dans le Tableau III-7. L'expérience valide la simulation sauf pour N12, où l'erreur relative est également légèrement supérieure à 1%.

Tableau III-7 : Expérimentation versus Simulation avec VVC and reconfiguration, S2: G4 at N13 and G3 at N12.

VVC: $Q_{G3} = -0.5$ kVAR & $Q_{G4} = -0.99$ kVAR					
Réglages OLTC: [416.4, 401.9, 380]					
Noeud	Expérimentation Tension (V)			Simulation	
	Min	Max	Moyenne	Tension (in V)	Err (%)
N5	407.00	407.00	407.00	410.05	0.74
N9	385.00	386.00	385.33	385.17	0.04
N12	402.79	404.39	403.49	398.83	1.17
N13	417.49	418.99	418.19	418.7	0.12
Reconfiguration: [4, 6, 7, 8, 16]					
Réglages OLTC : [400.7, 391, 389.9]					
Noeud	Expérimentation Tension (V)			Simulation	
	Min	Max	Moyenne	Voltage (in V)	Err (%)
N5	393.00	394.00	393.67	395.35	0.43
N9	386.00	387.00	386.67	389.81	0.81
N12	417.59	418.99	418.12	413.91	1.02
N13	417.59	418.79	417.99	415.93	0.49

III.2.3.3. S3: G4 connecté à N9

Ce scénario représente une connexion d'un GED dans une zone industrielle. Dans ce cas, G4 n'entraîne pas de contraintes techniques mais améliore même le profil de tension par rapport au même cas sans production dans le départ où la production est connectée. Dans le Tableau III-8, on peut voir qu'en N9, où la production est connectée, la différence de tension avec et sans production est de 36,9 V. En effet, en N9 un consommateur industriel provoque une grosse chute de tension qui peut être résolue en augmentant la tension à N2 utilisant l'OLTC. Le réglage de la valeur maximale à N2 (420 V) augmente la tension à N9 à 385 V. Avec la production connectée, il n'est pas nécessaire d'augmenter la tension au secondaire: avec 401 V à N2, nous avons 403 V à N9. Les erreurs relatives sont bonnes (inférieures à 1%).

Tableau III-8 : Expérimentation versus Simulation, S3:G4 at N9.

Réglages OLTC: [400.7, 402.6, 402.1]						
Noeud	Expérimentation Tension (V)			Simulation		Simulation Sans G4
	Min	Max	Moyenne	Voltage (V)	Err (%)	Voltage (V)
N5	391.00	392.00	391.67	394.29	0.67	394.29
N9	399.69	400.09	399.86	402.86	0.75	366.08
N12	398.69	398.99	398.89	398.13	0.19	398.89

III.2.4. Conclusion des expérimentations

Un des intérêts de l'expérience est de tester ce que les simulations ne peuvent pas montrer : dans des cas réels, le GRD ne connaît pas exactement toutes les valeurs des composants de leur réseau et certaines données peuvent aussi être erronées (par exemple des paramètres pour un conducteur dans la base de données). Aussi, les capteurs ont une précision donnée à laquelle on ajoute les incertitudes sur les prévisions de consommation et de production. Par conséquent, cela permet de prendre conscience des marges qui garantissent que la tension reste comprise entre +/- 5% de la tension nominale. L'ensemble des fonctions avancées présentées au début de ce chapitre ont été implémentées sur RD-PREDIS et permettent de valider l'exactitude des méthodes et de confronter à des cas réels. Un autre enjeu majeur dans le contexte des Smart Grids que cette expérience illustre est le lien avec les TICs sur une application réelle.

III.2.5. Conclusion partielle et perspectives

Trois fonctions d'automatisation des départs ont été développées, simulées et validées selon la méthodologie proposée lors de l'expérience (OLTC, reconfiguration et VVC) sur trois scénarios. Dans un effort de synthèse, seul le pas de 13h a été présenté dans cette section pour l'expérimentation. L'adéquation entre la simulation et l'expérimentation est très bonne dans tous les cas étudiés.

La section III.2.1 a présenté des méthodes et l'implémentation de fonctions avancées de conduites sur le réseau de distribution RD-PREDIS. Trois fonctions avancées qui ont été implémentées pour participer au réglage de tension ont été présentées (OLTC, Reconfiguration et VVC) et comparées séquentiellement par simulation et expérimentation. La fonction nommée « auto cicatrisation » du réseau de distribution a également été citée (initialement développée dans le cadre de [140]) car celles-ci a demandé un très grand effort de travail sans à ce jour disposer de nouveaux résultats. Elle s'inscrit dans des perspectives de tests et développement.

La mise en pratique de ces fonctions avancées utilise les quadrants I et III (Figure III-1 et Figure III-3). Cette méthode de validation que l'on peut nommer « Comparaison holistique » met en lumière :

- Les avantages suivants :
 - Cas concret avec de réels TICs et composants dans un système « RD-PREDIS
 - Cas d'étude idéal avec un réseau RD-PREDIS entièrement caractérisé
 - Cas d'études très déclinables en cas d'application pratique pour la compréhension de l'impact des EnR sur les réseaux électriques intelligent
- L'inconvénient suivant :
 - Système séquentiel : comparaison de la simulation puis de l'expérimentation de manière séquentielle

III.3. Plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » : un démonstrateur original du quadrant II (HIL-PHIL) :

III.3.1. Méthodes HIL PHIL

La plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » permet également d'adresser les validations par système HIL (Hardware In the Loop) et PHIL (Power hardware In the Loop). Cette méthode est principalement concentrée sur le quadrant II de la Figure III-14. Elle permet d'implémenter des modèles d'optimisation en temps réel avec des composants réels connectés (par exemple onduleur, émulation de véhicule électrique, convertisseurs d'électronique de puissance, réseau électrique...)

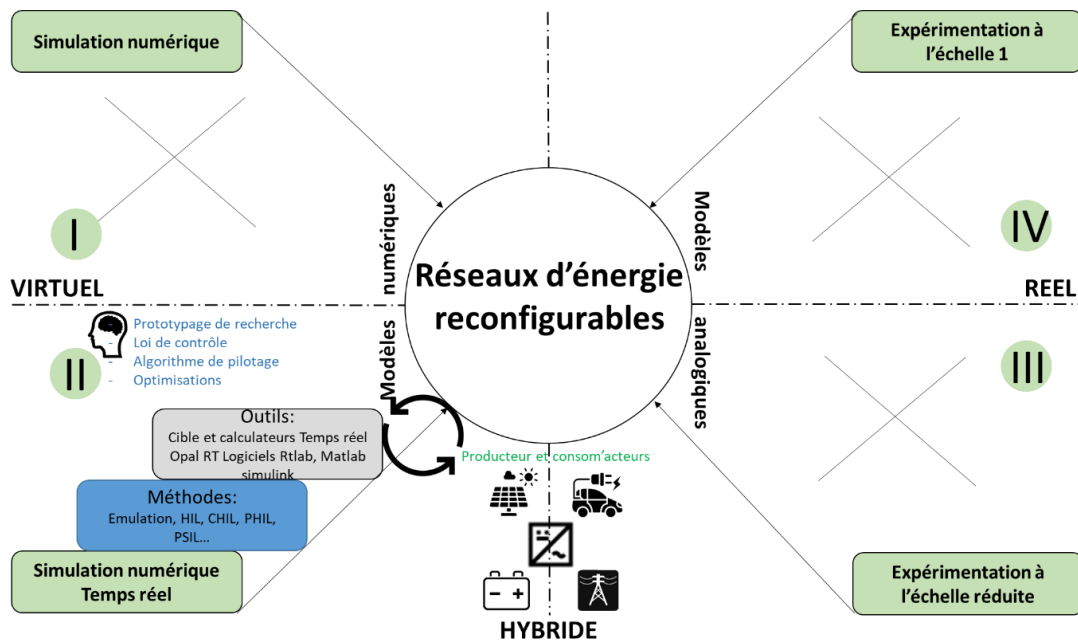


Figure III-14 : Description fonctionnelle de la méthode HIL-PHIL proposée au sein de « Réseaux d'énergie reconfigurables »

III.3.2. Cas d'application sur l'étude de la charge intelligente de Véhicules électriques

Nous avons choisi de présenter comme méthode de validation un cas d'étude centré sur la mobilité électrique initié dans le cadre du projet aVEnir [141]. En effet, ces dernières années, la part des véhicules électriques (VE) a augmenté rapidement dans l'industrie automobile [163]. Les VE représentent les deux principales catégories de véhicules électriques à batterie (BEV) et de véhicules électriques hybrides rechargeables (PHEV). Afin de charger les batteries, les VE doivent être connectés à une source d'alimentation électrique (réseau principal, PV...). À cet égard, la batterie joue un rôle clé dans ces véhicules et il devient indispensable de contrôler son état de santé ainsi que son état de charge [164]. Certains utilisateurs chargent leurs voitures le matin après l'arrivée sur leur lieu de travail, et beaucoup d'autres rechargent le soir en arrivant à domicile, ce qui coïncide souvent avec la pointe de charge quotidienne. En raison du manque de coordination entre ces deux technologies émergentes, la courbe de charge est loin d'être uniforme [165][166]. Par conséquent, dans des études récentes, il a été tenté de charger la batterie du véhicule avec de l'énergie solaire photovoltaïque ou d'utiliser sa capacité à stocker de l'énergie et à l'utiliser pendant les périodes de pointe où les prix sont élevés. Cependant, une utilisation excessive des batteries peut nuire à leur état de santé dans plusieurs cas, qui sont expliqués dans [167]-[170]. Compte tenu des

problèmes mentionnés ci-dessus, nous proposons de présenter un des développements proposé dans le cadre du projet aVEnir [141] pour limiter le nombre de cycles de décharge. L'approche d'optimisation linéaire fondée sur la commande prédictive (MPC) est utilisée comme méthode conventionnelle pour la recharge intelligente des VE.

III.3.2.1. Contexte de l'étude

En collaboration avec le GIPSA lab et dans le cadre du lot 5 du projet aVEnir [141], le lot met à disposition des acteurs concernés des informations ou des leviers pour recharger des véhicules électriques (VE) à une maille locale du réseau couplée à la production photovoltaïque. Pour répondre à ces objectifs, nous avons :

- Modélisé le système (incluant mobilité électrique, production photovoltaïque, et les modèles comportementaux).
- Développé des algorithmes optimaux pour la gestion de charge/décharge des VEs en association avec la production PV.
- Implémenté les algorithmes et les règles synthétisées avec des méthodes HIL et PHIL.

En l'état actuel du réseau de charge, du parc de VE et de la production d'énergie renouvelable, les opportunités de couplage dépendent surtout de situations locales favorisant la mobilisation d'un potentiel de flexibilité. Plusieurs configurations territoriales peuvent être identifiées :

- Secteur résidentiel (individuel et collectif)
- Entreprise / Lieu de travail
- Domaine publique :
 - Station de recharge, aire d'autoroute, centre commercial etc.
 - Parking de gare, parking relais, parking d'aérogare....

Dans la suite de cette section, un inventaire des méthodes et modèles appliqués est synthétisé en Figure III-15. Un des algorithmes initialement proposé par [142], a été implémenté pour une validation expérimentale de type PHIL. Nous décrivons cette méthodologie par la suite.

III.3.2.2. Bref tour d'horizon sur les méthodes et développement d'un cas d'application :

La Figure III-15 dresse une cartographie des méthodes utilisées pour une recharge intelligente utilisant comme source d'énergie , le photovoltaïque (PV), le véhicule électrique (VE) et le réseau électrique. Elle tient compte des objectifs (technique et financier) des configurations de charges (type et nature). Dans les méthodes, deux approches sont considérées : Celles fondées sur des méthodes d'optimisation, et d'autres reposant sur des règles.

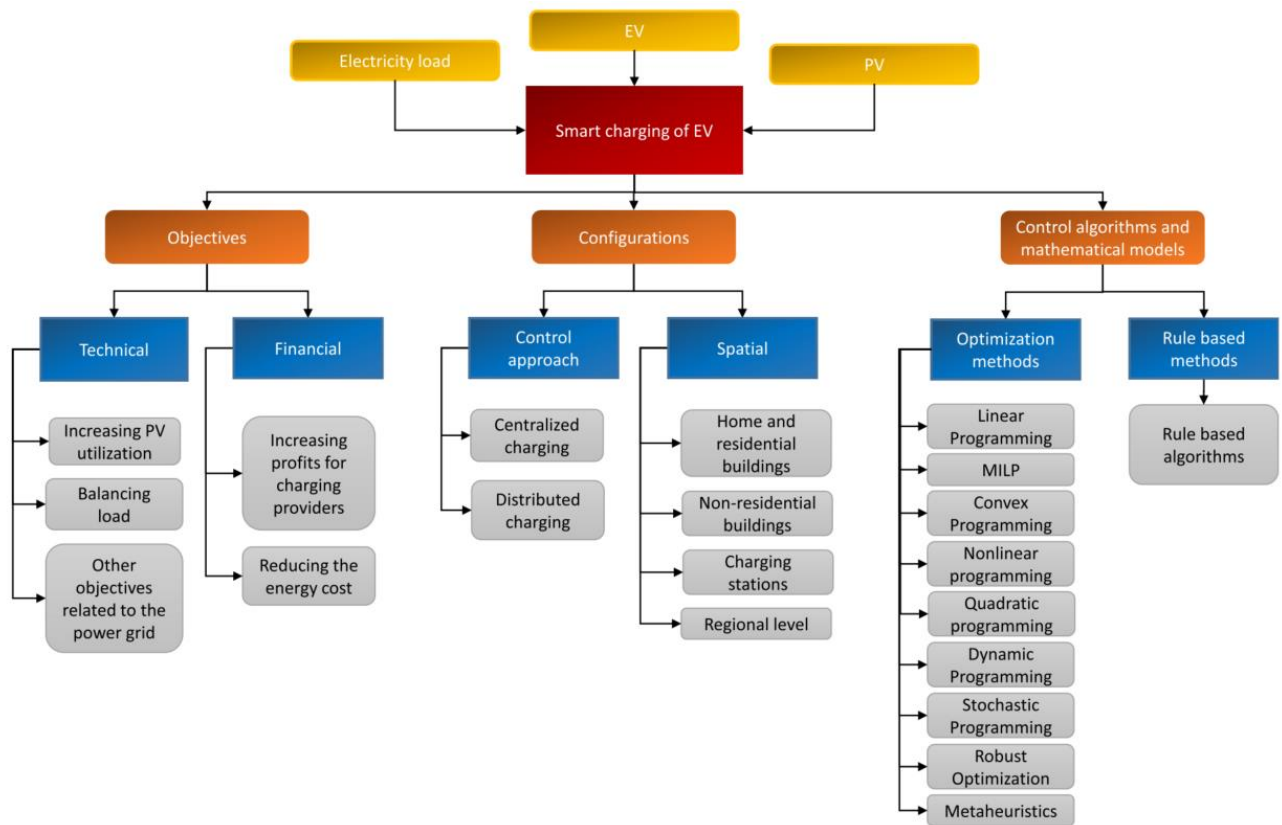


Figure III-15 : Inventaire des méthodes d'optimisation utilisées pour la charge de VE issu de [141]

En général, les algorithmes de charge intelligente des VE sont divisés en deux catégories principales, comme le montre la partie droite du diagramme de la Figure III-15 :

- Les méthodes basées sur des règles [142] et [171]
- Les méthodes d'optimisation [173]-[178].

L'algorithme fondé sur des règles, comme son nom l'indique, respecte des règles définies qui ne garantissent pas nécessairement une solution optimale. En effet, en raison du faible volume de calcul et de la vitesse de résolution relativement élevée, cette approche est généralement utilisée comme méthode complémentaire et en temps réel pour compenser les erreurs instantanées. D'autre part, les algorithmes d'optimisation recherchent les solutions optimales disponibles en considérant les fonctions objectifs et les contraintes du système. Cependant, les calculs lourds et les incertitudes courantes dans le système indiquent qu'il est souhaitable d'utiliser par exemple un modèle de contrôle prédictif (MPC) en parallèle avec l'optimisation, qui appréhende mieux les incertitudes.

Aussi, l'objectif général de la recharge intelligente peut être différent, comme la réduction des coûts énergétiques, la réduction des pertes de puissance, l'augmentation de l'utilisation des sources d'énergie renouvelables, la réduction des variations de la demande de charge, etc... La réduction du coût de l'énergie échangée avec le réseau est l'une des fonctions objectifs les plus populaires, qui peut être facilement mise en œuvre avec une optimisation linéaire. A cet effet, l'algorithme de programmation linéaire, comme le montre la Figure III-18 a été implémenté sous la forme d'une optimisation linéaire basée sur MPC qui essaye de charger la batterie au niveau souhaité (SOC_{final}) au coût le plus bas [178].

III.3.2.3. Hypothèse et description de la charge

Tout d'abord, il est nécessaire de présenter la configuration de notre système de recharge VE et le rôle des différents éléments qui le composent. La configuration souhaitée

est illustrée en Figure III-16, et comprend le réseau électrique, les charges locales, les panneaux solaires et les VE. Il convient de noter que les incertitudes et les fluctuations de puissance de la production d'énergie photovoltaïque constituent des défis dans l'optimisation de la gestion de l'énergie. Plusieurs approches ont été proposées pour prédire avec précision la capacité de production photovoltaïque [179]. Dans notre cas d'étude, les panneaux solaires sont présents avec une puissance maximale de 14 kWc et leur puissance de sortie pendant une journée entière est estimée selon la Figure III-16 (a).

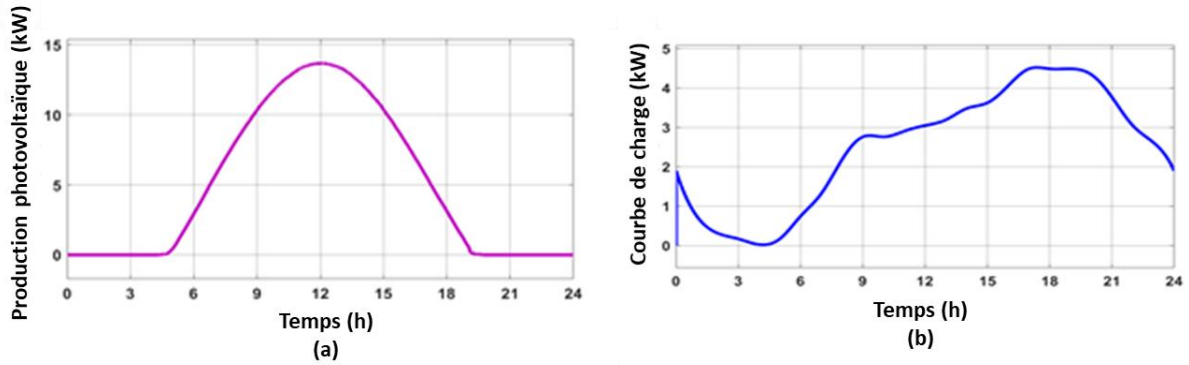


Figure III-16 : Puissance journalière estimée du (a) PV et (b) la charge

Du côté de la consommation (Figure III-16 b), il existe des charges locales typiques avec des demandes de puissance différentes et variables dans le temps, selon l'emplacement de la borne de recharge dans les bâtiments résidentiels, les lieux de travail ou les parkings privés et publics. En supposant que la borne de recharge se situe dans un immeuble résidentiel, la demande de charge est proche de zéro aux premières heures de la journée, alors qu'elle a les valeurs les plus élevées aux premières heures de la nuit. Il convient de noter que la demande de charge, comme la production d'électricité dans les panneaux solaires, comporte des incertitudes qui sont estimées par des algorithmes appropriés. Habituellement, la demande de charge doit être entièrement satisfaite par les productions disponibles.

Le réseau électrique de distribution en tant que réseau de puissance infini est responsable de l'équilibrage de la puissance entre les différents éléments de manière à compenser l'excès ou le manque de puissance générée selon l'équation (3.8).

$$P_{Grid} = P_{Load} - P_{EV} - P_{PV} \quad (3.8)$$

Avec :

P_{Grid} : Puissance du réseau principal

P_{load} : Puissance de la charge

P_{EV} : Puissance du véhicule électrique

P_{PV} : Puissance PV

Cette équation est connue sous le nom d'équation de bilan de puissance, où les signes variables sont considérés par rapport aux directions supposées de la puissance véhiculée dans le système d'étude. En d'autres termes, si la production totale d'électricité est inférieure à la consommation électrique, la différence de puissance est injectée dans le système par le réseau. Cependant, le prix approuvé pour les utilisateurs résidentiels comporte généralement deux ou trois niveaux différents. Par exemple, le prix de l'électricité pour les particuliers en France est de 13,46 et 17,99 centimes le kilowattheure, respectivement, pendant les heures creuses et de pointe [180]. Dans cette simulation, trois pics différents sont considérés dans le prix de l'électricité selon la Figure III-17, et à d'autres moments, le prix est presque constant.

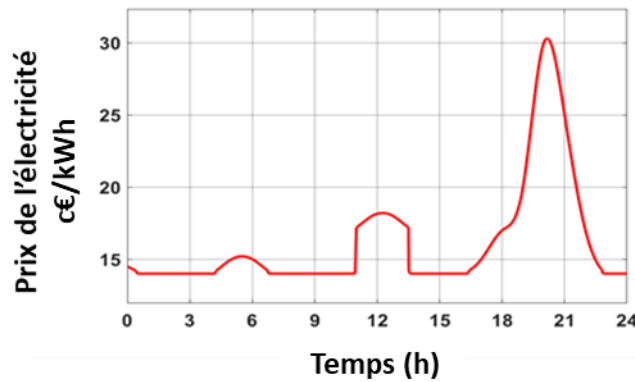


Figure III-17 : Evolution du prix de l'électricité sur 24h

Comme dernier élément du système, il y a le VE, qui joue un rôle majeur dans les algorithmes de recharge intelligente en raison de leur nature. Les VE sont stationnés pendant environ 90 % de leur durée de vie, le contrôle de leur recharge et de leur décharge peut apporter certains avantages à divers acteurs [181][182]. Les acteurs comprennent l'utilisateur ou le propriétaire du VE, le propriétaire de la station de recharge et le gestionnaire de réseau. Ici, le modèle Renault Zoé R110 avec les spécifications fournies dans le Tableau III-9 est considéré comme l'un des véhicules électriques les plus populaires en France. Dans la section suivante, les types d'algorithmes d'optimisation, les différentes fonctions objectifs et les types sélectionnés dans cette simulation sont brièvement présentés.

Tableau III-9 : Spécifications et caractéristiques du véhicule Renault Zoé concerné

SYMBOLE	DESCRIPTION	VALEURS
$P_{PEV}^{\max/\min}$	Puissance Maximum/minimum du VE	22/-22 kW
E_{PEV}^{nom}	Capacité nominale des batteries du VE	41 kWh
$SOC_{PEV}^{\max/\min}$	Etat de charge (SOC) Maximum/minimum du VE	90%/20%
$P_{Ch}^{\max/\min}$	Puissance Maximum/minimum du chargeur	+15/-15 kW

III.3.2.4. Méthodologie et outils implémentés pour l'étude

L'algorithme de charge intelligente bidirectionnelle avec optimisation linéaire reposant sur le modèle prédictif est considéré dans cette méthodologie. La fonction objectif tente de réduire le coût de l'énergie échangée avec le réseau. Cette fonction et les contraintes du système sont optimisées à chaque pas de temps de 5 minutes pour un horizon de 20 heures. La technique linéaire proposée pour limiter le nombre de cycles de décharge dans l'horizon temporel souhaité est présentée en détail en [178] faisant référence à nos travaux en collaboration avec le GIPSA lab.

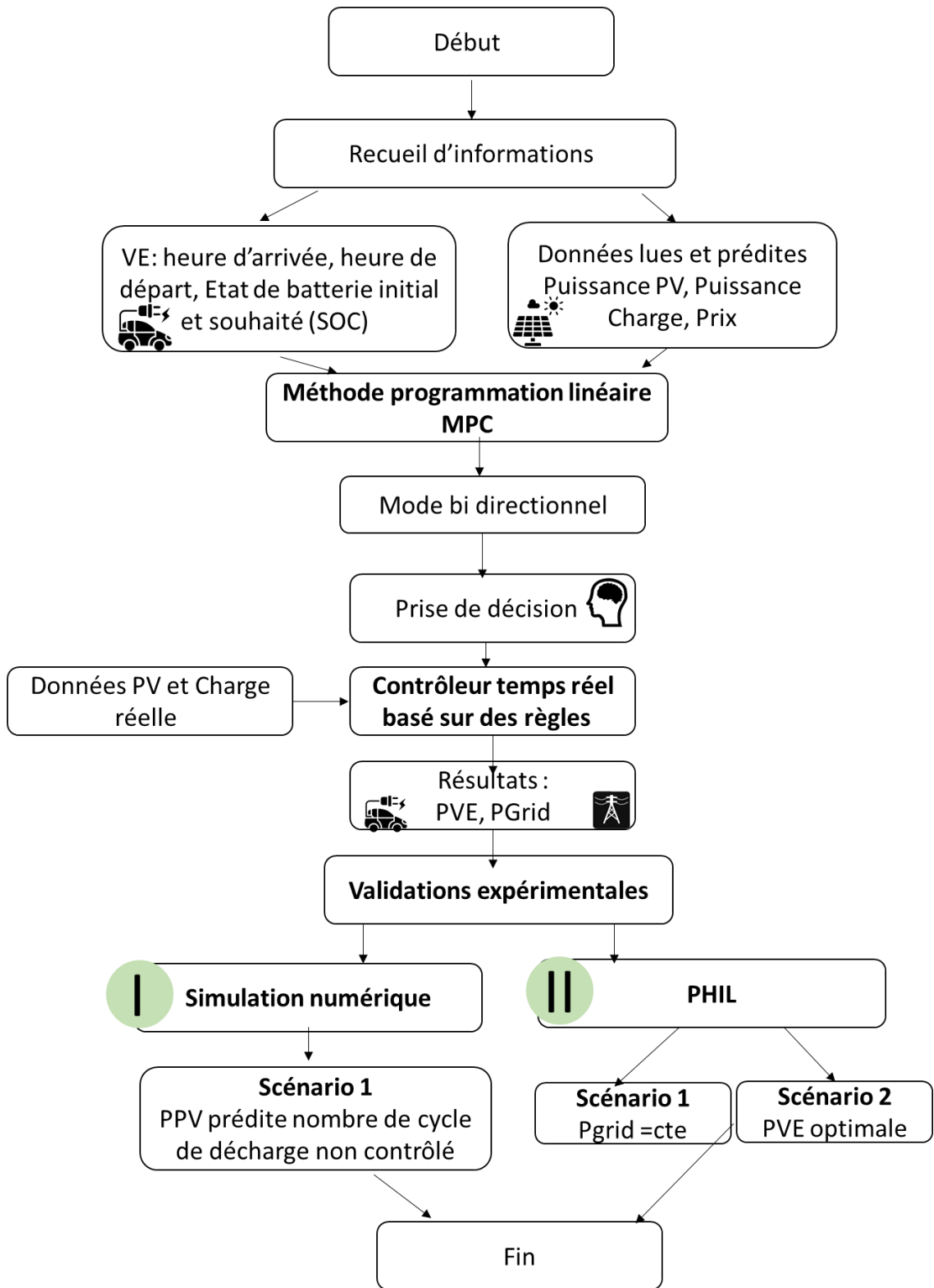
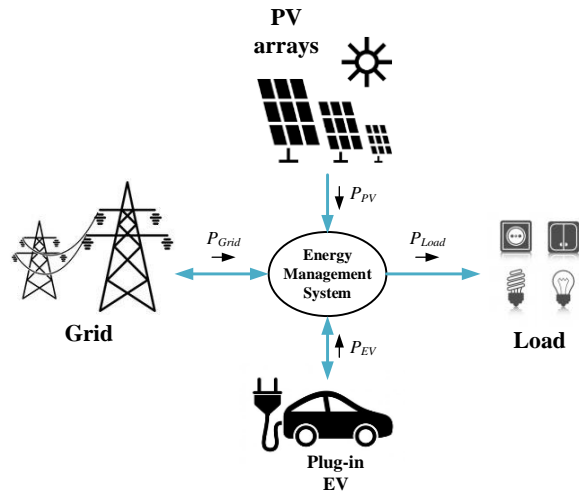


Figure III-18 : Algorithme d'optimisation linéaire basée sur MPC [178].

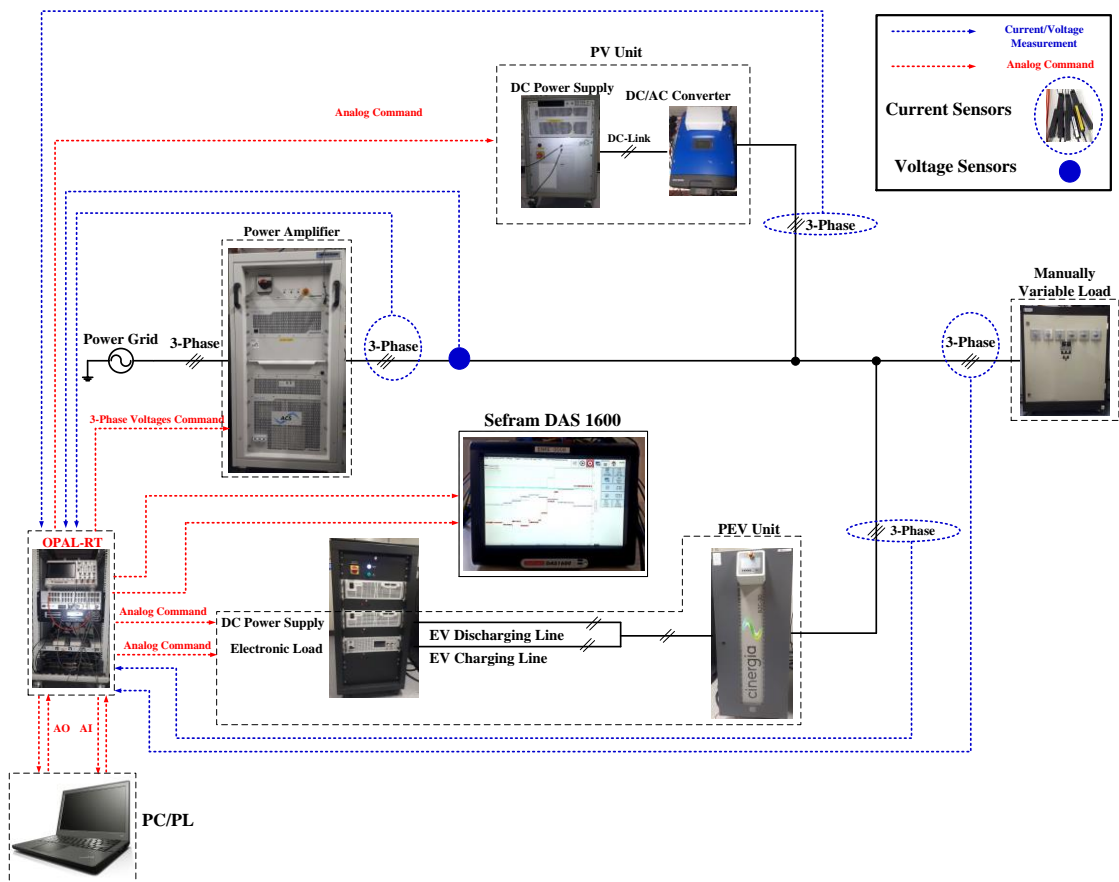
Afin de répondre à cette dynamique d'enjeu pour la mobilité électrique, la méthode proposée pour les validations de preuves de concept avant les passages à l'échelle réelle consiste à une validation PHIL (Tableau III-10). Nous proposons ici de synthétiser cette démarche en présentant l'algorithme décrit ci-avant, développé dans le cadre de [141].

Tableau III-10 : Méthode pour implémentation d'un algorithme de recharge intelligent basé sur des règles

Méthode et principe général [178]



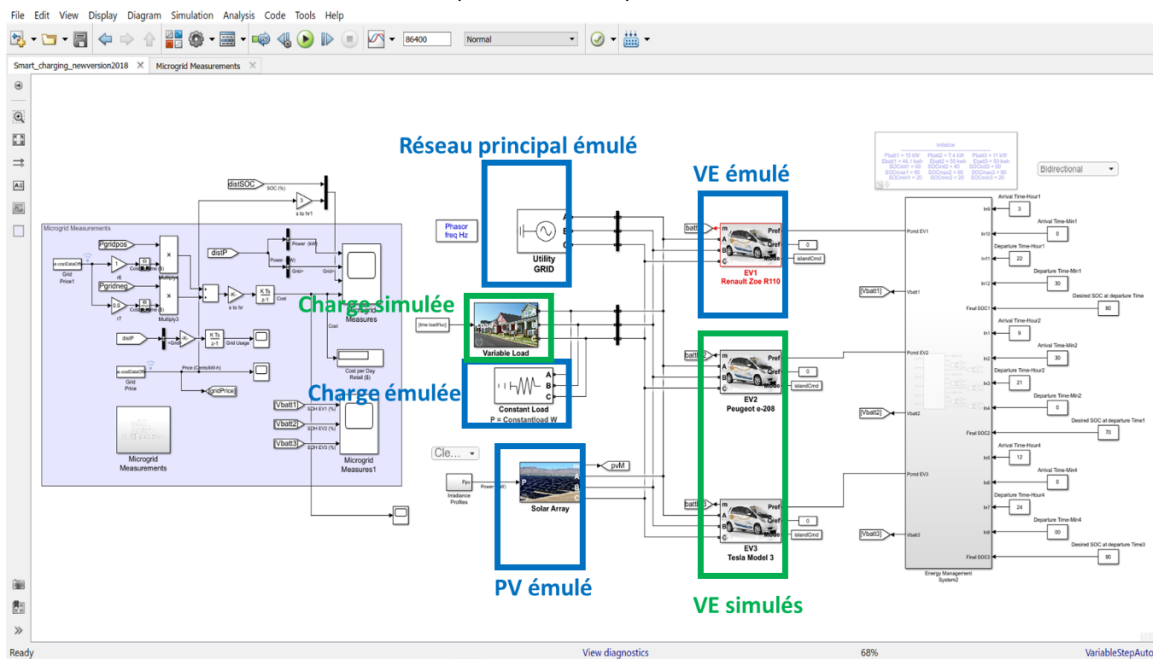
Validation expérimentale



III.3.2.5. V2G de la plateforme : description des implémentations expérimentales:

Des algorithmes intelligents de charges ont été proposés dans le cadre du projet et ont été émulés en utilisant des méthodes PHIL (Tableau III-10 et Figure III-19). Comme le montre cette figure, l'ensemble a été caractérisé avec :

- 3 VE :
 - 2 simulés dans l'environnement MATLAB/SIMULINK (encadré vert sur la Figure III-19)
 - 1 émulé dans l'environnement PHIL (représenté par les encadrés bleu « Emulateur VE » de la Figure III-19)
- 1 réseau considéré de puissance infinie, émulé par un amplificateur 4Q (50kVA) de marque Regatron (représenté par l'encadré « Emulation réseau principal »)
- 1 système PV (encadré bleu nommé « Emulateur PV » composé :
 - D'une alimentation DC Xantrex 600V-20A) piloté en courant/tension par la cible temps réel avec des profils de données réels.
 - D'un onduleur triphasé industriel de marque SMA Sunny Tripower 9 kVA
- 2 charges AC :
 - Une constante (8kW) (encadré bleu charge AC)
 - Une variable simulée (encadré vert)



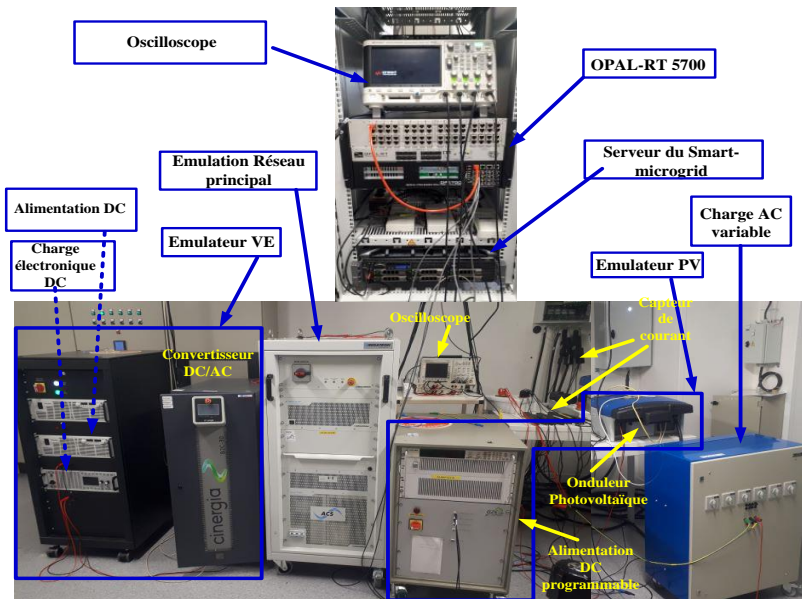


Figure III-19 : Capture d'une simulation réalisée par OPAL-RT et du setup expérimental PHIL

Les scénarios sont implémentés sur l'environnement RT-LAB OP5700 d'OPAL-RT (Figure III-20-a) et observés en temps réel sur un enregistreur haute de définition de type SEFRAM (Figure III-20-b) et sur des applications internes à RT-LAB (LabVIEW en Figure III-21-a, et ScopeView en Figure III-21-b).

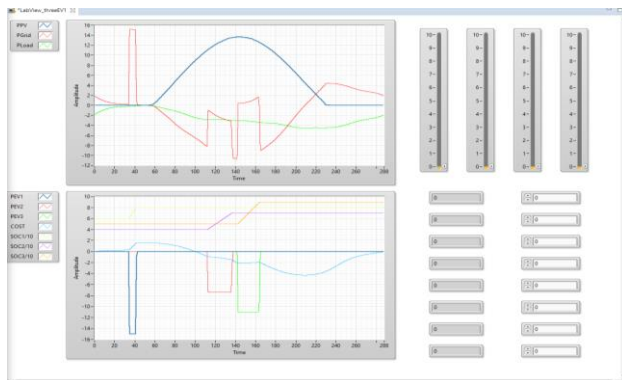


(a)

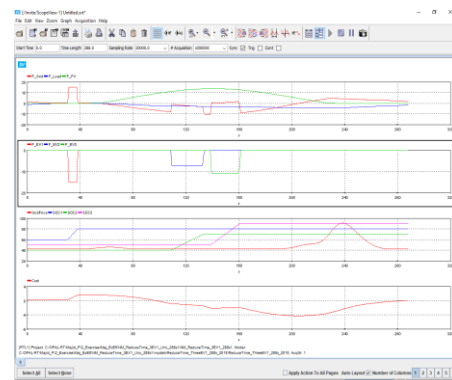


(b)

Figure III-20: Cible temps réel et Centrale d'acquisition, (a) RT-LAB (OP5700) et (b) Sefram DAS1600.



(a)



(b)

Figure III-21: Résultats des performances de RT-LAB obtenus à partir de (a) LabVIEW et (b) ScopeView.

III.3.2.6. Validations expérimentales

III.3.2.6.1. Scénario observé en simulation :

Les scénarios observés en simulation sont liés au quadrant I disponible sur la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables ». Dans cette section, l'efficacité de la technique linéaire proposée pour limiter les cycles de décharge sera étudiée pour plusieurs valeurs. Les résultats de simulation de l'algorithme de contrôle de charge intelligent sont présentés dans le logiciel MATLAB/Simulink dans trois modes différents. A cet effet, un VE est considéré conformément aux spécifications présentées dans le Tableau III-9. Pour simplifier et mieux comprendre les résultats, il est supposé que le véhicule avec un état de charge initiale de 60% arrive à la borne de recharge à 3 heures du matin. De plus, sur la base de la demande du conducteur, ce véhicule a l'intention de partir à 22h30 avec une charge finale de 80%.

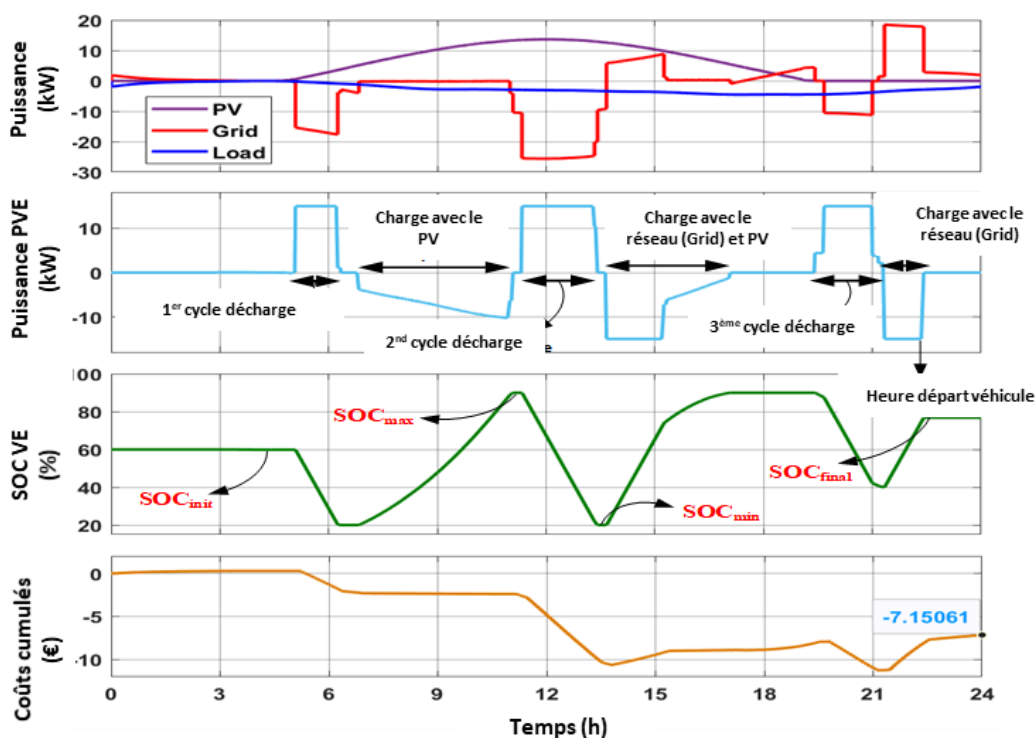


Figure III-22 : Résultats de la recharge intelligente sans la méthode linéaire proposée [178]

Dans la première simulation, le contrôleur de charge intelligent est utilisé sans la présence de la technique linéaire et les résultats sont illustrés à la Figure III-22. Dans cette figure, la puissance de sortie de divers éléments, la puissance de sortie du VE, l'état de charge du VE (SOC) et le coût cumulé de l'énergie échangée avec le réseau sont disponibles. La demande de charge locale a des valeurs positives, mais elle est présentée comme des valeurs négatives en raison de sa caractéristique de consommation. De plus, comme mentionné, la puissance de sortie des panneaux solaires est considérée comme prédite et sans incertitude. Comme on peut le voir sur la Figure III-22, trois périodes de décharge de la puissance de sortie du VE correspondant à différents pics de prix se produisent. En fait, lors du premier pic de prix (avant 6 h), l'énergie stockée du VE est utilisée, avec la production d'électricité PV, pour être injectée dans le réseau et pour alimenter également la charge locale. Ensuite, en raison de la capacité minimale de la batterie et de la réduction du prix de l'électricité, le véhicule est entièrement chargé avec des panneaux solaires entre 7h et 11h. De plus, en raison du

temps suffisant et de la plage de puissance appropriée, la puissance échangée avec le réseau est égale à zéro pendant cette période, de sorte que toute l'énergie est dépensée pour la recharge du véhicule. Au deuxième pic de prix (entre 11h et 13h), toute l'énergie stockée dans la batterie est à nouveau déchargée. Après cela, en raison de l'approche du troisième pic de prix, la batterie sera chargée à sa capacité maximale entre 14h et 17h. Il convient de noter que le réseau permet également de charger le véhicule au début de cette période en raison du temps limité. Enfin, au troisième prix de pointe, l'énergie stockée dans le véhicule est déchargée dans la mesure où elle peut être rechargée à la quantité souhaitée (SOC_{final}) au moment du départ. On peut voir que la batterie est chargée à la valeur souhaitée en quittant, et pendant cette période de stationnement, trois cycles de décharge sont expérimentés. Avec ces résultats, le propriétaire de la borne recevra 7,15 € du réseau en fin de journée.

En complément de cette simulation, le nombre de cycles de décharge peut être réduit en utilisant la technique présentée, et les résultats peuvent être présentés pour un et deux cycles. Ces simulations ont été effectuées en relation à [178] mais ne seront pas détaillées dans cette section pour se focaliser sur la méthodologie de validation PHIL décrite ci-après et représentée dans l'organigramme de la Figure III-18.

III.3.2.6.2. Scénarios observés en PHIL :

Afin d'illustrer l'intérêt du banc d'essai V2G de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » (quadrant II), nous avons choisi de présenter deux scénarios complémentaires. Le premier scénario considère que la puissance du réseau est constante. Le scénario 2 vise à trouver l'optimal de la puissance VE.

III.3.2.6.2.1. Scénario 1 : Puissance réseau constante

La puissance constante du réseau est l'un des problèmes de stabilité du système électrique pouvant être associé aux stratégies de charge/décharge des VE. Dans cette sous-section, le VE doit être chargé ou déchargé afin de satisfaire la relation $P_{EV} = P_{Load} - P_{Grid} - P_{PV}$ ($P_{Grid} = 4kW$). En fait, l'objectif est d'atteindre la puissance de réseau constante égale à 4 kW dans un test expérimental émulé d'une journée illustrée en Figure III-23 en utilisant le banc expérimental décrit en Tableau III-10. L'émulateur de PV (Figure III-19) est régulé pour acquérir le profil présenté sur la Figure III-23 (couleur violette). La charge LANGLOIS (Figure III-19) est modifiée manuellement pour atteindre le profil illustré sur Figure III-23 (couleur verte). Avec le signal de commande approprié fourni à l'émulateur VE dans le cadre d'une stratégie de charge/décharge en boucle fermée, cet émulateur doit générer la puissance en rouge comme montrée en Figure III-23.

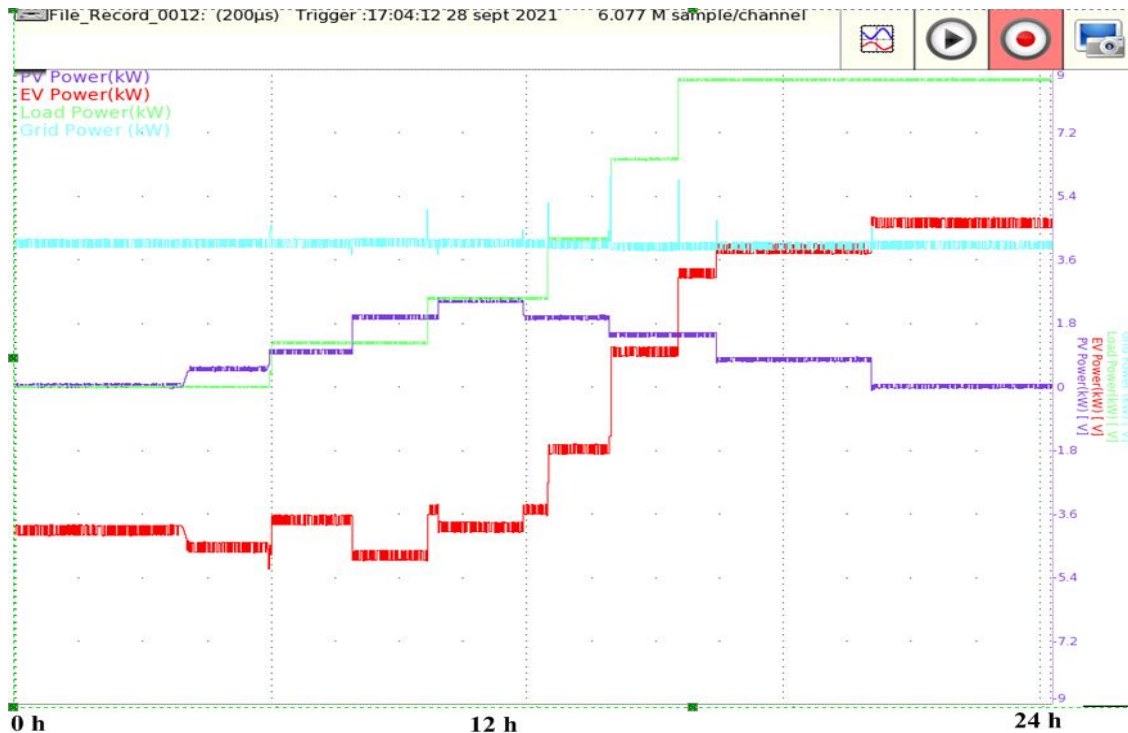


Figure III-23 : Résultats expérimentaux du scénario 1 en utilisant OPAL-RT OP5700 et Sefram DAS1600

Dans ce scénario, la variation de puissance de l'éémulateur VE dépend de la puissance du réseau ainsi que des profils de puissance de l'unité PV et de la charge. Atteinte à partir des points précités, la puissance VE doit respecter la relation suivante :

$$P_{EV} = [P_{Load}]^{Profile(t)} - 4kW - [P_{PV}]^{Profile(t)} \quad (3.21)$$

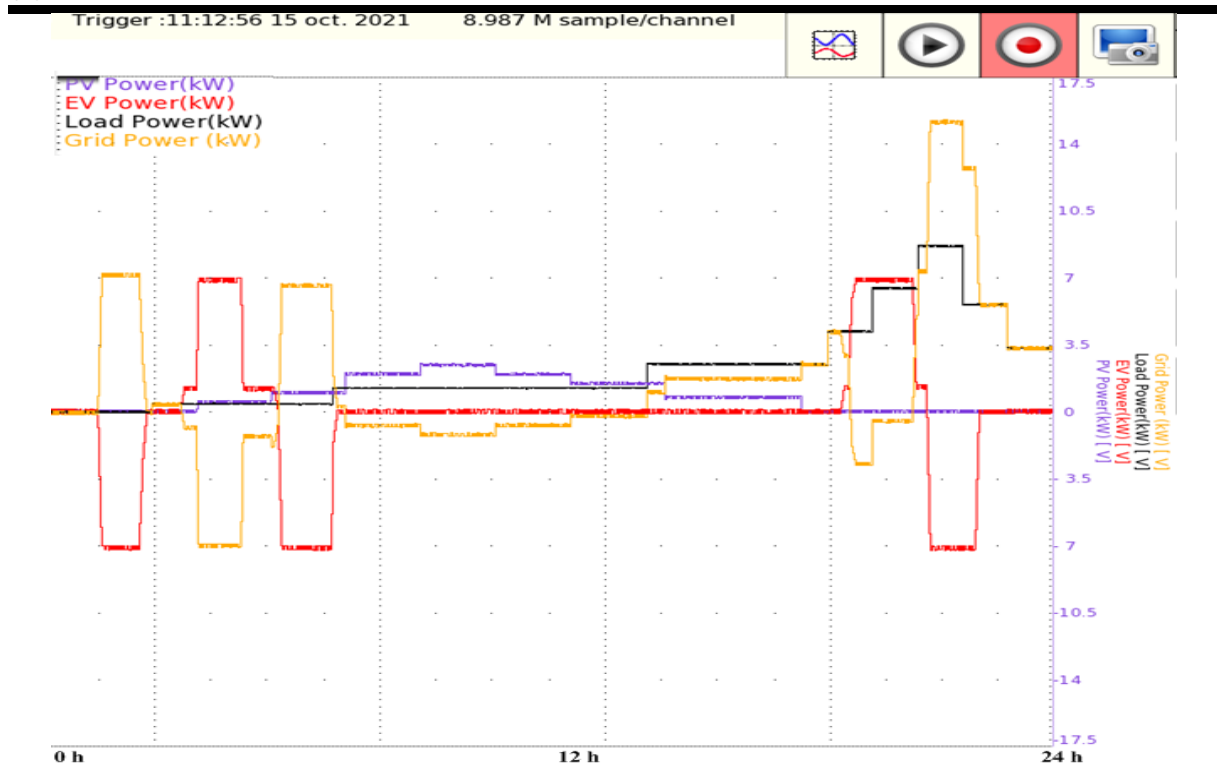
La relation (3.21) peut également être utilisée pour les algorithmes d'optimisation qui seront discutés dans le scénario 2 (Puissance PEV optimale)

III.3.2.6.2.2. Scénario 2 : Puissance VE optimale

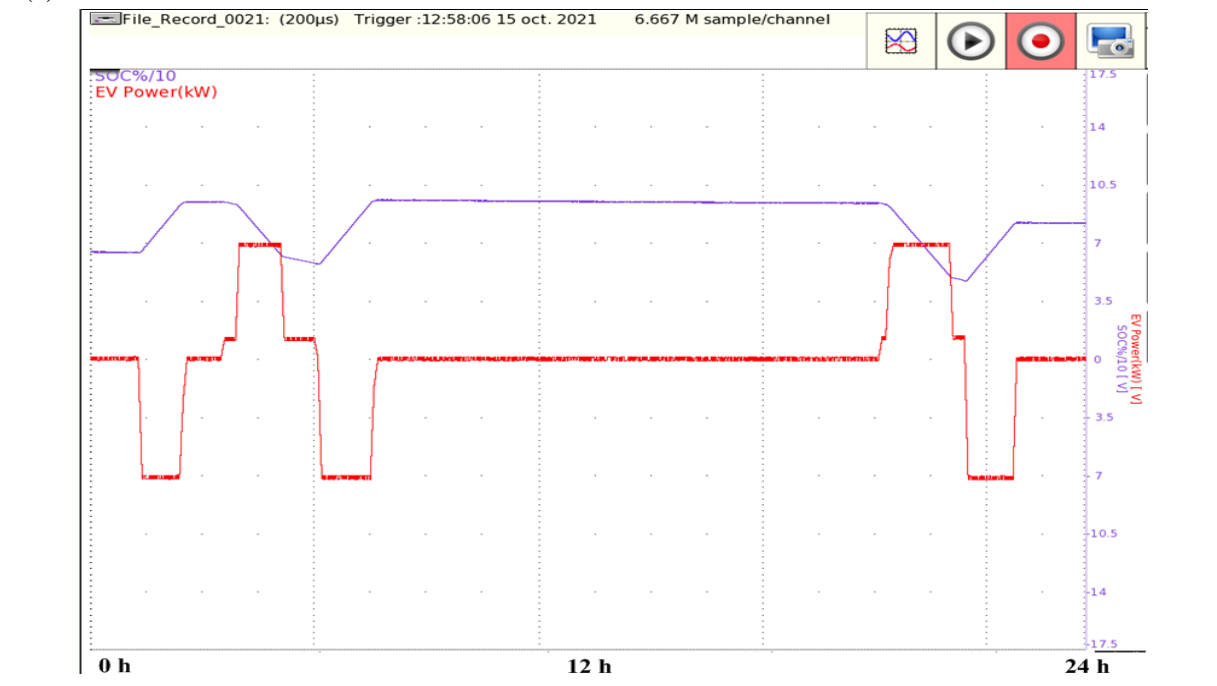
Dans ce scénario, un contrôleur MPC avec une technique d'optimisation de programmation linéaire (comme décrit dans la section précédente) est appliqué à l'éémulateur VE dans le système V2G illustré en Tableau III-10 et Figure III-19.

Les figures III.24 (a) et (b) illustrent les résultats expérimentaux de l'algorithme d'optimisation MPC appliqué à l'éémulateur VE dans le système V2G proposé illustré à la figure 2. La stratégie d'optimisation proposée vise à ce que l'éémulateur VE soit chargé et déchargé lorsque le prix est bas et élevé, respectivement. Il n'y a pas de différence entre les profils d'unités PV dans les scénarios 1 et 2. Comme on peut le voir sur la figure 4(a), un profil de charge est construit en utilisant la charge de résistance LANGLOIS dans laquelle la consommation de pointe de la charge se produit approximativement pendant le prix de pointe. La puissance nominale de l'éémulateur VE est supposée être de 7 kW. La puissance de l'éémulateur VE sur la figure 4(a) démontre la forte tendance de l'éémulateur VE à être facturé lorsque le prix est bas. D'autre part, lorsque le prix est élevé, l'éémulateur VE est capable de fonctionner à son état de décharge maximum, comme illustré sur la Figure III-24 (a). Sur la base de la relation (3.21), la puissance du réseau est également modifiée en conséquence. Le SOC et la puissance de l'éémulateur VE sont affichés simultanément sur la Figure III-24 (b). Selon cette figure, lorsque l'éémulateur VE est chargé ou déchargé, le SOC de l'éémulateur VE

sera respectivement augmenté ou diminué. La puissance nulle de l'émulateur VE n'entraîne aucun changement à la valeur SOC comme on peut le comprendre à partir de la Figure III-24 (b).



(a)



(b)

Figure III-24 : Résultats expérimentaux du scénario 2 en utilisant OPAL-RT OP5700 et Sefram DAS1600, (a) puissance PV, Charge, réseaux et VE, et (b) le SOC du VE et sa puissance

Ces cas d'applications liés à la mobilité électrique, montrent la puissance des configurations PHIL pour validation de preuve de concept. Dans ce cas, la méthode a consisté

à développer un MPC, validé en simulation classique et en simulation temps-réel. Il est à noter que pour des simulations temps réelles complexes, les systèmes temps réel peuvent atteindre des limites sur la résolution temps réel des méthodes d'optimisation (cas des systèmes représentés par des matrices creuses par exemple). Dans le cadre du projet aVEnir [141], quelques résultats complémentaires du projet sont référencés aussi en [183].

III.4. Conclusions intermédiaires

La section III.2 a présenté une méthodologie détaillée (quadrant I et III de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables ») en présence d'une architecture SCADA centralisée, celle-ci permet l'insertion d'algorithmes de contrôle en couplant au maximum le système TIC et le système énergétique avec un système réel RD-PREDIS (réseau électrique réel à similitudes respectées). Par choix et souci de synthèse, une méthode décrite très précisément en [162], et en collaboration avec le LIG, a été implémentée en utilisant les quadrants II-III de « Réseaux d'énergie reconfigurables ». Le but était de valider une distribution de l'intelligence à partir d'une architecture centralisée. Ceci ouvre une perspective exploratoire intéressante et pleinement d'actualité basée sur des solutions « Edge Computing » qui sont en cours de travaux et de réflexions au laboratoire G2Elab. Cette vision de réseaux électriques intelligents reconfigurables se complète très bien avec les approches de validation temps réel. Le déploiement du système d'émulation temps réel permet une représentation des systèmes hybrides de manière plus modulaire. Cette méthode (PHIL) s'avère très efficace pour tester l'implémentation d'algorithmes de contrôle et de pilotage. La section III.3 a décrit une méthodologie complète en l'illustrant avec un cas d'application récemment proposé dans le cadre du projet Ademe aVEnir [141] sur la mobilité électrique. Les deux approches novatrices du démonstrateur « Réseaux d'énergie reconfigurables » présentées en section III.2 et III.3, nous amènent à dresser un retour d'expérience sur les limites de chacun des outils (quadrant I-III et quadrant II). Le tableau ci-dessous dresse les avantages et inconvénients de telles méthodes.

Tableau III-11 : Retours d'expériences sur les mises en pratiques des quadrants II et I-III de « Réseaux d'énergie reconfigurables »

	Réseaux analogiques et numériques reconfigurables	Système PHIL
Avantages	<p>Un système qui s'approche de l'échelle réelle.</p> <p>Se rapproche d'un processus réel avec des vrais capteurs.</p> <p>Une chaîne de développement complètement maîtrisée. Ex représentation et caractérisation par l'instrumentation du système (ex modèles de lignes réels)</p>	<p>Configuration très pratique pour valider des preuves de concept. Intègre la dimension système avec des vrais composants émulant la réalité</p>

Limitations

Représentativité d'échelle

Une maintenance et une évolutivité coûteuse (cycle de vieillissement estimé à une quinzaine d'année pour les systèmes énergétiques et à quelques années pour les systèmes numériques)

Système complet coûteux.

Certaines difficultés rencontrées pour les contrôles complexes en ligne. Répartition de ressources à faire et limite des langages à boîtes noires (tels que Simulink). Les fonctions d'optimisation doivent être codées en langage de programmation approprié

Afin de faire évoluer l'ensemble de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » avec une approche systémique et une vision « système de système », un retour d'expérience complet, présenté en section suivante, fait apparaître les perspectives d'améliorations des méthodes de validations des thématiques liées aux REI fondées sur les items suivants :

- Interopérabilité
- Latence et de synchronisation d'équipements
- Difficulté de la représentativité des réductions d'échelles
- Automatisation temps réels des fonctions avancées (comparaison holistique)
- Partage d'architecture interopérable à d'autres infrastructures de recherche

III.5. Retours d'expériences sur les méthodes proposées par la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables »

Afin de conclure sur les possibilités offertes par la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables », une matrice de comparaison de nos retours d'expériences a été introduite dans la figure ci-dessous. Cette matrice s'avère utile et fait apparaître de nouveaux champs de développement pour la rendre encore plus modulaire. Il s'agit des couplages des quadrants II-III et II IV. Ceux-ci révèlent un grand intérêt pour les plateformes de recherche sur les SECP (Systèmes Energétiques Cyber Physiques).

Quadrants	I	II	III	IV
I	Facilité de mise en œuvre. Facilité d'implémenter des profils de données réels. Convergence des méthodes. Limitation des outils de simulation graphique.	X	Comparaison holistique	X
II	X	Rapidité de mise en œuvre. Couplage du monde analogique et numérique. Système en boucle fermée. Prise en compte des Tics. Très évolutif Certains limitations des outils temps réels due aux matrices de taille variable. Certains modèles doivent être recodés intégralement en langage approprié	Advanced Power System in The Loop * Intérêt: coupler un système complexe réel à une simulation temps réel (vision système de système) *	Applications Interopérabilité Jumeau numérique réel, Co-simulation #
III	Comparaison holistique	Advanced Power System in The Loop * Intérêt: coupler un système complexe réel à une simulation temps réel (vision système de système) *	Très bel outil expérimental Nécessite une ingénierie non négligeable pour le développement, la maintenance et l'utilisation Permet d'avoir la représentation de cas réel par similitude Prise en compte des	Application interopérabilité, modèle de données et de plateformes \$
IV	X	Applications Interopérabilité Jumeau numérique réel, Co-simulation #	Application interopérabilité, modèle de données et de plateformes \$	Cas réel. Souvent les TRL sont trop élevées pour pouvoir faire des recherches. Possibilité d'interopérabilité entre les systèmes à différentes échelles Prise en compte des Tics. Très coûteux Impact sur la société civile Temps d'implémentation très long
Retours expériences	Avantages/Inconvénients			

Légende:

*: Couple les avantages et inconvénients de II-III

#: Couple les avantages et inconvénients de II-IV

\$: Couple les avantages et inconvénients de III-IV

Figure III-25 : Synthèse et retours d'expériences des méthodes possibles pour les validation de concepts autour des SECP et plus particulièrement des REI

Deux couplages très intéressants et nouveaux émergent de ces retours d'expériences :

- Le premier couplage est le II-III, que l'on pourrait qualifier de Advanced PSHIL (Figure III-26). Il permet d'émuler un système complexe via des outils de simulation temps réel couplés à des systèmes physiques parfaitement caractérisés (ex RD-PREDIS) au travers d'équipements d'électronique de puissance (amplificateur 4Q) assurant l'interfaçage de la puissance. Le jumeau numérique est une des applications pouvant être validée dans ces quadrants.
- Le deuxième couplage est le II-IV qui rajoute la grandeur d'échelle 1 (Figure III-26) et la dimension interopérable de cette plateforme système. Elle met ainsi en lumière les voies de développement qui sont détaillées à la suite du manuscrit. Cette démarche globale d'interopérabilité sera abordée en chapitre V du manuscrit.

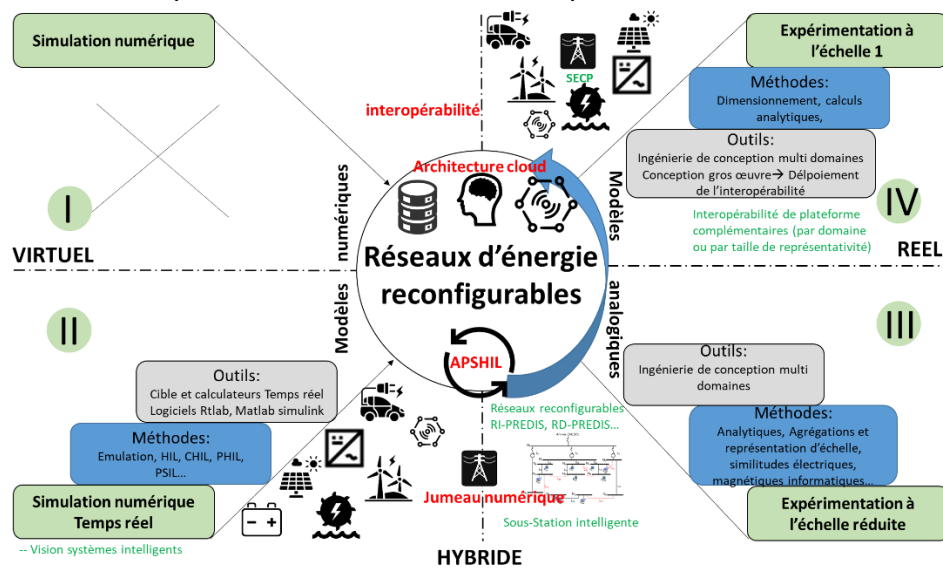


Figure III-26 : Représentation fonctionnelle des quadrants II-III et II-IV. Perspectives de développement.

L'intégration de ces éléments par une méthode complète est abordée en chapitres IV et V.

III.6. Conclusions et perspectives

Le chapitre III a proposé une méthode complète et globale sur l'implémentation et la mise en œuvre d'outils développés dans le cadre de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables ». Afin d'être reproductible, la méthode synthétise les démarches adoptées pour des validations de preuve de concept sur des verrous scientifiques et technologiques. Les différents retours d'expériences permettent de proposer des solutions originales pour faire évoluer l'interconnexion de systèmes, facilitant ainsi l'interopérabilité.

Le chapitre a également mis en lumière une approche originale pour l'insertion de fonctions avancées dans la conduite des réseaux électriques. Seul un échantillon de ces fonctions avancées a été présenté (pilotage des EnR pour participer au réglages de tension) parmi toutes celles qui ont été mises en œuvre. Cette méthodologie se veut très reproductible et comporte aussi des limites (contrôle point à point, ou d'ordre temporel par exemple, latence, synchronisation). Un complément au développement de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » a également été abordé en vue de déployer dans un futur proche des solutions qu'on appelle aujourd'hui « edge computing » ou distribution de l'intelligence. Ces

architectures sont aux prémices des développements et bouleversent les architectures initialement pensées centralisées. De plus, l'extension développée dans le cadre de la thèse a permis de compléter les richesses du « Réseau d'énergie reconfigurable » avec une vision plus orientée sur le Hardware in The Loop (HIL) et Power Hardware in The Loop (PHIL). Un cas d'application a été présenté concernant la mobilité électrique (Projet aVEnir [141]). La dernière section du chapitre III, a mis en avant le cœur de la réflexion que nous avons porté tout au long du projet SGInterop pour arriver à déployer des outils proposant une émulation temps réel ultime reposant sur un principe nommé Advanced Power System Hardware in The Loop (APSHIL). Cette méthode inclue les approches HIL couplés au TICs, mais en connectant des systèmes complexes réels tels que des réseaux d'énergie (électrique dans notre cas). Cette méthode apporte une dynamique intéressante pour intégrer la dimension système de système. Par la suite, le Chapitre IV sera dédié intégralement à la CEI 61850 (standard de la Commission Electrotechnique Internationale) et montrera que les travaux réalisés à cet effet sont indispensables pour assurer l'interopérabilité d'infrastructures de recherche en améliorant le couplage aux technologies et Information de la communication (TICs). Ce chapitre va présenter une méthode reproductible pour l'échange de services entre équipements intelligents que nous avons appliqué à une sous-station électrique. Elle est complétée par une analyse et compréhension du trafic de données 61850. Le chapitre insistera aussi sur la limite du standard pour déployer les étapes et couches hautes des systèmes interopérables.

Chapitre IV. : Méthode d'implémentation de la CEI 61850 : Au cœur de l'interopérabilité dans les réseaux électriques.

IV.1. Introduction

Comme énoncé précédemment, le chapitre IV aborde la conception d'un outil permettant de valider des concepts et des méthodes pour améliorer le déploiement des systèmes interopérables (par exemple REI). La Figure IV-1 représente une vue éclatée de ce sur quoi nous avons travaillé pour proposer l'évolution d'un outil initialement développé dans le cadre de [184]. Les méthodes proposées pour les systèmes TICs et électriques (fortement interdépendants) répondent à une démarche holistique de validation. Ce chapitre se concentre volontairement sur le cœur d'une sous station intelligente d'un réseau de distribution, car à ce jour, dans les réseaux électriques, les premières digitalisations complètes se situent au niveau des postes sources. Ce chapitre, issu de collaborations avec le GIPSA lab, est une charnière dans le manuscrit pour expliquer les développements futurs en vue du déploiement d'un système de système SECP interopérable (Chapitre V).

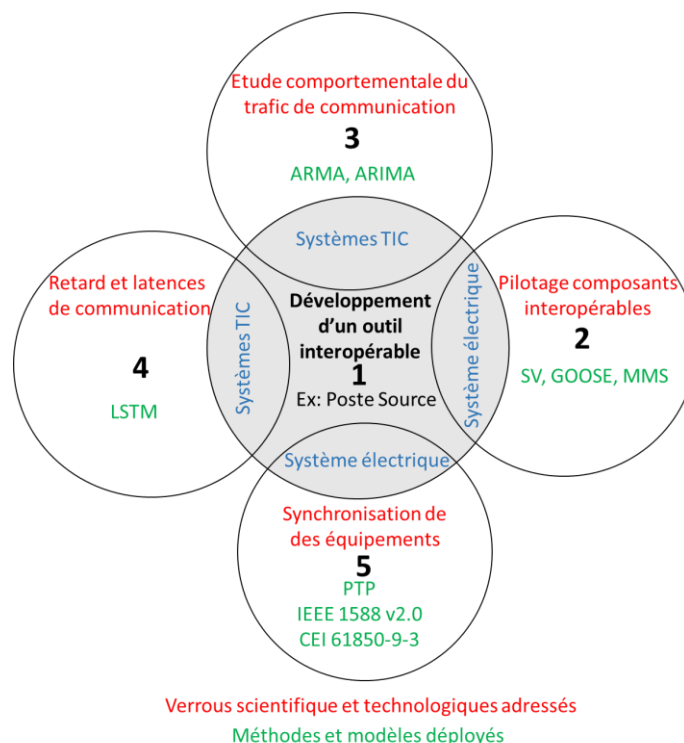


Figure IV-1 : Vue éclatée et simplifiée de l'outil développé pour la validation de modèles et méthodes adressant des verrous scientifiques de l'interopérabilité

Ce chapitre traite des différents points présentés en Figure IV-1. Le découpage des sections se présente de la manière suivante :

Après une présentation brève de l'outil développé, nous aborderons la problématique des composants communicants d'une sous-station numérique utilisant le standard 61850. L'analyse de la qualité des messages de type « services » ainsi que leurs limitations sont régulièrement abordés (CEI 61850, GOOSE, SV, MMS) [185]. Par la suite, nous proposerons une méthode pour valider des modèles d'analyse de trafic de données [186] (fondés sur une approche régressive de type ARMA « Auto Regressive Moving Average »), pour mieux cerner les échanges et identifier les fonctions mathématiques les caractérisant (exemple de signaux périodiques). La troisième partie aborde la modélisation mathématique du trafic de données stochastiques au sein d'une sous-station intelligente reposant sur les séries temporelles [186]. Les deux dernières sections abordent respectivement la question relative aux retards dans les communications (quantification et estimation) ainsi que les tests réalisés pour lever les verrous scientifiques en rapport à la synchronisation des équipements étudiés en [187] et dans [188], sur base de réseau de neurones récurrents (méthode LSTM). Au travers de chacune des sections, des cas d'applications sont proposés et valident les implémentations de la sous station intelligente construite au sein de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables ». La conclusion permet de synthétiser les bénéfices de ces travaux en vue de proposer des perspectives d'implémentations dans les systèmes interopérables.

IV.2. Présentation et développement de l'infrastructure Sous Station intelligente

L'application développée (Figure IV-2) qui nous servira tout au long de ce chapitre à illustrer les concepts présentés, est une sous-station (ou poste source) intelligente (labélisé 1 en Figure IV-1). Partie intégrante de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables », elle a initialement été développée dans le cadre du projet ANR "SINARI" [184] traitant spécifiquement des vulnérabilités émergeant entre le réseau électrique, les réseaux de communication et les réseaux informatiques. La Figure IV-2 place la sous-station intelligente au cœur du réseau de distribution RD-PREDIS (Zone Orange).

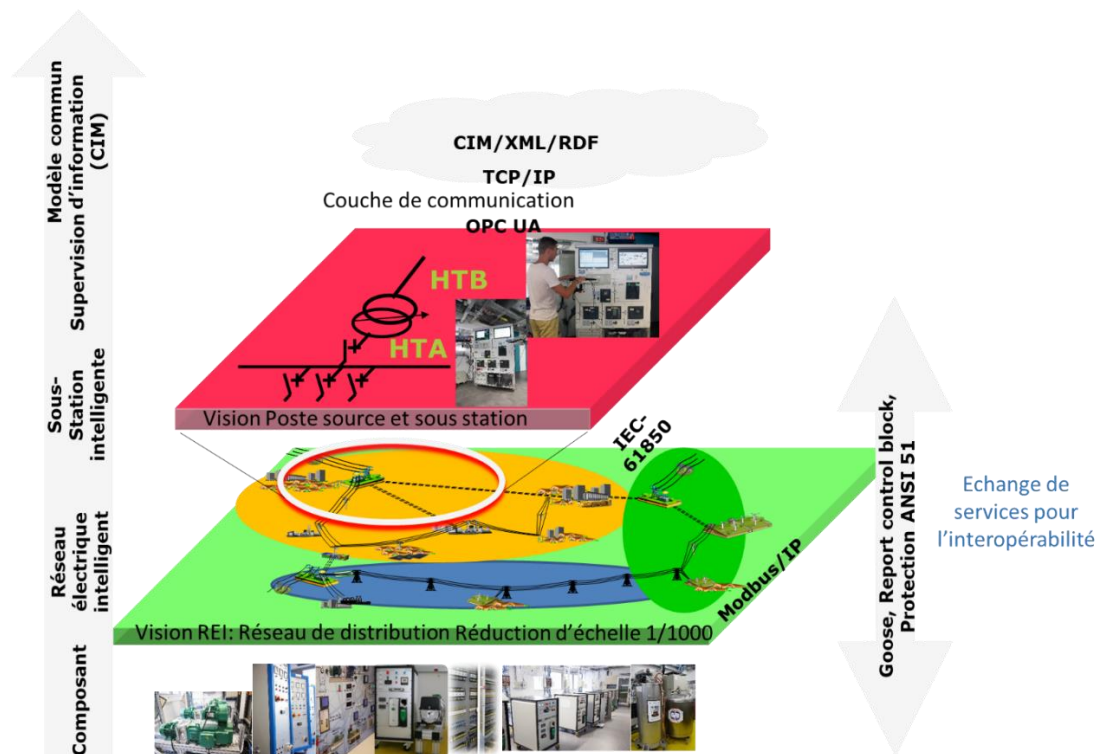


Figure IV-2 : Emulation sous-station intelligente RD-PREDIS

Comme mentionné dans [184], ce poste source peut-être connecté en parallèle de la zone 1 de RD-PREDIS ou au travers d'un amplificateur de puissance permettant la génération de courant et tension pour des tests de protection par exemple [185]. Cet outil, représenté dans les figures ci-dessous (Figure IV-3 et Figure IV-4), permet ainsi d'aborder différentes thématiques autour de la cyber-sécurité, les protections, les modélisations de trafic de données [186], l'interopérabilité des systèmes utilisant différents référentiels de modèles tels que le SGAM (Smart Grid Architecture Model) [189][190], SGRIM (Smart Grid Interoperability Reference Model) [191] complété au travers de protocoles standards tels que CEI 61850, 60870...



Figure IV-3 : Sous-station intelligente

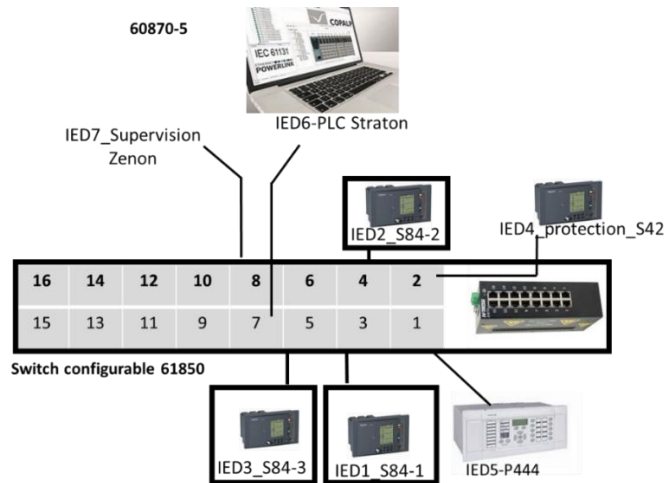


Figure IV-4 : Configuration de quelques équipements IED raccordés à la sous-station de RD-PREDIS

Cette plateforme a été pensée dans une logique d'extension de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables ». Elle concerne trois infrastructures centrales et intimement liées :

- Les réseaux électriques de distribution,
- Les infrastructures informatiques,
- Les réseaux de télécommunication.

Dans le cadre de [184], une modélisation des trois systèmes et de leurs interdépendances a été réalisée. Afin de comprendre un peu mieux le démonstrateur développé à cette occasion, nous proposons un rapide résumé des éléments le constituant. L'architecture fonctionnelle générale du système de conduite de réseau électrique peut être décomposée en quatre grands sous-ensembles :

- Le réseau électrique;
- Les automatismes locaux répartis le long du réseau en des points clés;
- Le réseau de télécommunication permettant aux automatismes locaux de communiquer à distance;
- Le centre de contrôle (SCADA / DMS).

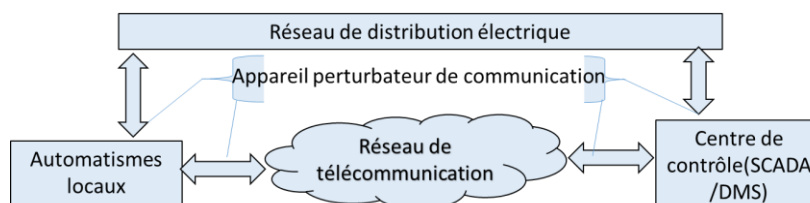


Figure IV-5: Architecture fonctionnelle générale fondée sur [193] et complétée pour notre étude

Dans [193], nous avons choisi de mettre en place un ensemble cohérent, le plus proche possible de la réalité d'un poste source du réseau électrique de distribution. Nous retrouvons donc les quatre sous-ensembles cités précédemment :

- Un émulateur du réseau électrique (RD-PREDIS) à l'échelle 1/1000 structuré en 3 zones (urbaine, périurbaine et rurale) avec points d'injection, charges et productions décentralisées. Il a été présenté au chapitre II du manuscrit et fait aussi référence à [194]-[198].
- Des automatismes locaux répartis le long du réseau disposant de fonctionnalités analogues à celles implémentées sur un réseau électrique de distribution réel;

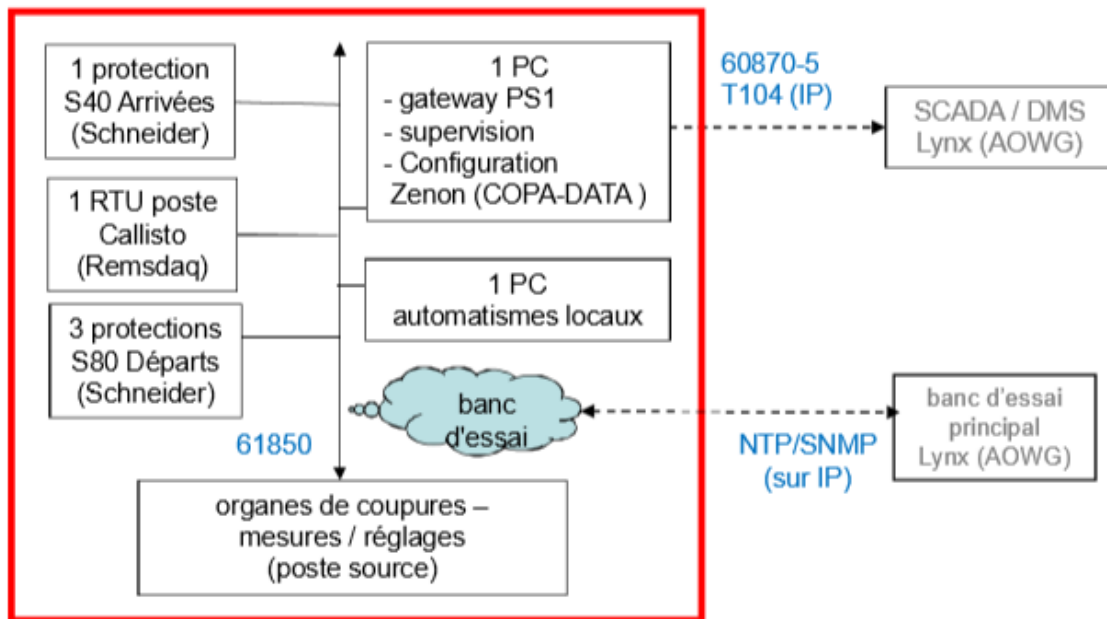


Figure IV-6: Architecture PCCN issue de [193]

- Un émulateur de réseau de télécommunication permettant de modifier la qualité des échanges. Celui implanté initialement a été développé par Telecom Paris Tech [199]. C'est un émulateur de réseau de télécommunication qui permettait de répondre à un certain nombre de besoins structurels et fonctionnels. Pour les études qui vont découler, nous avons utilisé un émulateur de réseau de communication de marque Albedo [192]. Cet équipement industriel externe peut être mis dans le système afin de générer des latences connues, de déstabiliser le réseau en créant des retards de paquets par exemple.
- Un centre de contrôle (SCADA / DMS) avec des fonctionnalités analogues à celles d'un système SCADA / DMS moderne.

La section suivante aborde le pilotage en 61850 au sein des composants de la sous-station. Elle élabore ainsi une méthodologie afin de prévoir une reproductibilité et améliorer leur interopérabilité quelles que soient la nature de l'équipement et la nature des messages échangés.

IV.3. Méthodologie pour le pilotage de composants interopérables au sein des REI : Cas appliqués à une sous-station intelligente d'un réseau de distribution (CEI 61850)

Depuis le début des années 2000, le monde de l'exploitation des réseaux électriques évolue fortement. La tendance est à la décentralisation de l'automatisation et à la promotion de l'interopérabilité des systèmes et des réseaux électriques en temps réel. Pour ce faire, plusieurs normes émergent et évoluent constamment [200][201]. Parmi celles-ci, la norme CEI 61850 [202] introduit la convergence vers des modèles de données communs, qui est au centre de ce chapitre. Plusieurs articles abordent différents sujets de la norme CEI 61850 et son application au sein des sous-stations. Parmi ceux-ci, K. Kaneda et al. [203] se concentrent sur l'automatisation des systèmes dans les sous-stations et conçoivent une méthode autour du Ring LAN. S. Roostaei et al., [204], traitent de la communication poste à poste (horizontale), des messages GOOSE et des principales caractéristiques de la CEI 61850. Q. Song et al. [205] se concentrent sur l'analyse et la comparaison des fonctions d'application pilote et de contrôle. D. M. E. Ingram [206] se concentre sur les performances des protections avec un simulateur numérique temps réel et des dispositifs de sous-station réels. Ils utilisent des mesures de valeur d'échantillon (SV) et GOOSE avec des « Merging Units » (unité de conversion de données) pour tester des relais de protection. Enfin, S. Kariyawasam et al. [207], C. Ghafari [208], A. Apostolov [209] sont plus proches des applications qui y sont consacrées. Ils proposent un regard autour de la CEI 61850 reposant sur les systèmes d'automatisation de sous-station. Leur originalité réside dans l'utilisation d'une cible temps réel dans le schéma de protection. En complément des études précitées, nous allons proposer dans les sections qui suivent, une méthodologie d'implémentation du standard CEI 61850 pour l'interopérabilité dans les REI à destination des chercheurs et ingénieurs. En comparaison à [206], une vue supplémentaire sur les messages GOOSE avec des composants réels (relais de protection) aux différents niveaux (process, baie et sous-station) est abordée. Le diagramme ci-dessous propose cette méthodologie complète et reproductible, issue des travaux de la thèse. Des cas d'applications concrets sont détaillés par la suite pour une meilleure compréhension de l'organigramme proposé en Figure IV-7. Cette méthodologie a également été présentée à la conférence internationale francophone des utilisateurs organisée par Omicron Energy [210]. Les sections qui découlent décrivent chacun des blocs fonctionnels de la figure ci-dessous. La partie gauche est totalement transposable à différents cas d'application. Dans notre cas, un focus est fait sur la protection de sous-station en utilisant les messages de type GOOSE (Generic Oriented Object Substation Event).

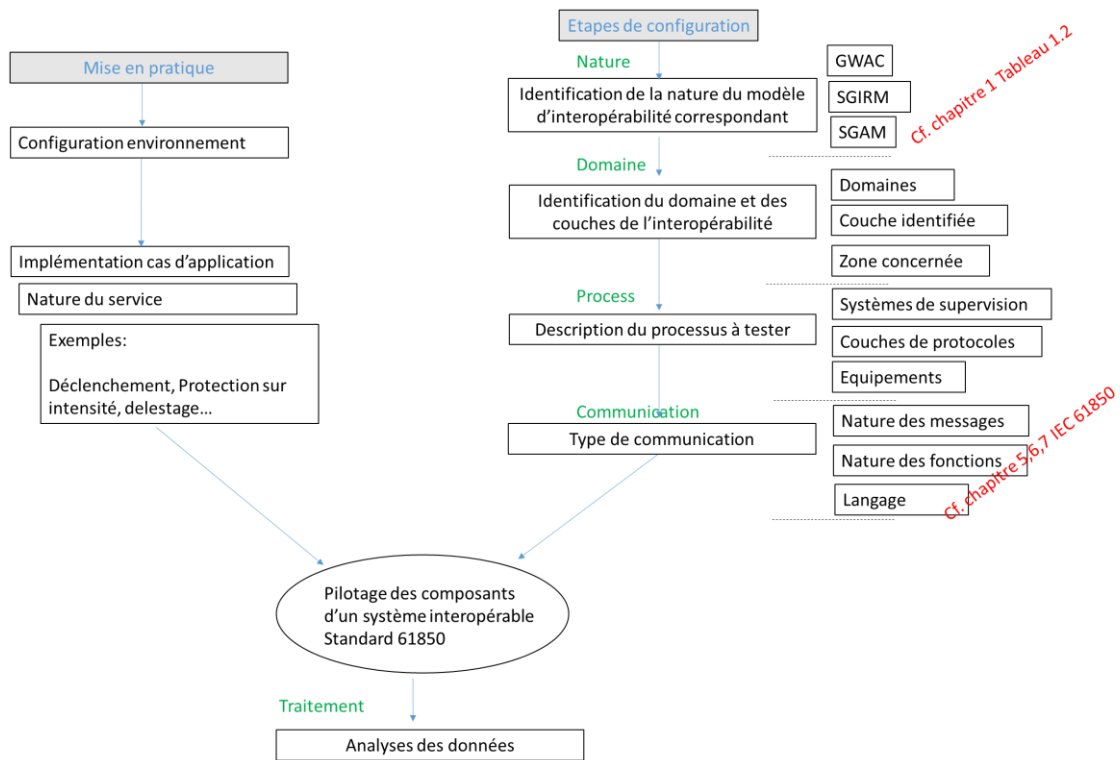


Figure IV-7 : Outil méthodologique pour l'implémentation du standard CEI 61850 en vue d'une interopérabilité de composants et de fonctions liées au pilotage des REI

IV.3.1. Introduction et sémantique de la CEI 61850

Afin de présenter les cas d'application, le modèle Smart Grid Architecture Modeling (SGAM) présenté au chapitre I (Tableau 1.2) a été retenu. Il est présenté succinctement en Figure IV-8. Les domaines et zones concernant ces cas d'application sont marqués avec des bulles noires.

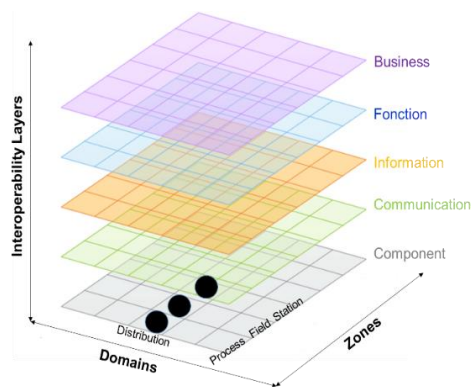


Figure IV-8: Smart Grid Architecture Model: domaines et zones adressés dans cette section [211].

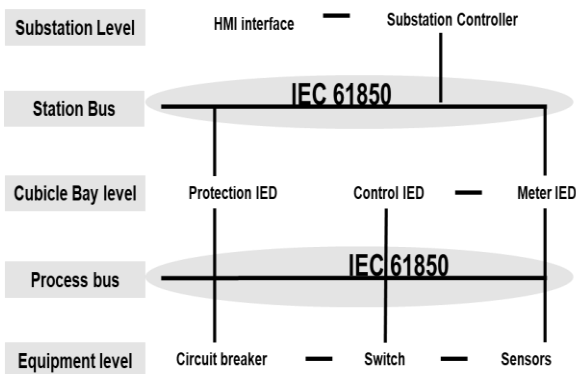


Figure IV-9: Structure de communication de la sous station intelligente utilisant la CEI-61850

La Figure IV-9 illustre le standard 61850 mis en œuvre et montre les différents niveaux de communication des équipements à la sous-station (concaténant plusieurs protocoles généralement utilisés avant l'arrivée de la CEI 61850 tels que modbus, DNP, Profibus, Fieldbus etc...). Afin de cartographier la structure et de connecter les dispositifs illustrés à la Figure IV-9, les différentes couches du modèle d'interconnexion de systèmes ouverts (OSI) proposé par l'organisation internationale de normalisation (ISO International Organization for

Standardization) [212] sont implémentées. La CEI 61850 se concentre sur la deuxième couche (liaison de données) de la description OSI. Par la suite, les sections 5, 6, 7, 8, 9 de la CEI 61850 sont adressées (mise en évidence sur la Figure IV-10). Elles concernent essentiellement la nature des communications des messages et le langage utilisé ainsi que les familles de nœuds logiques (Logical Node).

61850-1: Introduction and overview		Nœud Logique ou Logical Node	Groupe (Famille)
61850-2: Glossary		A	Automatic control
61850-3: General requirements		C	Supervisory control
61850-4: System and project management		D	Distributed energy resources
61850-5: Communication requirements for functions and device models		F	Functional blocks
		G	Generic function references
61850-6: Configuration description language		H	Hydro power
61850-7: Basic communication structure for substation and feeder equipment		I	Interfacing and archiving
		K	Mechanical and non-electrical primary equipment
61850-8, 9: Specific communication service mapping		L	System logical Nodes
		M	Metering and measurement
61850-10: Conformance testing		P	Protection functions
		Q	Power quality events detection related
		R	Protection related functions
		S	Supervision and monitoring
		T	Instrument transformer and sensors
		W	Wind power
		X	Switchgear
		Y	Power transformer and related functions
		Z	Further (power system) equipment

Figure IV-10: Description des chapitres de la CEI 61850 : Nœuds logiques et classes décrites dans la CEI 61850-7

Tous les cas d'application sont testés avec des applications réalistes sur une sous-station intelligente Smart Grid (voir Figure IV-3). Cette plateforme dispose de quatre dispositifs de contrôle physique et d'automatisation, un bus de station et des disjoncteurs configurés pour reproduire leurs performances « sur le terrain ». Les cas d'application insistent sur l'implémentation et le développement de messages avancés principalement centrés sur des GOOSE (Generic Oriented Object Substation Event). La configuration informatique de la sous-station intelligente est décrite dans la Figure IV-4.

IV.3.2. Description des cas d'application

L'objectif est d'expliquer le contenu de la norme CEI 61850 et la sémantique de chaque service de messagerie du réseau. Il met l'accent sur les procédures de configuration et l'utilisation de l'événement GOOSE (Generic Oriented Object Substation Event). Dans ce but, les cas d'application présentés proposent plusieurs tests, dont la configuration du réseau.

IV.3.2.1. Modélisation et configuration du système (lab 1) :

Le cas d'application lab 1 met en pratique les principaux éléments qui sont à la base d'une approche « top-down » utilisant principalement trois niveaux distincts de la CEI 61850: le process (topologie électrique, équipements associés), les fonctions et les communications. L'objectif est de configurer et d'installer les dispositifs électroniques intelligents de la sous-station intelligente de RD-PREDIS. La description et l'implémentation de fichiers CID (Description de l'IED configuré) et SCD (description de la configuration de la sous-station) permettent la configuration du réseau. La Figure IV-11 montre une configuration simplifiée pour tous les cas d'application correspondant aux IEDs mis en évidence (cf. Figure IV-4).

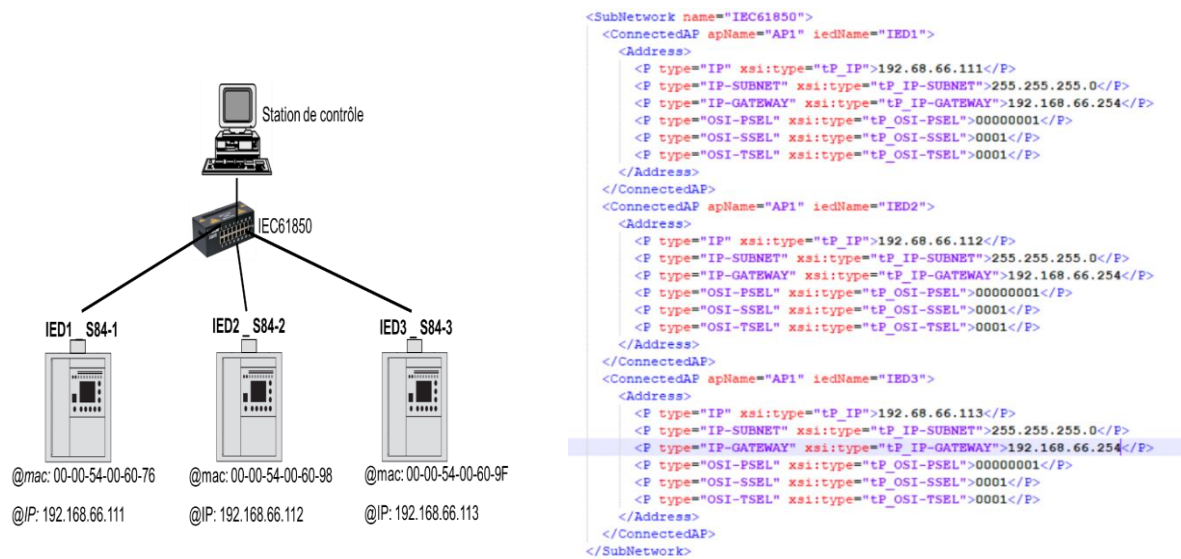


Figure IV-11: Configuration IP simplifiée pour la sous-station intelligente et fichier SCD décrivant la sémantique

IV.3.2.2. Génération et paramétrage de service GOOSE (lab 2)

Le cas d'étude suivant lab 2, permet la comparaison de 2 fonctions de protection qui sont couramment utilisées dans le cas de surcharges et de court-circuit entre phases. Ces fonctions (Nœud logique P comme présenté dans la Figure IV-10), sont nommées PTOC (Protection Time Over Current) et PTRC (Protection Trip Relay conditionning). L'idée est d'utiliser les services GOOSE pour piloter ces 2 fonctions. La Figure IV-12 décrit ces étapes. Dans plusieurs applications, les protections de « surcharges et court-circuit entre phase », comme les protections PTOC (ANSI A51), et la protection classique comme PTRC, sont souvent utilisées. Les messages GOOSE permettent l'ouverture de tous les disjoncteurs (BR-IED2, BR-IED3) sous le secondaire du transformateur lorsque IED1 détecte une surintensité. L'organigramme illustré à la Figure IV-12 décrit les étapes de ce cas d'application. Un courant de seuil à 200 A est fixé pendant une période de 250 ms comme décrit dans la Figure IV-12. Lorsque le disjoncteur de IED1 (BR-IED1) est ouvert en raison d'un court-circuit au primaire du transformateur, les services GOOSE doivent permettre l'ouverture de tous les disjoncteurs (BR-IED2, BR-IED3) au secondaire du transformateur. Des générateurs de courant pour générer et analyser des formes d'onde de tension et de courant (I_1 et I_{seuil} sur la Figure IV-12) sont utilisés. Avant de tester leurs configurations, la durée d'apparition des deux GOOSE (PTOC et PTRC) est comparée. La périodicité des messages GOOSE et la détection des événements sont quantifiés. Ensuite, des fichiers CID et SCD sont créés avant de comparer PTOC et PTRC.

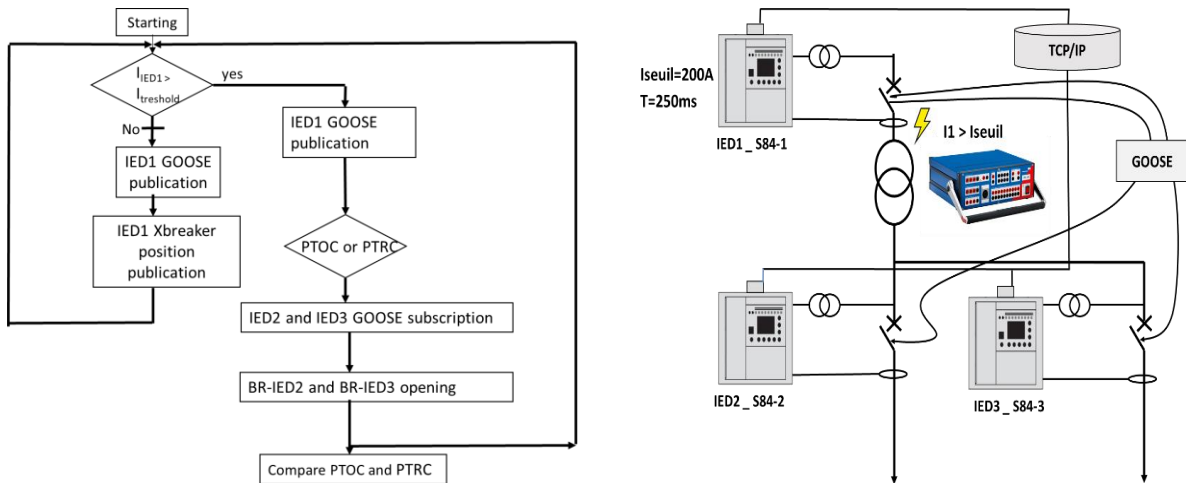


Figure IV-12: Organigramme et description du lab 2

IV.3.2.3. Résultats représentatifs et analyses

Les résultats représentatifs du lab 2 sont présentés sur la Figure IV-13. Le Tableau IV-1 regroupe les résultats des deux stratégies : PTOC et PTRC. Deux outils distincts complémentaires (IED Scout et Wireshark) sont utilisés afin de comparer le délai et l'analyse de déclenchement comme illustré en Figure IV-13 et Figure IV-14. IED scout mesure en plus le temps de fermeture des relais, grâce au retour de position câblé sur les contacts. Les deux stratégies sont analysées et comparées ci-dessous.

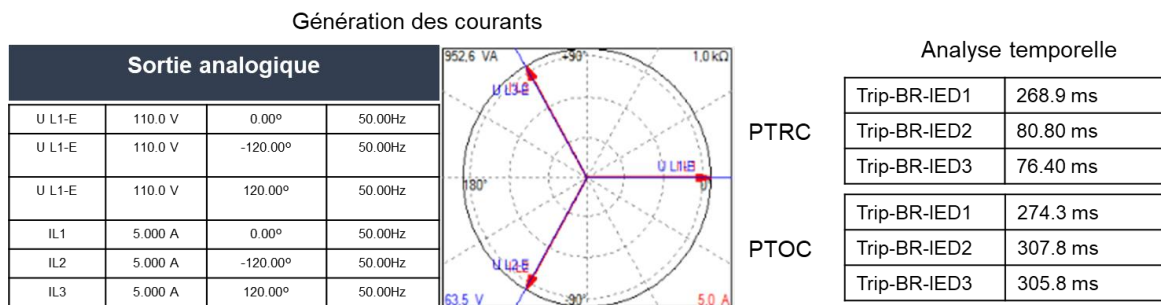


Figure IV-13: Analyse temporelle avec IED Scout

Le Tableau IV-1 rassemble la syntaxe des GOOSE envoyées pour PTOC et PTRC. Elle résume également les temps de déclenchement pour chacun des IED. À la fin du lab 2, le Tableau IV-2 est fourni afin de souligner le temps non déterministe pour ces protections.

Tableau IV-1 :Description de PTOC and PTRC pour Lab 2

GOOSE	Editeur	Abonné	Déclenchement sur-courant	Description programme
PTOC	IED1	IED2	IED1 24.3 ms	LD0/A51.PTOC1.op.general
		IED3	IED2 57.5 ms	
			IED3 55.8 ms	
PTRC	IED1	IED2	IED1 18.9 ms	LD0/PTRC1.blkInd1.stVal
		IED3	IED2 61.9 ms	
			IED3 57.5 ms	

Tableau IV-2: Comparaison PTOC and PTRC pour lab 2

IED	Temps de déclenchement PTOC (ms)	Ecart type (ms)	Temps de déclenchement PTRC (ms)	Ecart type (ms)
1	270.4	5.5	272.2	2.7
2	304.5	6.3	77.6	3.2
3	300.9	5.8	80.4	3.0

La Figure IV-14 détaille la synthèse des résultats sous la forme d'organigramme temporel et permet de représenter les analyses temporelles des différentes méthodes. Elle retrace les scénarios en fonction du temps et des équipements IED indiqués de couleurs différentes.

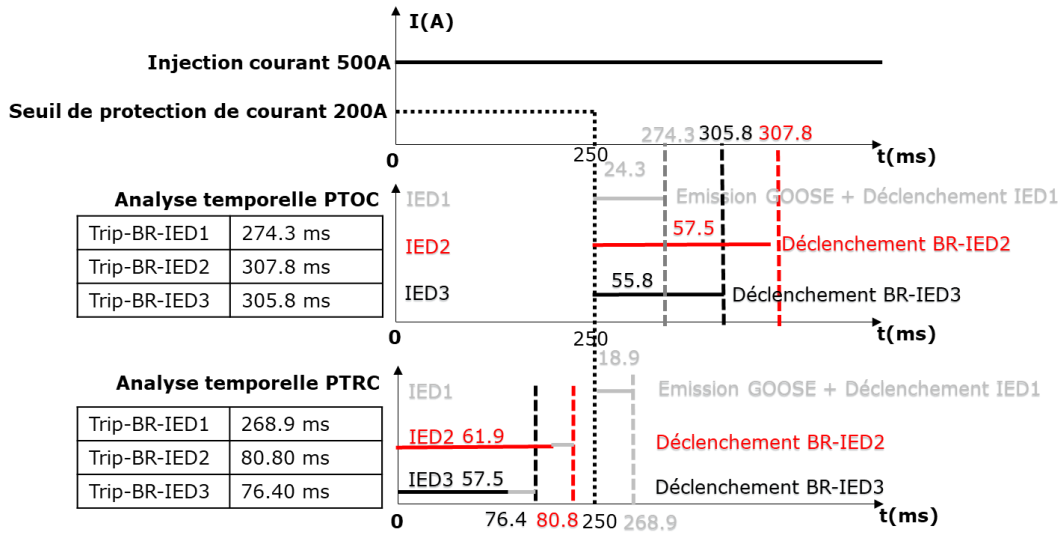


Figure IV-14: Analyse temporelle pour PTOC et PTRC

IV.3.2.4. Analyseurs de trames et services IED Scout (lab 3)

Le lab 3 traite de l'analyse des données avec les logiciels Wireshark et IED Scout. Dans ce cas pratique, en gardant les prémices du lab 2, des informations supplémentaires sur la fréquence, la qualité, la puissance, le courant, entre autres, sont ajoutées. Le Tableau IV-3 représente une capture synthétique de ces outils avec IED1.

Tableau IV-3 : Capture synthétique de la trame GOOSE d'un message 61850

S84_1LD0/LLN0\$GO\$gcblab2	
Details	
GOOSE control block ref.	S84_1LD0/LLN0\$GO\$gcblab2
Destination MAC address	01 :0C :CD :01 :00 :00
Source MAC address	00 :00 :54 :00 :60 :76
Application ID	00
GOOSE ID	
Dataset name	S84_1LD0/LLN0\$dslab2
VLAN ID	
VLAN priority	
Needs commissioning	false
Configuration revision	2
Simulation/Test	false
Timestamp	01 :19 :40.514
Status number	32
Sequence number	0
Time allowed to live	200
Number of Dataset entries	2

IV.3.3. Conclusions partielles et perspectives

Cette section propose une méthodologie originale à destination des chercheurs et ingénieurs pour la mise en pratique de l'interopérabilité de composants au sein d'une sous-station intelligente. Présentée avec des cas d'applications concrets (protection par exemple) sur les réseaux intelligents, elle propose une nouvelle façon d'aborder les approches expérimentales et théoriques d'interopérabilité. Ceci permet de résoudre des exemples tangibles liés au fonctionnement d'un réseau de distribution et de sous-station électrique en utilisant la norme CEI-61850. Les chercheurs utilisant ces outils pourront alors développer, mettre en œuvre et tester de manière autonome leurs propres stratégies dans des scénarios réels. Les aspects liés à la protection ont été priorités, car ils sont essentiels pour l'exploitation à long terme du réseau. Néanmoins, d'autres cas d'application peuvent être explorés par la suite, tels que la modélisation du trafic, l'interopérabilité des systèmes. Ceci va faire l'objet des sections suivantes.

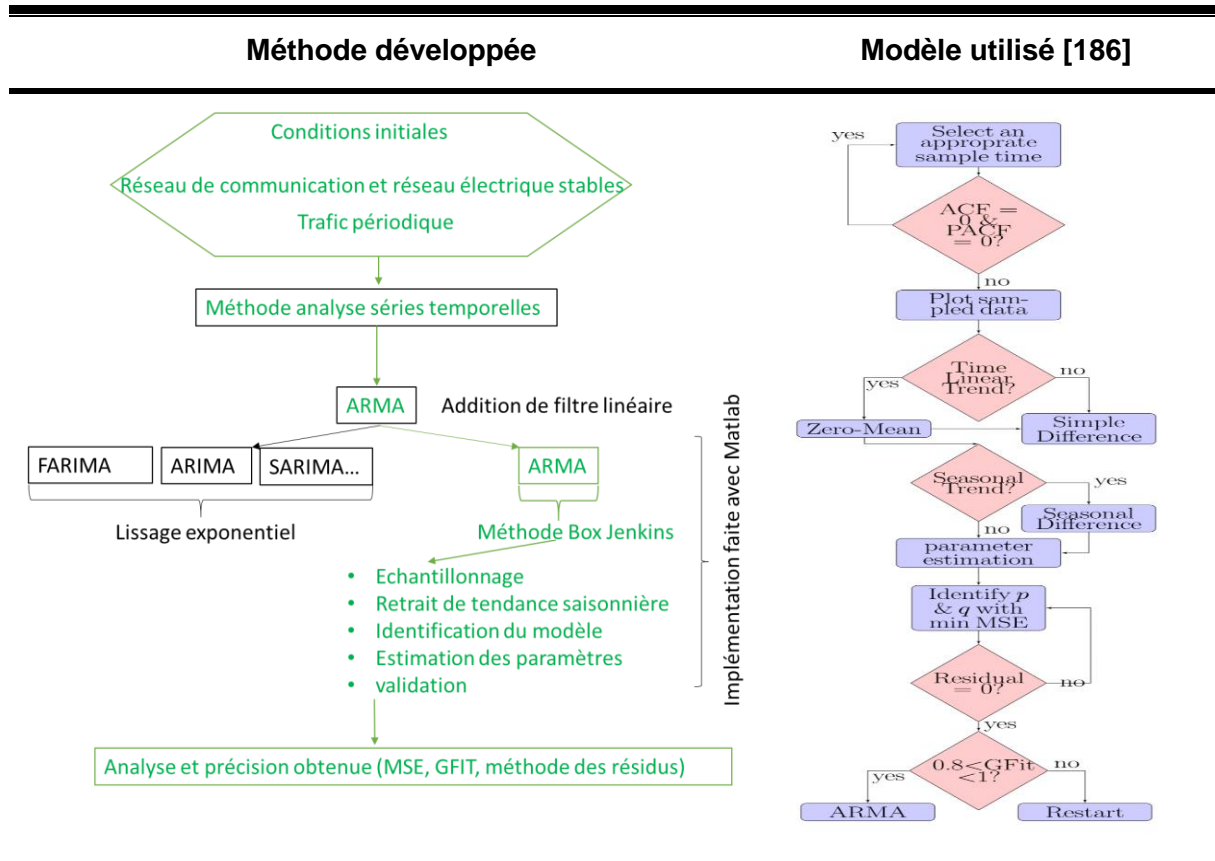
IV.4. Méthodologie pour la modélisation d'un trafic de message GOOSE au sein d'une sous-station intelligente utilisant les modèles ARMA

Les réseaux électriques modernes étant de plus en plus automatisés et souvent télécommandés, différentes unités sont équipées de dispositifs électroniques intelligents (IED) pour connecter différents centres de gestion et collecter les données mesurées via des capteurs répartis dans une vaste zone géographique. Un réseau de communication fiable et à haut débit est d'une importance capitale pour assurer la stabilité et le fonctionnement normal du réseau électrique. Étant donné que la maintenance, le contrôle et la sécurité du réseau sont liés aux caractéristiques du trafic de communication, des travaux de recherche concertés ont été menés pour évaluer, modéliser et caractériser le comportement du trafic du réseau de communication de poste source sous différents points de vue [213]. Étant donné que les nouvelles technologies intelligentes vont être intégrées dans les réseaux électriques existants, la robustesse et la fonctionnalité de protection d'un tel réseau sont prises en compte en développant un cadre pour décrire mathématiquement le réseau intelligent comme un système dynamique hybride stochastique. Dans cette méthode, le codage du système dynamique en chaînes de symboles a permis d'analyser un système cyber-physique complexe [214]. Un modèle de mise en file d'attente a été développé pour représenter un réseau d'intelligence distribuée prenant en compte les délais de communication variables ; en outre, le modèle a été utilisé pour prédire les délais [215]. Une recherche récente considère la modélisation et l'analyse des attributs du trafic des réseaux de communication des sous-stations (RCS ou System Communication Network en anglais). Un modèle mathématique est proposé pour le trafic de communication des sous-station en utilisant des méthodes d'analyse de séries temporelles et à travers ce modèle une prédiction du trafic de données est explorée [216]. Alors que la partie communication a un concept discret et la partie électrique un concept continu, comprendre l'interaction entre elles et pouvoir définir un modèle décrivant à la fois l'information et les caractéristiques électriques est un enjeu pour les concepteurs de contrôle.

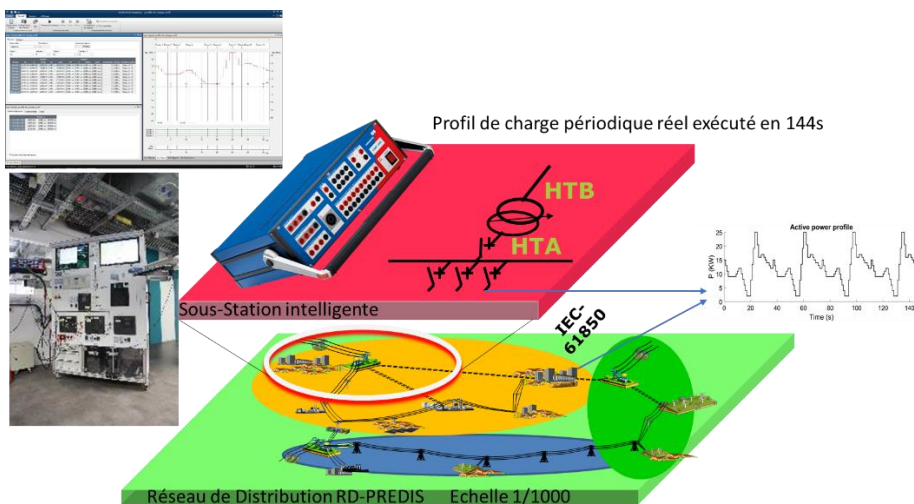
Dans cette section, nous proposons une méthode pour valider et implémenter des modèles de trafic de communication. Pour l'application de cette méthode, nous utiliserons des modèles développés dans le cadre de la thèse [217], issue d'une collaboration entre le GIPSA lab et le G2Elab, et dans lesquels le trafic est modélisé sous forme de données périodiques et la stochasticité du trafic est décrite mathématiquement. La sous-station intelligente de la plateforme "Réseaux d'énergie reconfigurables" sera utilisée comme support expérimental. Un

des modèles utilisés et un aperçu de la validation expérimentale sont montrés dans le tableau suivant.

Tableau IV-4 : Méthodologie reproductible complète pour la validation des modélisation de type ARMA d'un trafic périodique. Cas d'application orienté sur les échanges GOOSE dans une sous-station intelligente.



Validation expérimentale



Phase prototypage: Emulation comportementale de Zone 1 réseau RD-PREDIS par amplificateur CMC356

Les sous-sections suivantes abordent la description de la méthode et du modèle ARMA appliqué, l'implémentation de celle-ci et l'analyse des résultats liée à l'analyse du trafic.

IV.4.1. Elaboration de la méthode et description du modèle appliqué

Selon la norme CEI 61850, le flux de données RCS (ou SCN) dans le temps peut être divisé en trois groupes qui sont des données périodiques, en rafale et aléatoires [218]. Compte tenu de la fonctionnalité de chaque message, il est distribué spécifiquement dans le domaine temporel. Les centrales de mesure monitorent et envoient les valeurs à l'unité de protection et de contrôle qui inclut les informations critiques (courant, tension, puissance, etc.) en tant que valeur mesurée échantillonnée (Sampled Values SV) et au niveau de la station de serveur qui comprend les informations d'état du disjoncteur dans les messages de type GOOSE. Ce type de message a normalement une longueur fixe, étant distribué également dans le temps. Un autre type de flux est piloté par les événements et déclenché par des situations anormales telles que les messages de déclenchement sur un défaut type court-circuit ou une déviation inhabituelle des paramètres de l'équipement. Ces types de flux incluent les actions de protection et le changement d'état des disjoncteurs transmis par les messages GOOSE. Lorsqu'un défaut se produit, le flux des messages GOOSE passe des caractéristiques cycliques aux caractéristiques de rafale. Puisque dans ce travail le réseau électrique est supposé stable et sans défaut, le type de messages GOOSE a un flux périodique selon la définition du protocole GOOSE.

IV.4.1.1. Analyses de séries temporelles

Les séries temporelles sont une séquence temporelle discrète de données prises à des moments successifs également espacés dans le temps. L'analyse des séries temporelles comprend des méthodes d'analyse de données de ces séries afin d'en extraire des statistiques significatives et d'autres caractéristiques [219]. Ces méthodes recherchent une relation linéaire existante entre les observations actuelles et précédentes ainsi que les événements exogènes. Compte tenu du trafic de la sous-station, le nombre cumulé de trames de données transmises est échantillonné à une période de temps fixe. Il existe différentes méthodes pour analyser une série temporelle, parmi lesquelles Box-Jenkins et les méthodes de lissage exponentiel sont les plus courantes [211]. Dans la thèse [217] et notre publication [186], le modèle de Box-Jenkins [220] a été utilisé pour exprimer le comportement du trafic sous la forme d'un modèle polynomial linéaire ARMA (p,q), où p et q sont respectivement l'ordre polynomial moyen auto-régressif et l'ordre polynomial de la moyenne mobile [212]. Toutes les étapes de mise en œuvre du modèle sont illustrées dans l'organigramme du Tableau IV-4.

IV.4.1.2. Pre-processing des données:

Pour utiliser le modèle ARMA, la série temporelle doit être stationnaire et non corrélée de sorte qu'il y ait équilibre statistique (moyenne constante, variance constante). Pour ce faire, toutes les caractéristiques dépendant du temps doivent être lissées à l'aide d'outils statistiques. Afin de trouver la non-stationnarité à travers les données, une façon consiste à tracer des séries temporelles, et détecter toute tendance linéaire (Linear time trend en anglais). Si une tendance temporelle linéaire existe, elle doit être supprimée à l'aide d'un outil statistique approprié. Pour supprimer une tendance temporelle linéaire, une différence simple est utilisée qui soustrait chacune des deux valeurs consécutives de la série temporelle. Si la série temporelle est notée par y_t , alors:

$$y'_t = z^{-1}y_t = y_t - y_{t-1}.$$

(4.1)

Avec : y'_t : série temporelle retardée ; z^{-1} : opérateur de retard ; y_t : série temporelle à l'instant t ; y_{t-1} : série temporelle à l'instant $t-1$

Puis la valeur moyenne (series mean value en anglais) est supprimée de la série pour définir la variation des données autour de zéro:

$$\bar{y}'_t = y'_t - \text{mean}(y'_t); \tag{4.2}$$

Où \bar{y}'_t représente la série temporelle centrée sur zéro.

Les données échantillonnées peuvent montrer un comportement répétitif par un modèle cyclique appelé période saisonnière et peuvent être reconnues par certains outils statistiques spécifiques comme la fonction de corrélation automatique (ACF) et la fonction de corrélation automatique partielle (PACF) ou en traçant des données temporelles et en examinant leur comportement [221]. La tendance saisonnière (seasonal trend) peut être lissée par une différence saisonnière (Seasonal difference) qui soustrait chacune des deux valeurs espacées par un cycle détecté. Si s est la période saisonnière, w_t est la série prétraitée et D est le nombre de différences saisonnières nécessaires pour appliquer, alors la série temporelle détendue est:

$$w_t = \Delta_s^D \bar{y}'_t = (1 - z^{-s})^D \bar{y}'_t \tag{4.3}$$

Avec : w_t : série prétraitée.

IV.4.1.3. Modèle ARMA

Comme le montre la Figure IV-15, le modèle ARMA(p, q) est un filtre linéaire avec un bruit gaussien blanc comme série d'entrée stochastique et la sortie de données est modélisée par une fonction polynomiale linéaire.

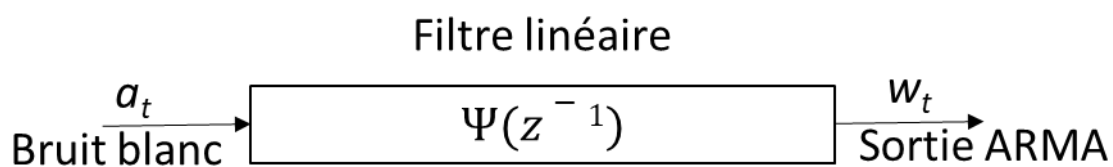


Figure IV-15: ARMA(p, q) considéré comme un filtre linéaire avec $\psi(z^{-1})$ sa fonction de transfert.

ARMA comprend deux composants: Auto Régressif (AR) d'ordre p qui exprime l'effet des points de données précédents sur le modèle, et Moving Average (MA) d'ordre q qui tient compte de l'influence de l'efficacité du bruit blanc gaussien à :

$$w_t = \varphi_1 w_{t-1} + \varphi_2 w_{t-2} + \dots + \varphi_p w_{t-p} + a_t + \theta_1 a_{t-1} + \theta_2 a_{t-2} + \dots + \theta_q a_{t-q}, \tag{4.4}$$

Où w_t sont les données préparées à la suite des étapes de prétraitement sur les données échantillonnées périodiquement. φ_i et θ_j sont respectivement les coefficients de processus et de bruit qui peuvent être écrits comme des fonctions polynomiales de z^{-1} , comme ci-dessous:

$$\begin{aligned}\varphi(z^{-1}) &= 1 + \varphi_1 z^{-1} + \varphi_2 z^{-2} + \dots + \varphi_p z^{-p} \\ \theta(z^{-1}) &= 1 - \theta_1 z^{-1} - \theta_2 z^{-2} - \dots - \theta_q z^{-q}\end{aligned}\tag{4.5}$$

Où $z^{-k}w_t = w_{t-k}$, tel que la fonction de transfert d'un filtre discret est décrite :

$$\psi(z^{-1}) = \frac{\theta(z^{-1})}{\varphi(z^{-1})}\tag{4.6}$$

Comme le montre la dernière partie de l'organigramme du modèle dans le Tableau IV-4, la validation du modèle peut être effectuée par la qualité de l'ajustement (GFit), l'erreur quadratique minimale (Mean Square Error en anglais) et l'analyse de la qualité des résidus de données. L'identification du modèle fait référence à l'estimation des meilleurs ordres ARMA(p,q) qui minimisent l'erreur quadratique. Enfin, l'analyse des résidus permet de vérifier si le prétraitement a supprimé la non-stationnarité des données.

IV.4.2. Implémentation du modèle et validation expérimentale

Sur la sous station intelligente du réseau RD-PREDIS alimentée par un générateur de signaux de puissance triphasé OMICRON CM 356 (cf. Tableau IV-4), nous avons défini à partir de données réelles et mis en œuvre une courbe de charge (puissance active en fonction du temps) dans le réseau électrique. Elle est diffusée sur le réseau de communication par un relais de protection intelligent S80-Sepam en tant qu'IED émetteur, pendant que toutes les autres unités (IED, ordinateurs...) écoutent. La courbe de charge utilisée est périodique sur une durée totale de 144 s représentant une journée avec une compression du temps telle que 1 s simulée = 10 mn réelles. Le profil total est présenté en Figure IV-17. Ce cas est idéal car dans un cas réel, le profil de puissance n'est assurément pas strictement périodique.

Le modèle est appliqué à une série de données dans lesquelles le nombre de trames a été mesuré. Les conditions du réseau sont stables, et tous les messages GOOSE sont périodiques.

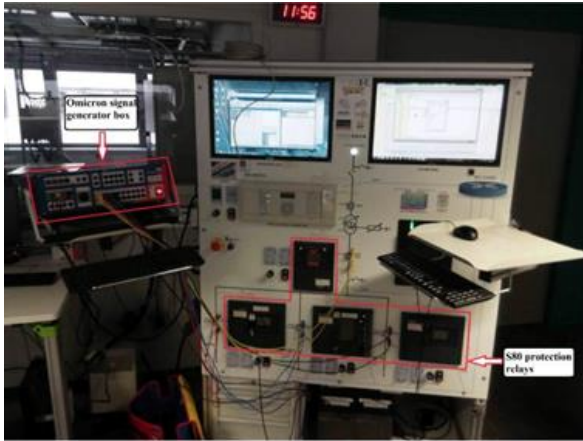


Figure IV-16: Photos de la sous-station intelligente de RD-PREDIS utilisée dans les cas d'application

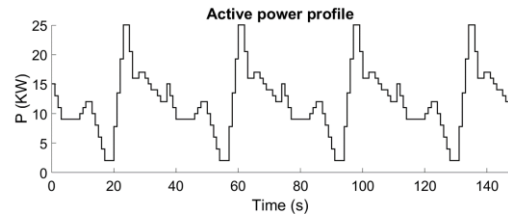


Figure IV-17: Profil de charge en kW transmis par les messages de type GOOSE au travers du réseau

Pour générer la puissance active (P), le générateur de rampe « Omicron Ramping » est utilisé. Le facteur de puissance est choisi égal à 1, donc la puissance réactive est nulle. Chaque profil de puissance (système électrique triphasé 50 Hz) est construit par les valeurs de courant (I) et de tension phase-neutre (V) associées, et $P = 3VI\cos(\phi) = 3VI$. La configuration de la rampe est illustrée en Figure IV-18.

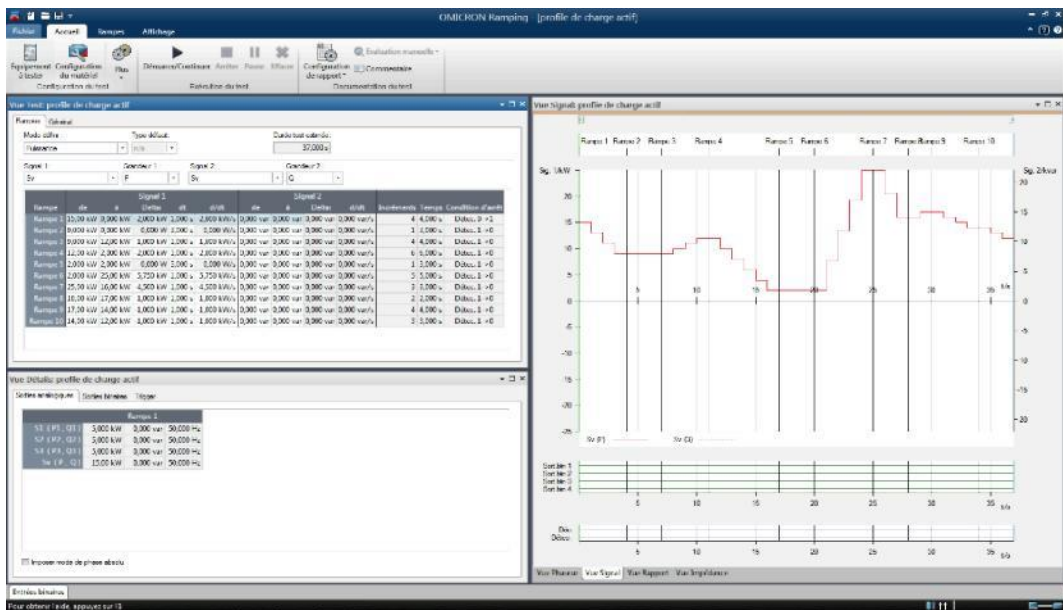


Figure IV-18: La puissance active (kW) générée par «Omicron Ramping module ».

Les trames de communication sont enregistrées par un ordinateur de surveillance via un analyseur de réseau de communication (outil Wireshark) qui enregistre l'évolution des trames dans le temps (y compris les temps de transmission et la taille des paquets). L'une des expériences est illustrée en Figure IV-19.

No.	Time	Source	Destination	Protocol	Length	Info
1	0.000000000	fe80::94f3:ae4c:7eab:f96b	ff02::1:3	LLMNR	84	Standard query 0x4607
2	0.000216000	192.168.66.151	224.0.0.252	LLMNR	64	Standard query 0x4607
3	0.093935000	fe80::94f3:ae4c:7eab:f96b	ff02::1:3	LLMNR	84	Standard query 0x4607
4	0.093986000	192.168.66.151	224.0.0.252	LLMNR	64	Standard query 0x4607
5	0.296957000	192.168.66.151	192.168.66.255	NBNS	92	Name query NB MPAD<00>
6	0.383498000	Telemecca_d4:32:82	Iec-TC57_01:00:00	GOOSE	151	
7	1.061138000	192.168.66.151	192.168.66.255	NBNS	92	Name query NB MPAD<00>
8	1.825523000	192.168.66.151	192.168.66.255	NBNS	92	Name query NB MPAD<00>
9	2.607974000	fe80::94f3:ae4c:7eab:f96b	ff02::1:3	LLMNR	84	Standard query 0x3a80
10	2.608193000	192.168.66.151	224.0.0.252	LLMNR	64	Standard query 0x3a80
11	2.714690000	fe80::94f3:ae4c:7eab:f96b	ff02::1:3	LLMNR	84	Standard query 0x3a80
12	2.714740000	192.168.66.151	224.0.0.252	LLMNR	64	Standard query 0x3a80
13	2.917767000	192.168.66.151	192.168.66.255	NBNS	92	Name query NB MPAD<00>
14	3.031449000	Telemecca_d4:32:82	Iec-TC57_01:00:00	GOOSE	151	
15	3.681894000	192.168.66.151	192.168.66.255	NBNS	92	Name query NB MPAD<00>
16	4.446264000	192.168.66.151	192.168.66.255	NBNS	92	Name query NB MPAD<00>
17	5.079358000	Telemecca_d4:32:82	Iec-TC57_01:00:00	GOOSE	151	
18	5.225967000	fe80::94f3:ae4c:7eab:f96b	ff02::1:3	LLMNR	84	Standard query 0xb694
19	5.226257000	192.168.66.151	224.0.0.252	LLMNR	64	Standard query 0xb694
20	5.335541000	fe80::94f3:ae4c:7eab:f96b	ff02::1:3	LLMNR	84	Standard query 0xb694
21	5.335598000	192.168.66.151	224.0.0.252	LLMNR	64	Standard query 0xb694
22	5.538547000	192.168.66.151	192.168.66.255	NBNS	92	Name query NB MPAD<00>
23	6.302626000	192.168.66.151	192.168.66.255	NBNS	92	Name query NB MPAD<00>
24	7.067022000	192.168.66.151	192.168.66.255	NBNS	92	Name query NB MPAD<00>
25	7.127271000	Telemecca_d4:32:82	Iec-TC57_01:00:00	GOOSE	151	
26	7.848206000	fe80::94f3:ae4c:7eab:f96b	ff02::1:3	LLMNR	84	Standard query 0xd2da
27	7.848425000	192.168.66.151	224.0.0.252	LLMNR	64	Standard query 0xd2da
28	7.956216000	fe80::94f3:ae4c:7eab:f96b	ff02::1:3	LLMNR	84	Standard query 0xd2da
29	7.956275000	192.168.66.151	224.0.0.252	LLMNR	64	Standard query 0xd2da
30	8.159306000	192.168.66.151	192.168.66.255	NBNS	92	Name query NB MPAD<00>

Figure IV-19: Capture d'écran du renifleur de trafic Wireshark et analyse des paquets de datas monitorés

IV.4.2.1. Echantillonnage et pre-processing de données

Comme les données reçues sont triées selon leur temps de transmission et suivant la définition de la série temporelle, nous avons besoin qu'elles soient triées à une période d'échantillonnage fixe, nous devons donc transformer les données brutes en données triées sur une période d'échantillonnage. Afin d'avoir des données à période d'échantillonnage constante, une interpolation par $T_s = 0,2$ ms est appliquée aux données et donne 747 000 échantillons. Dans ce cas d'application, nous allons dérouler la méthodologie proposée en Tableau IV-4.

Étant donné que le nombre de trames est cumulatif, il y a une nette tendance à la hausse au fil du temps. Comme expliqué précédemment, en cas de stationnarité, nous appliquons une différence simple de premier ordre pour supprimer cette tendance. La Figure IV-20 montre que la tendance à la hausse est supprimée par la différence simple. Ensuite, la valeur moyenne est soustraite pour donner une valeur moyenne égale à zéro.

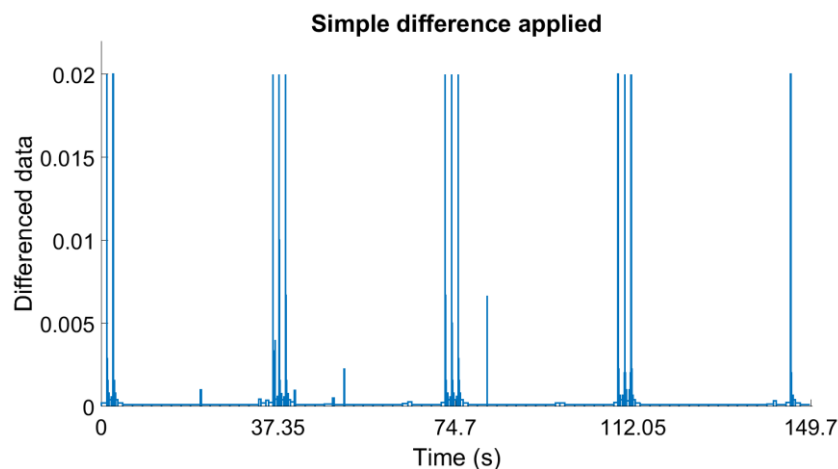


Figure IV-20 : Série temporelle après application des différences simples

A ce niveau, en examinant l'ACF / PACF ou simplement les données tirées dans le temps, quatre composantes périodiques sont reconnues toutes les 37,35 s / $T_s = 186750$ échantillons. La Figure IV-21 illustre les coefficients périodiques autour de T_s .

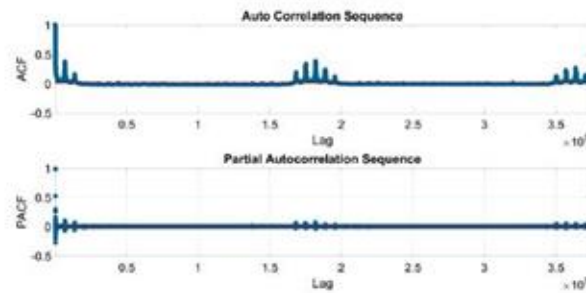


Figure IV-21: Séquences d'autocorrélation ACF/PACF montrant le comportement cyclique

La Figure IV-22 montre des séries temporelles après l'application de la différence saisonnière.

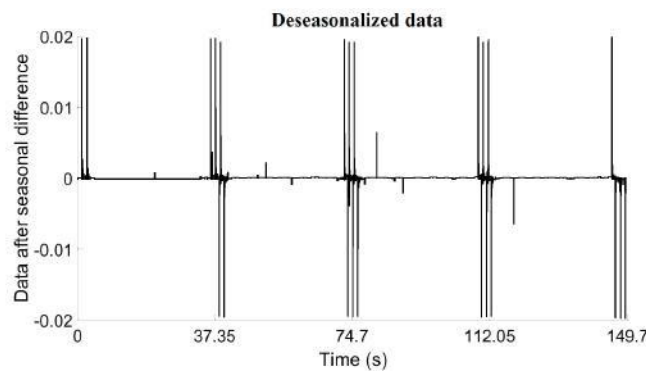


Figure IV-22: Série temporelle après application de la différence saisonnière

IV.4.2.2. Estimation des paramètres du modèle et validation

Les meilleurs ordres menant au MSE minimum sont pour $AR(p = 6)$ et pour $MA(q = 6)$, ce qui donne un MSE presque nul ($4,73 \times 10^{-8}$). De plus, le GFit de cette estimation est de 82,48%. La Figure IV-23 montre l'estimation de la partie stochastique des données.

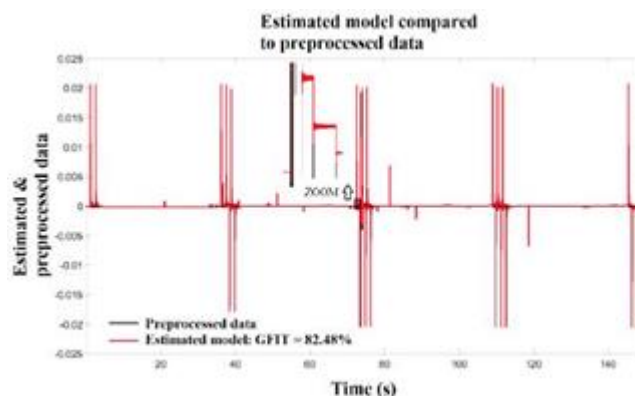


Figure IV-23: Comparaison des données estimées avec les échantillons réels

Expression mathématique:

Étant donné que la validation de l'estimation se situe dans une plage acceptable, on peut trouver l'expression mathématique incluant toutes les composantes déterministes du comportement des données. Par conséquent, on applique toutes les tendances supprimées (différence saisonnière, moyenne zéro, différence simple) via des filtres linéaires (Figure IV-24).

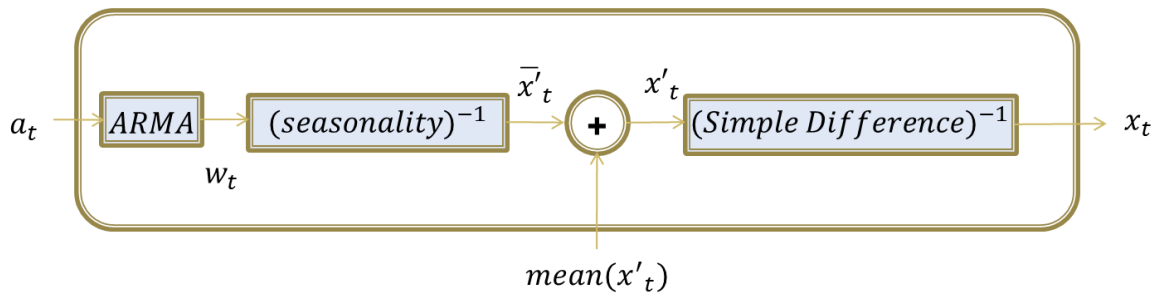


Figure IV-24: Reconstruction de l'expression mathématique

Comme la sortie w_t de ARMA est la suivante, une séquence de bruit blanc gaussien est passée à travers l'ARMA (p, q) déjà identifié pour obtenir le poids.

$$w_t = \frac{\theta(z^{-1})}{\varphi(z^{-1})} a_t, \tag{4.7}$$

Saisonnalité : la tendance saisonnière s'ajoute à la production de ARMA en appliquant un filtre linéaire comme filtre inversé de la différence saisonnière :

$$\bar{x}'_t = \left(\frac{\theta(z^{-1})}{\varphi(z^{-1})} a_t \right) \frac{1}{(1 - z^{-s})}; \tag{4.8}$$

où x'_t désigne la série incluant la tendance saisonnière.

Puis il faut procéder à l'ajout des valeurs moyenne décrite par $mean(x'_t)$ dans l'expression suivante

$$x'_t = \left(\frac{\theta(z^{-1})}{\varphi(z^{-1})} a_t \right) \frac{1}{(1 - z^{-s})} + mean(y'_t); \tag{4.9}$$

où x'_t est la série après avoir ajouté la valeur moyenne qui était précédemment supprimée par le processus de moyenne nulle.

Enfin, en appliquant l'inverse de la différence simple, on peut trouver les données mesurées originales avec une bonne précision. La Figure IV-25 compare les données échantillonnées originales à son estimation.

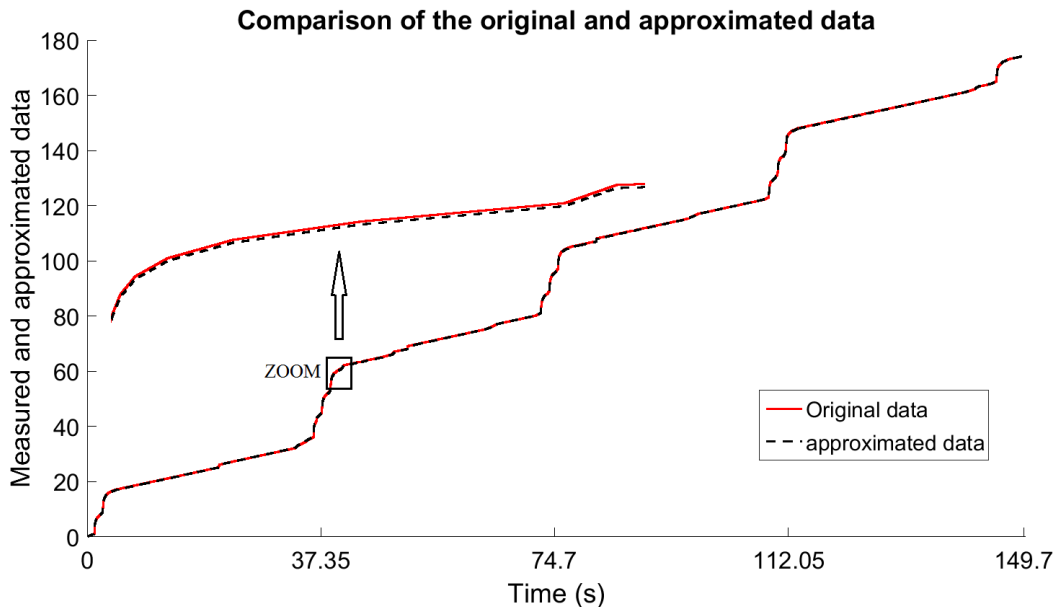


Figure IV-25: Comparaison des données originales et du modèle

Le modèle final d'estimation des séries temporelles, y compris les parties déterministe et stochastique, est écrit ci-dessous:

$$x_t = \left[\left(\frac{\theta(z^{-1})}{\varphi(z^{-1})} a_t \right) \frac{1}{(1 - z^{-s})} + \text{mean}(y'_t) \right] \frac{1}{(1 - z^{-1})} \quad (4.10)$$

En estimant les données originales en appliquant en retour tous les processus de modélisation, l'équation récurrente suivante est obtenue:

$$\begin{aligned} w_t = & 0.7085w_{t-1} + 0.1694w_{t-2} + 0.1604w_{t-3} \\ & + 0.1745w_{t-4} + 0.6747w_{t-5} - 0.8896w_{t-6} + a_t \\ & - 0.0435a_{t-1} + 0.0652a_{t-2} - 0.1038a_{t-3} \\ & - 0.2110a_{t-4} - 0.8546a_{t-5} + 0.3268a_{t-6}, \end{aligned} \quad (4.11)$$

qui représente le modèle ARMA(6,6) de la partie stochastique du comportement du trafic dans notre cas d'application de sous-station pour le modèle utilisé..

IV.4.3. Conclusion partielle

Ce travail a traité un modèle qui décrit mathématiquement le trafic GOOSE CEI 61850 échantillonné sur un réseau SCN où différents IEDs échangent des informations dans le contexte d'un contrôle décentralisé. Un IED envoie ces informations à tous les autres IEDs du réseau. Ce scénario a été implémenté sur la sous-station intelligente offrant la possibilité d'analyser les paquets de données en temps réel. Après avoir supprimé les composantes déterministes - telles que les tendances et les composantes cycliques -, le comportement stochastique du trafic a été modélisé par des modèles à moyenne mobile autorégressive (ARMA). Du point de vue de l'approche de contrôle, le modèle proposé pourrait servir de

description mathématique de base d'un canal de communication unique, considéré comme une brique élémentaire de la structure du réseau de communication au sein d'un réseau intelligent. Ce modèle sera encore complexifié pour inclure la modélisation de l'interaction entre le réseau électrique et le réseau de communication, pour l'analyse et le contrôle des réseaux intelligents en tant que systèmes cyber-physiques. Une comparaison du modèle proposé avec un modèle de [222], reposant sur une méthode analytique, permettant d'estimer le délai de distribution des messages a également été implémenté. Celui-ci a également fait l'objet d'une collaboration avec GIPSA lab et les points principaux découlant de cette étude [187] sont résumées ci-dessous.

- Si le réseau est parfaitement connu (cas de notre application), le modèle a été prouvé avec moins de 10% d'erreur [187].
- Si la connaissance a priori du réseau de communication n'est pas disponible, d'autres approches d'estimations doivent être envisagées.

Après avoir présenté une méthodologie d'implémentation et de validation de modèles de trafic de communication, nous allons proposer dans la section suivante une extension de cette méthode pour les modèles de prévision et de compensation des retards de communication.

IV.5. Méthode de prévision et de compensation des retards de communication dans les systèmes interopérables- Cas d'application à une sous-station intelligente.

Toujours dans le but d'améliorer les performances dynamiques du réseau TIC dans un objectif d'interopérabilité, une méthode pour réduire l'impact des retards doit faire l'objet d'études. La méthode prédictive est le choix implémenté dans [223] pour compenser le retard compatible avec les applications de réseau électrique intelligent. L'efficacité de la compensation repose sur une prédiction précise du délai.

Dans le cadre du projet ADAGIO [188], une comparaison a été effectuée pour estimer les délais de transmission des messages sur des trames IP. Les méthodes de prévision mentionnées ont été comparées pour trois domaines principaux :

- Les applications de réseau intelligent (trafic de données, consommation de charge),
- Les réseaux de communication (trafic de réseau, délai de communication)
- L'économie (ensembles de données économétriques).

La comparaison des différentes caractéristiques est résumée dans le Tableau IV-5.

Tableau IV-5 : Rapide comparaison entre LSTM et ARIMA pour application aux REI [188]

ARIMA	LSTM
Nécessite une mise en forme des données (pré processing)	Ne nécessite pas de (pré processing)
Implémentation simple et rapide	Nécessité de poids et de pondérations
Pas de paramètres à configurer	Modèle non linéaire des données
Relation linéaire	Beaucoup d'échantillons sont nécessaires
Peu efficace si le réseau de communication est instable	Apprentissage par l'environnement
	En auto apprentissage et auto adaptable
	Peu précis pour un horizon de prédiction large

LSTM semble plus flexible et adaptable en cas d'estimation du retard Internet, en raison de sa capacité à apprendre les dépendances à long terme et à se souvenir des informations pendant une longue période de temps. Comme le délai Internet est variable, cela pourrait améliorer la précision des modèles de prédiction.

Le modèle LSTM est une évolution de l'architecture Réseau de Neurones Récurent (RNN ou Recurrent Neural Network) dans le domaine de l'apprentissage en profondeur. LSTM a été introduit par Hochreiter et Schmidhuber [227] afin d'améliorer les inconvénients du RNN grâce à des interactions supplémentaires par module. Le Réseau neuronal récurrent se compose d'une couche d'entrée, d'une ou plusieurs couches cachées et d'une couche de sortie. Le RNN est une chaîne de modules répétitifs servant de mémoire pour enregistrer les informations importantes des étapes de traitement précédentes. Il comprend une boucle de rétroaction qui permet d'accepter une séquence d'entrées. Cela signifie que la sortie de l'étape précédente ($t-1$) est réinjectée dans le réseau pour influencer la sortie actuelle (t) et toutes les étapes suivantes ($t+1$, etc.). Par conséquent, les RNN réussissent à apprendre des séquences. L'architecture séquentielle d'un RNN typique est illustrée en Figure IV-26.

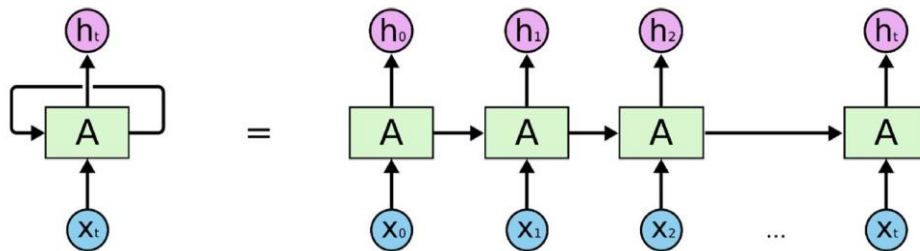


Figure IV-26 Sequential processing in an RNN [228]

LSTM est donc une chaîne structurée avec un module répétitif. Contrairement au RNN, au lieu d'un seul réseau de neurones, il comporte quatre couches en interaction avec une méthode de communication unique. L'architecture LSTM est illustrée en Figure IV-27. La structure de LSTM comprend des blocs de mémoire appelés cellules. L'état de la cellule est le principal flux de données qui permet aux informations de circuler tout en restant intactes. Seules quelques transformations linéaires peuvent se produire.

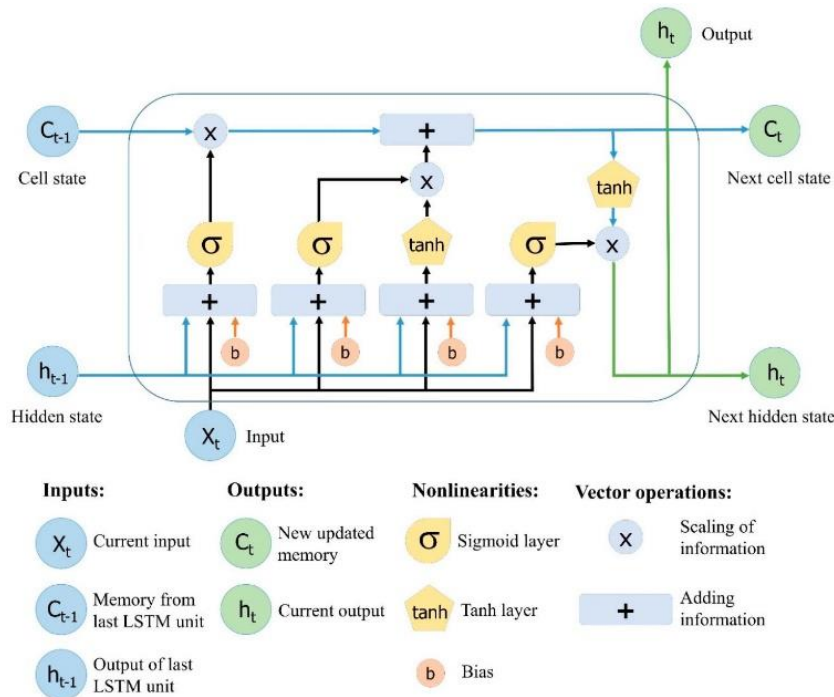


Figure IV-27 : The architecture of LSTM neural network reproduced from Yan [229]

Grâce à des couches sigmoïdes, des données peuvent être ajoutées ou supprimées de l'état de la cellule. Une porte est comme une couche ou une série d'opérations matricielles, qui contiennent différents poids individuels.

La première étape pour construire le réseau LSTM consiste à décider quelles informations ne sont pas nécessaires et peuvent être omises de la cellule à cette étape. La fonction sigmoïde prend la sortie de la dernière unité LSTM h_{t-1} à $t-1$ et l'entrée actuelle X_t à t basée sur qui identifie et exclut les données. De plus, la fonction sigmoïde décide quelle partie de l'ancienne sortie doit être supprimée. Cette fonction est appelée porte d'oubli f_t sous la forme d'un vecteur compris entre 0 et 1, correspondant à chaque nombre dans l'état de la cellule, C_t .

$$f_t = \sigma(W_f[h_{t-1}, X_t] + b_f) \quad (4.1)$$

où σ est la fonction sigmoïde, W_f et b_f sont respectivement les matrices de poids et le biais de la porte oubliée.

La deuxième étape consiste à décider quelles informations de la nouvelle entrée X_t sont importantes à stocker dans l'état de la cellule et à mettre à jour l'état de la cellule. Deux fonctions d'activation interviennent dans cette étape : la fonction sigmoïde décide si les nouvelles informations doivent être stockées ou ignorées (0 ou 1), et une fonction tanh qui attribue des poids aux valeurs transmises, en décidant de leur niveau d'importance (-1 à 1). La multiplication de ces valeurs met à jour le nouvel état de la cellule. Ainsi, cette nouvelle mémoire est ajoutée à l'ancienne, C_{t-1} et donne C_t .

$$i_t = \sigma(W_i[h_{t-1}, X_t] + b_i), \quad (4.2)$$

$$N_t = \tanh(W_n[h_{t-1}, X_t] + b_n), \quad (4.3)$$

$$C_t = C_{t-1}f_t + N_t i_t, \quad (4.4)$$

où C_{t-1} et C_t sont les états de la cellule aux instants $t-1$ et t tandis que W et b sont respectivement la matrice de pondération et le biais de l'état de la cellule.

L'étape finale fournit une sortie h_t qui est filtrée sur la base de l'état de cellule de sortie O_t . La fonction sigmoïde décide des informations importantes à produire. Ensuite, la sortie sigmoïde O_t est multipliée par les nouvelles valeurs de la fonction tanh fournies par l'état de la cellule C_t dans la plage de -1 à 1.

$$O_t = \sigma(W_o[h_{t-1}, X_t] + b_o), \quad (4.5)$$

$$h_t = O_t \tanh(C_t) \quad (4.6)$$

Avec W_o et b_o respectivement les poids le biais des matrices.

Ici, Python [230] est sélectionné comme langage de programmation et les bibliothèques open source sont correctement liées à l'étude de cas considérée. Aussi, les bibliothèques NumPy [231], Pandas [232], Matplotlib [233] sont importées pour le traitement, la gestion et la visualisation des données.

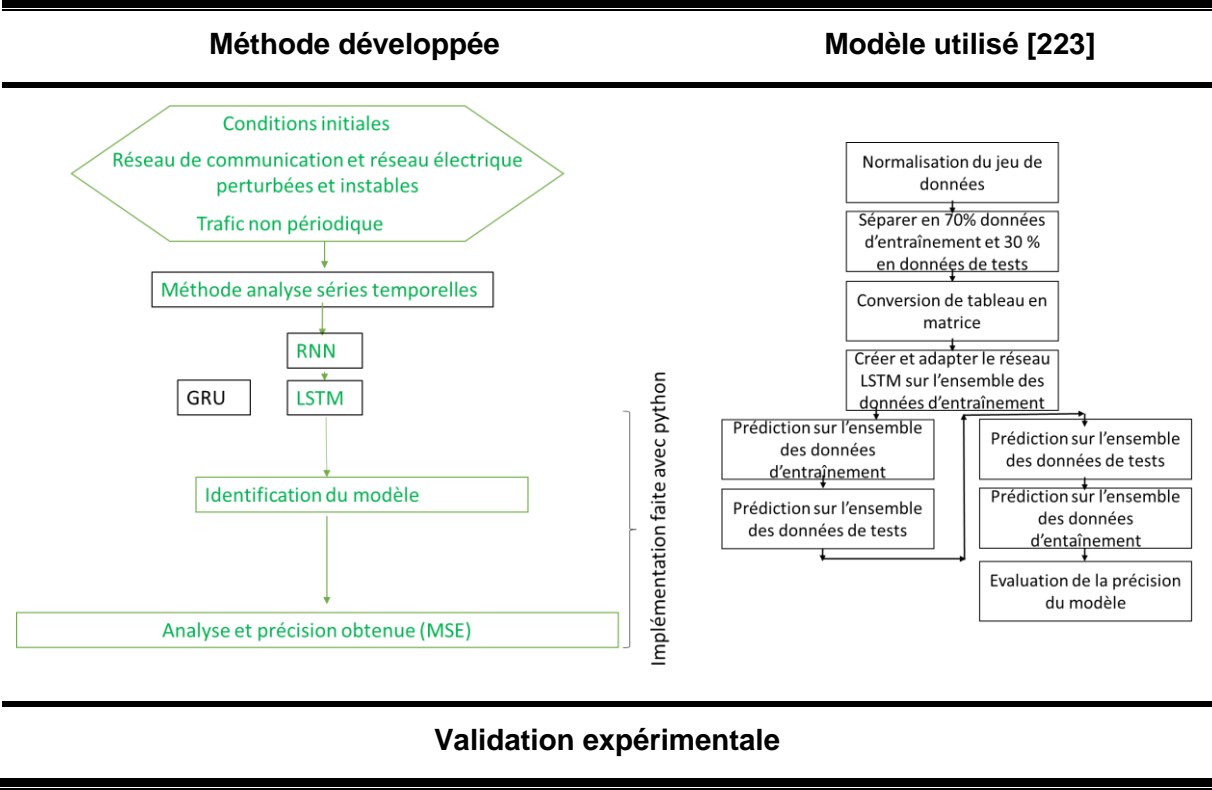
La structure du modèle LSTM illustrée en Figure IV-27 utilise TensorFlow [234], qui est une bibliothèque de logiciels open source fournie par Google pour ses fonctionnalités internes. Il

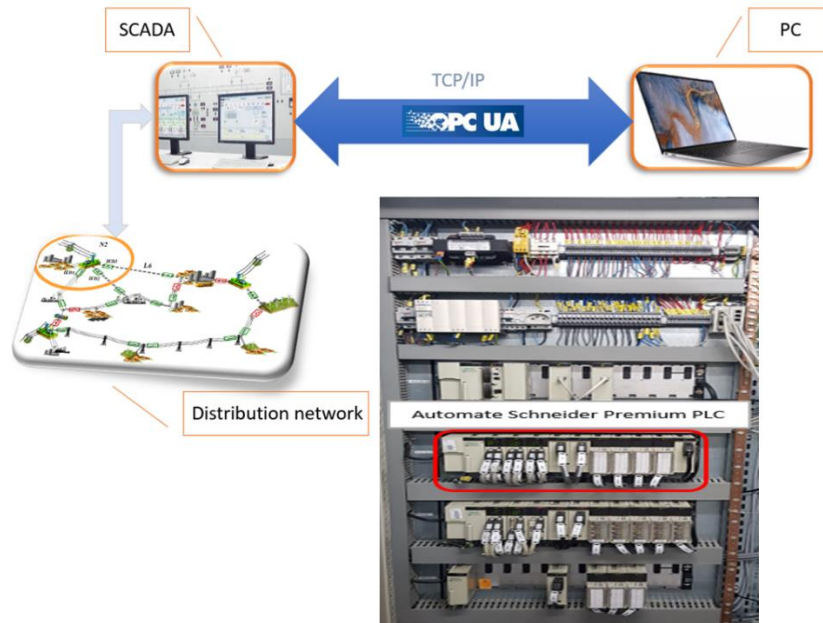
s'agit d'une bibliothèque de symboles mathématiques construite pour l'apprentissage automatique, l'apprentissage en profondeur et le calcul numérique reposant sur des graphes de flux de données et une programmation différentiable. Cependant, ce cadre est suffisamment complet pour être applicable à une grande variété de domaines.

IV.5.1. Méthodologie employée pour l'implémentation de LSTM

Afin de rendre reproductible la méthodologie proposée, un organigramme est dressé en Tableau IV-6. Le tableau propose une méthode considérant un réseau de communication plus proche de la réalité qui représente des aléas et des perturbations. Le trafic des données n'est également pas forcément périodique comme considéré en section IV.4. Après une réflexion sur les scénarios de validations, nous avons dressé un cahier des charges d'expérimentations complet permettant de tester la démarche. Pour des raisons de simplicité de présentation et parce que tous les scénarios n'ont pas pu être implémentés par faute de temps, nous présenterons par la suite la méthodologie appliquée. Des travaux d'implémentations plus fine du LSTM s'inscrivent dans les perspectives.

Tableau IV-6 : Méthode et validation expérimentale pour LSTM effectuée au sein de la sous-station intelligente



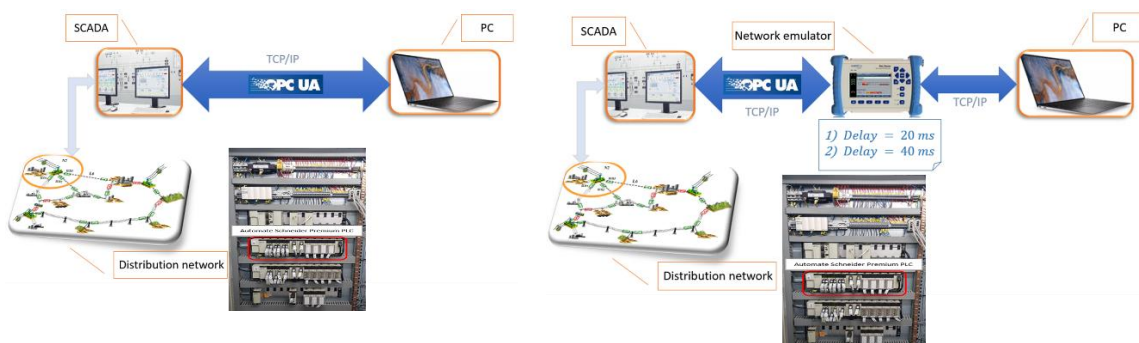


IV.5.2. Implémentation du modèle et conditions expérimentales

Le premier scénario que nous avons mis en place pour validation expérimentale concerne celui décrit en Tableau IV-6 et en Figure IV-28 réalisé sur RD-PREDIS au G2Elab. Le SCADA PcVue envoie des données sur le canal de communication OPC UA en mode serveur. Un PC dans le même VLAN que le client reçoit les données transmises via la passerelle OPC UA codée en Python. Le délai de transmission du message est mesuré dans deux conditions différentes :

- Avant l'application d'un délai déterministe,
- Après l'application du délai déterministe.

L'émulateur de réseau de marque ALBEDO [235] nous permet ainsi de générer des délais déterministes et de s'insérer dans le trafic de communication en y configurant une partie contrôlée du réseau de communication.



```
import opcua
client = opcua.Client("opc.tcp://195.220.21.86:48050/SV.OPCDAserver.1")
##CHARGES_RD
#CHARGE_1
Chg_1_U12 = client.get_node("ns=4;s=PREDIS.SRC_CHRG.CH1.Capteur.PM9C.Mes_U12")
Chg_1_U23 = client.get_node("ns=4;s=PREDIS.SRC_CHRG.CH1.Capteur.PM9C.Mes_U23")
Chg_1_U31 = client.get_node("ns=4;s=PREDIS.SRC_CHRG.CH1.Capteur.PM9C.Mes_U31")
Chg_1_I1 = client.get_node("ns=4;s=PREDIS.SRC_CHRG.CH1.Capteur.PM9C.Mes_I1")
Chg_1_I2 = client.get_node("ns=4;s=PREDIS.SRC_CHRG.CH1.Capteur.PM9C.Mes_I2")
Chg_1_I3 = client.get_node("ns=4;s=PREDIS.SRC_CHRG.CH1.Capteur.PM9C.Mes_I3")
Chg_1_F = client.get_node("ns=4;s=PREDIS.SRC_CHRG.CH1.Capteur.PM9C.Mes_F")
Chg_1_P = client.get_node("ns=4;s=PREDIS.SRC_CHRG.CH1.Capteur.PM9C.Mes_P")
Chg_1_Q = client.get_node("ns=4;s=PREDIS.SRC_CHRG.CH1.Capteur.PM9C.Mes_Q")
Chg_1_S = client.get_node("ns=4;s=PREDIS.SRC_CHRG.CH1.Capteur.PM9C.Mes_S")
Chg_1_PF = client.get_node("ns=4;s=PREDIS.SRC_CHRG.CH1.Capteur.PM9C.Mes_PF")
```

Figure IV-28 : Scénario de validation utilisée pour la validation de LSTM. A gauche sans retard ajouté et avec retard de 20 et 40ms de retard à droite. En dessous : extraction de données par OPCUA de la charge 1 du réseau de distribution RD-PREDIS

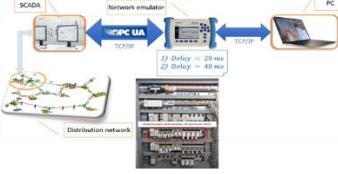
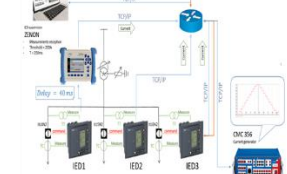
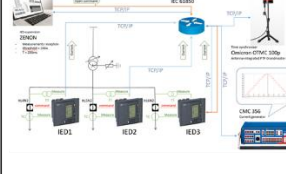
Le code en Python ouvre un canal de communication sur OPCUA qui permet de sauvegarder les données reçues du centre de mesure PM9C (11 grandeurs électriques sont transmises). En plus de recharger le trafic de données, une boucle de 1000 itérations est programmée. Les deux scénarios de la Figure IV-28 sont appliqués séquentiellement.

IV.6. Perspectives : Plans d'expériences tenant compte de différents protocoles de communication et de la synchronisation des équipements :

Cette section s'inscrit dans les perspectives de développement liées au chapitre IV. Elles ont été initiées dans le cadre du projet CARNOT Energie du futur ADAGIO [188].

Dans cette section, différents scénarios de communication sont définis et testés par le modèle LSTM proposé pour estimer le délai de transmission des messages. A cette heure les modèles développés n'ont pas été concluants. Dans ce cas, quatre scénarios ont été imaginés pour être testés et pour pouvoir valider notre méthode. Tous les scénarios concernent des échanges sur la couche IP. Tous les cas d'utilisation sont testés avec et sans délai de transmission à l'aide de l'émulateur de réseau [235]. Les autres scénarios nécessitent plus de temps sur le développement du modèle et s'inscrivent dans les perspectives de développement après la thèse. Un inventaire de l'ensemble de ces conditions d'essais est décrit dans le Tableau IV-7. L'importance des conditions d'expériences est primordiale et nous avons choisi volontairement des hétérogénéités au niveau des protocoles de communication. Le premier scénario s'est focalisé sur les canaux OPC UA fréquemment utilisé entre des SCADAs et des organes tierces. Les autres scénarios utiliseront des messages de type MMS toujours sur la couche IP, avec ou sans synchronisation (lente de type SNMP) d'équipements. Enfin, les derniers scénarios ont été pensés pour pouvoir faire des connexions distantes synchronisées et rapides, comme dans le cadre d'une co-simulation par exemple. Ces derniers scénarios restent une belle perspective d'implémentation utilisant les protocoles PTP avec des antennes 5G. Ils sont en cours de préparation et d'implémentation. Les modèles d'apprentissage sont en cours de développement pour pouvoir valider la méthode dans leur ensemble.

Tableau IV-7 : Cahier des charges des scénarios pour établir des conditions d'expériences pour la validation expérimentale des méthodes LSTM.

	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
Les applications	SCADA PcVue PC (Python_GW)	SCADA Zenon IED 1, 2, 3 Sync SNTP	SCADA Zenon IED 1, 2, 3 Sync PTP	Site CEA Liten Chambéry Site G2elab Grenoble
				En cours
Protocoles testés	OPC UA, IP Sans/avec retard	MMS, IP, Sans/avec retard SymmeTime (SNTP) +1ms	TCP, IP Sans/avec retard SymmeTime (PTP) + 100us	En cours
Plan d'expérimentation	Terminé	Terminé	En cours. Travail en étroite relation avec Schneider Electric	
Modèle et résultats	Le modèle est assez représentatif	Le modèle d'apprentissage n'est pas au point	Non testé	
Résultats	Identifier la précision du modèle LSTM	Synchronisation opérationnelle Données du trafic en cours de traitement Analyse en cours.		

IV.7. Conclusion

Ce chapitre permet de conclure sur les méthodes et outils que nous avons implémentés sur la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » en se focalisant plus spécifiquement sur la sous-station intelligente. Après avoir proposé une méthodologie complète à destination des chercheurs et ingénieurs pour le pilotage des systèmes interopérables à base de la CEI 61850 [185], nous avons décliné et utilisé la norme CEI 61850 pour des relais de protection. Nous avons présenté par la suite une méthode d'analyse de série temporelle. Celle-ci, fondée sur ARMA (Auto Regressive Moving Average), permet l'analyse de trafic de communication GOOSE (CEI 61850). Ces méthodes se révèlent assez simple de mise en œuvre et confèrent d'assez bons résultats pour les signaux périodiques [186]. Pour compléter cette méthodologie et comme indiqué en Figure IV-1, les dernières sections abordent l'analyse des retards de communication dans les systèmes interopérables. La dernière partie du chapitre a abordée quant à elle des développements en cours et les perspectives de développement pour une synchronisation précise des équipements physiques du REI (à base des standards IEEE-1588 et CEI-61850-9-3).

Par la suite, Le chapitre V va aborder l'interopérabilité dans un contexte plus large (vision système de système des SECP). Il va notamment présenter les développements issus du projet « SGInterop », ayant pour but le déploiement d'un réseau de plateformes expérimentales interopérable évoqué en fin de chapitre I. Le chapitre V propose une architecture et une méthodologie développés pour l'interopérabilité de l'ensemble du démonstrateur « Réseaux d'énergie reconfigurables » avec d'autres acteurs ou plateformes complémentaires de type SECP. Elle illustre l'intérêt de cette architecture (fondée sur des ontologies) par une approche holistique, elle-même complétée par des cas d'applications concrets.

Chapitre V. : Smart Grid Interop, Méthodologie et implémentation d'une architecture : Cas d'applications pratiques et couplage multi plateformes

V.1. Introduction

Pour faire face à la complexité des systèmes énergétiques de demain, des simulations et expérimentations inter-infrastructures sont nécessaires. Elles permettent d'avoir des visions complémentaires, de renforcer le partage des connaissances des systèmes complexes, et de mettre en commun les acteurs de la recherche scientifique pour résoudre des problématiques communes. Aujourd'hui, encore beaucoup d'obstacles restent non résolus pour parfaire le déploiement des réseaux électriques intelligents. Nous pourrions aborder cela sous forme de quelques interrogations non exhaustives telles que décrites ci-dessous :

- Comment se fera l'adoption des technologies de réseaux intelligents par les opérateurs de l'industrie électrique ?

Le réseau électrique est une infrastructure complexe et critique exploitée dans des conditions sévères. L'adoption de l'intelligence doit être accompagnée avec de la formalisation et standardisation complètes pour les systèmes énergétiques intelligents.

- Les modèles de réseaux intelligents sont-ils durables à moyen et à long terme ?

Il est nécessaire d'identifier et valider les modèles de réseaux de manière durable. Ceci est essentiel pour attirer et déployer les investissements. Ceci concerne également les nouveaux acteurs du domaine de l'énergie (par exemple, agrégateurs, fournisseurs de prévisions) mais aussi les services publics, les opérateurs de réseau et les fabricants d'équipements.

- Est-ce que de nouvelles solutions algorithmiques et logicielles développées pour optimiser le fonctionnement des systèmes énergétiques, seront efficaces lorsqu'elles interagiront avec les parties physiques et réelles du système énergétique ?

Pour cela, la numérisation du secteur de l'énergie, l'augmentation de la capacité de calcul, l'intelligence artificielle et l'interopérabilité offrent de nouvelles opportunités qui doivent être évaluées en laboratoire avant la démonstration dans des environnements réels.

Les Réseaux Electriques Intelligents s'appuient sur les nouvelles technologies des secteurs de l'énergie et du numérique, en particulier l'IoT (« Internet of Things » en anglais : internet des objets connectés), pour offrir de nouvelles opportunités au Système électrique et aux utilisateurs tout en rendant possible la Transition Energétique. Les nouvelles technologies des REI permettent de répondre à de nombreux défis globaux générant à la fois des retombées et des contraintes territoriales et impliquant de plus en plus le citoyen :

- Sécurisation de l'approvisionnement énergétique,
- Augmentation des renouvelables (EnR),

- Equilibre offre demande,
- Sobriété et efficacité énergétique, ...

Afin d'étudier ces problématiques, nous avons proposé, dans le cadre de la réponse à appel à projets IRICE de la région Auvergne Rhône Alpes [236], de développer une plateforme unique nommée SGInterop (SGI). L'objectif du projet est de développer et valider une architecture d'interopérabilité innovante pour la mise en réseau de 4 plateformes existantes des 2 partenaires Grenoble INP et CEA LITEN-INES. Les plateformes de Grenoble INP sont PREDIS, GreEn-ER et le CREMHyG, et la plateforme du CEA est PRISMES. Cette plateforme SGI se veut ouverte au monde des chercheurs, des usagers, et devra être accessible à différents acteurs (académiques, industriels, usagers...). Les principaux atouts du Smart Grid Interop sont :

- La complémentarité des usages énergétiques,
- L'identification et l'analyse des besoins énergétiques pour faire face à la transition.
- Le renforcement partenarial pour les projets de recherche
- Les expérimentations et validations de preuve de concept sur des systèmes à l'échelle
- La preuve de faisabilité des futures applications industrielles avancées dans la filière des REI.
- La formation aux futurs métiers des énergéticiens.

Ce chapitre propose une méthodologie de déploiement de l'interopérabilité des plateformes expérimentales ciblées par le projet SGInterop. La suite de cette introduction présente les approches holistiques et l'ontologie, concepts importants pour ces travaux. Un focus introductif est fait sur les SECP ainsi que l'objectif du projet SGInterop. La fin de l'introduction dresse le plan du chapitre.

V.1.1. Interopérabilité et les approches holistiques :

Afin d'aborder au mieux le déploiement de la méthode proposée dans ce chapitre pour la mise en place de l'interopérabilité des plateformes du projet SGInterop, nous commençons par présenter succinctement le concept d'ontologie qui est utilisé en partie pour la description et la sémantique informatique des éléments du projet. L'ontologie concernait initialement en philosophie l'étude de l'être. Les travaux de Rudolf Goclenius, dont [237] fait référence, ont établi ce concept nouveau pour l'époque. Celui-ci a longtemps été discuté en relation à l'anthropologie. Depuis le concept d'ontologie n'a pas cessé d'évoluer avec Heidegger [238], par exemple, ou plus récemment Merleau-Ponti [239]. Une des définitions plus contemporaine que l'on pourrait apporter est celle de [240] qui cite : « L'ontologie réfère ainsi à la nature de la réalité, à la nature des choses (êtres humains et non-humains, et objets) et à la nature de leurs relations (incluant leur existence, leur enchevêtrement et leur devenir communs) telles que conçues, vécues et mises en actes par les acteurs culturels / agents sociaux ». D'un point de vue plus technologique, nous pourrions citer la définition suivante de Gruber [245] « l'ontologie est une spécification explicite d'une conceptualisation, c'est-à-dire qui permet de spécifier dans un langage formel les concepts d'un domaine et leurs relations ».

Depuis, l'ontologie est utilisée dans beaucoup de domaines. Dans les paysages de l'ontologie, [241] décrit plusieurs familles distinctes relatives à leurs domaines d'applications. Parmi ces domaines, [241] cite les quatre suivants :

- Ontologie de base
- Ontologie de domaine
- Ontologie d'interface
- Ontologie de processus

Un inventaire des ontologies est très bien documenté en [242]. Il aborde les méthodes et outils pour l'ontologie dans les technologies. Dans la bibliographie, beaucoup d'ontologies sont utilisées en médecine. A titre d'exemple, [246] présente une méthode pour le codage des données et une méthodologie sur les terminologies utilisées. Parmi ces ontologies, nos lectures se sont portées de manière plus approfondies sur les ontologies de domaines principalement telles que [243][244][245] les abordent de manière complexes et élargies. Le champ d'application le plus proche de nos applications est celui du Web Sémantique et des technologies des systèmes énergétiques comme l'étudient [248][249]. Ce type d'ontologie est très proche du besoin identifié dans le cadre de l'interopérabilité de plateformes du projet SGInterop. Le tableau ci-dessous rassemble une synthèse de nos lectures réalisées à ce sujet et met en avant celles que nous avons explorées plus précisément pour notre cas d'étude.

Tableau V-1 : Quelques références non exhaustives des ontologies de domaines (science et technologie) analysées pour le projet SGInterop

Domaine	Sous domaine	Sous sous domaine	Références	Outils
Science et technologie	Informatique et de science de l'information	Web Sémantique	[243][244][245]	Carte méta heuristique Procédé RDF OWL
	Médecine		[246][247]	RDF, OWL
	Philosophie		[238][239]	
	Technologie Systèmes énergétiques	Système énergétique	[248][249]	RDF CIM, OWL

Lié au paysage des sciences et des technologies (domaine des systèmes complexes, par exemple énergétiques et informatiques), notre étude s'est focalisée sur l'application que l'on pouvait faire des ontologies rapportées au projet SGInterop et plus particulièrement au domaine des SECP. Nous avons proposé une méthodologie incluant une démarche holistique (défini par le dictionnaire Robert comme « s'intéressant à son objet dans sa globalité »). Ce cadre générique a été implémenté pour le domaine énergétique des SECP décrite dans la section ci-après. Beaucoup d'approches holistiques ont vu le jour avec l'arrivée des objets connectés (ou Internet of Things, IoT en anglais). Une sémantique et une taxonomie ont été nécessaires pour mettre en pratique ces approches. Parmi celles-ci, [250] dresse une analyse par domaine avec les sujets d'objets connectés concernés. [251] propose une sémantique utilisant le modèle SGAM (Smart Grid Architecture Model) pour les cas d'applications d'offre et demande dans les réseaux électriques. Un travail fastidieux également été réalisé dans le cadre de [252], dont [253] dresse une très bonne synthèse des modèles pouvant être mis en œuvre utilisant les méthodes CIM (Common Information Modelling).

V.1.2. Focus sur les SECP

Depuis ces deux dernières décennies, le système énergétique et plus particulièrement électrique s'est intégralement transformé. La bidirectionnalité des flux de puissance, l'intelligence répartie apportée notamment par les technologies de l'information et de la

communication (TIC), permettent le déploiement de solutions intelligentes d'automatisation et de pilotage de ces systèmes devenant de plus en plus complexes. Ces systèmes se transforment en système d'énergie cyber physique (SECP) présentant de fortes corrélations entre différents domaines [236]. Il est ainsi indispensable de considérer le Smart Grid ou réseau intelligent comme un ensemble holistique décrivant au mieux le SECP et impliquant différents domaines, comme certains sont sommairement représentés en Figure V-1. De plus ces domaines sont fortement interdépendants comme le souligne [255] qui aborde le REI comme un système de système.

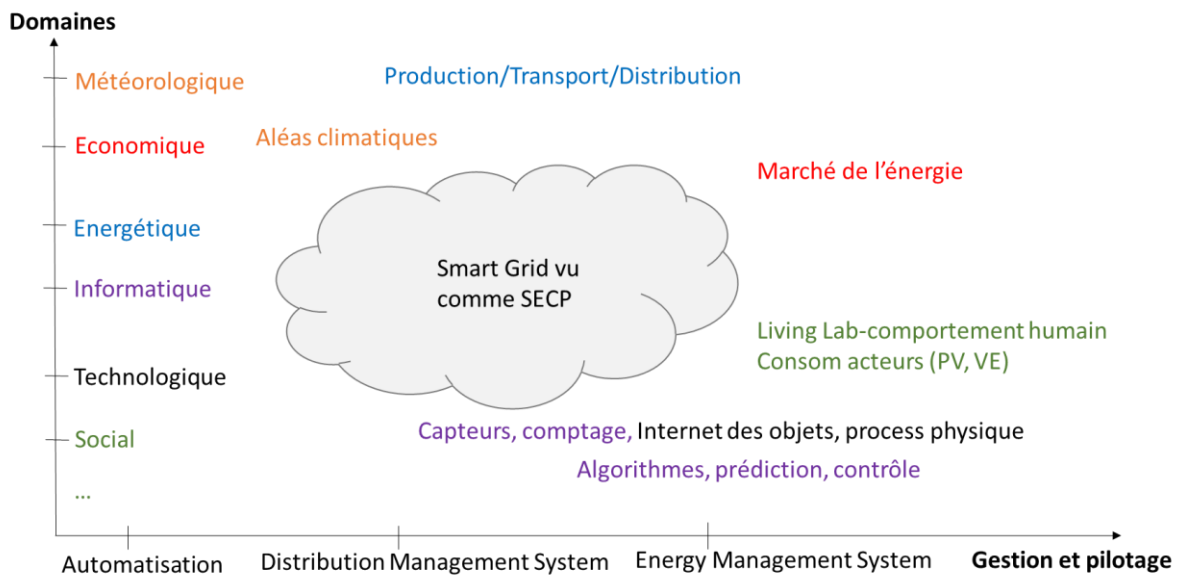


Figure V-1 : Système holistique d'un SECP : Interaction de plusieurs domaines.

Afin de comprendre ces interactions fortes entre domaines, il est indispensable de représenter les composants et fonctionnalités avec précision en tenant compte des interactions cyber-physiques entre elles. Les comportements dans chaque domaine doivent tenir compte de la nature des phénomènes (continus ou discrets). De plus, les dynamiques de temps entre ces systèmes varient suivant les phénomènes étudiés (variables de quelques micro secondes pour les phénomènes dynamiques rapides, à quelques jours pour l'analyse de la gestion des marchés). Les approches holistiques décrites et utilisées dans la littérature permettent en général de qualifier ces systèmes complexes au plus proches de la réalité. Beaucoup abordent ces approches en implémentant les méthodes de co-simulation telles que [256][257][258][259] décrivent très bien. D'autres essaient d'aborder la problématique en travaillant sur les jumeaux numériques [260][261][262]. Toutes ces méthodes actuelles sur ces systèmes holistiques, dynamisent la voie de beaucoup d'outils à base d'intelligence artificielle, mêlant le monde de la donnée (Big data) [263][264] et celui de l'expertise et de l'apprentissage (Deep Learning en anglais) comme le dresse très bien l'étude de [265] liée au domaine de l'énergie.

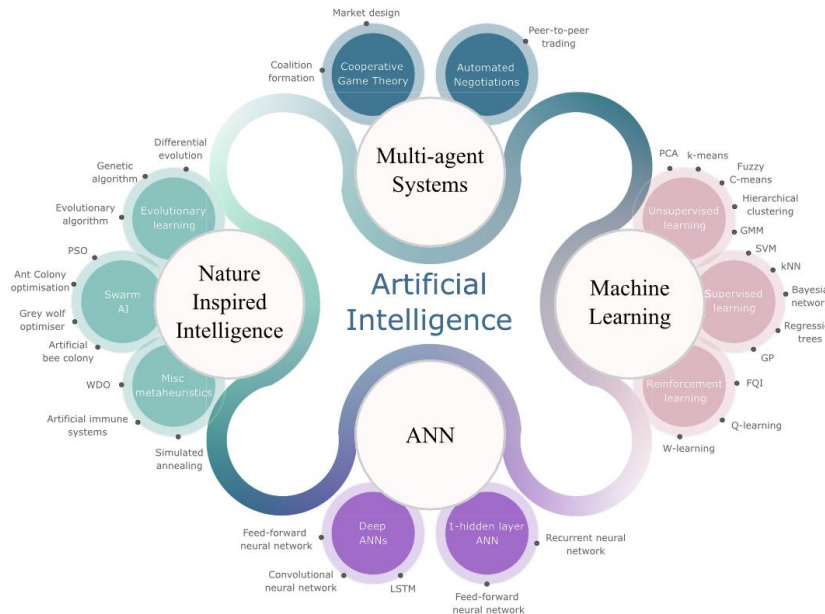


Figure V-2 : Inventaire des groupes des IAs utilisés dans le domaine de l'énergie issu de [265]

Au travers de la figure ci-dessus, nous voyons que l'intelligence artificielle, initialement impulsée au milieu des années 50 par [266][267], apporte un outil intéressant sur les mises en œuvre d'algorithmes liés aux problématiques du monde de l'énergie. Parmi ces méthodes, [265] en cite quelques-unes par famille (Figure V-2). A savoir :

- les réseaux de neurones profonds (ANN)
- l'intelligence inspirée de la nature (Nature Inspired Intelligence)
- les méthodes d'apprentissages (Machine Learning)
- les systèmes multi-agents (Multi Agent Systems)

Ce chapitre ne détaille pas ces méthodes déjà très bien présentées dans la bibliographie scientifique, mais propose une méthodologie ainsi qu'une infrastructure technologique permettant de répondre aux problématiques d'optimisation et d'implémentation d'algorithmes en vue d'améliorer le concept d'interopérabilité des SECP avec une vision décentralisée. L'outil implémenté permet de proposer un concept nouveau, facilitant l'agrégation et les interconnexions de plateformes énergétiques complémentaires.

V.1.3. Objectif du projet SGInterop :

Le projet SGInterop [236] permet l'interconnexion de plateformes énergétiques complémentaires. Ces plateformes gérées par trois partenaires sont au nombre de 4 : GrEn-ER et PREDIS (toutes deux hébergées dans le bâtiment GrEn-ER de l'ENSE³/G2Elab sur le polygone scientifique/ campus ouest de Grenoble), PRISMES (hébergée au CEA Liten-INES au Bourget du Lac), et le CREMHyG (plateforme de Grenoble INP située sur le campus de Saint-Martin d'Hères à l'est de Grenoble). Les Figure V-3 à Figure V-5 recensent respectivement ces plateformes avec les TRL associés.

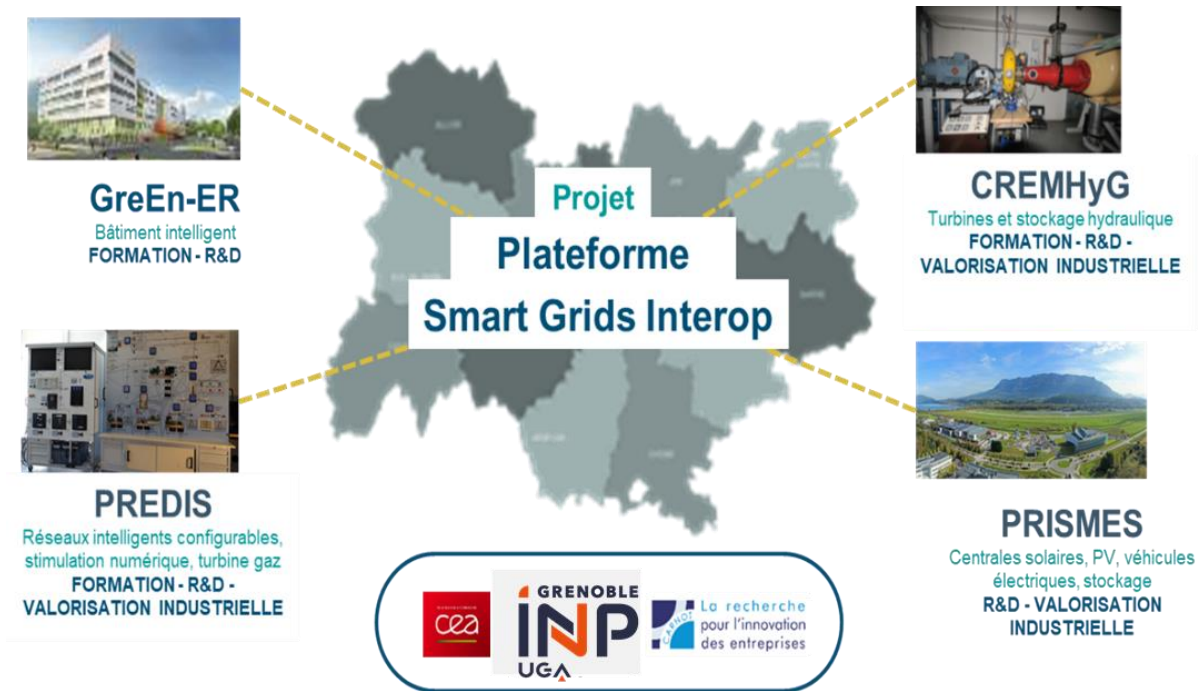


Figure V-3 : Plateformes du SG Interop

Lieu	Domaines Plateforme	Génération et stockage			Réseau d'énergie			Consommateurs ou Consom'acteurs		
		DRES	H2	Stockage	REI	Bâtiment intelligent	Multi-vecteurs	Industrie	Résidentiel et tertiaire	Mobilité
Grenoble-G2elab	GREEN-ER	●				●			●	●
	PREDIS	●			●			●		
Bourget du Lac-CEA Liten	PRISMES	●		●	●	●	●		●	●
Grenoble-CREMHyG	CREMHyG	●		●	●			●		

Figure V-4 : Domaines complémentaires des plateformes du projet SGInterop

Laboratoire	Plateforme	Technology Readiness Level								
		Idée			Prototype			Validation		Production
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
G2elab	PREDIS		■	■	■	■	■			
CEA-Liten	PRISMES		■	■	■	■	■	■		
CremHyg	CremHyg		■	■	■	■	■			
G2elab	Green-ER		■	■	■	■	■	■		
TRL		Principe de base	Concepts ou application technologie formulée	Fonction critique analysée et expérimentée ou preuve de concept	Validation en laboratoire	Validation en environnement significatif	Démonstration prototype	Démonstration prototype en environnement opérationnel	Système réel complet qualifié à travers des tests et démonstrations	Système réel prouvé à travers des missions réussies

Figure V-5 : Couverture des TRLs des différentes plateformes de SGInterop

Nous allons proposer dans la suite une méthode complète intégrant une architecture déployable et réutilisable pour des projets similaires. Le plan choisi pour la présentation des travaux réalisés dans ce cadre est le suivant :

La section V.2 dresse un inventaire des méthodes et outils existants pour la validation des SECP dans un cadre holistique. Suite à cela, la section V.3 propose une méthodologie complète avec une approche holistique et reposant sur des ontologies pour la validation de

systèmes complexes (SECP). L'implémentation de l'infrastructure de recherche créée à cet effet est décrite en section V.4. Enfin, des cas pratiques sont abordés en section V.5, mettant en avant la capacité de l'architecture cloud retenue à offrir des services pour traiter la thématique des SECP et plus particulièrement des REIs. Avant de conclure, Les sections V.4 et V.7, abordent respectivement les développements en cours sur le projet SGInterop [236] et les perspectives que cette nouvelle architecture offre. La conclusion du chapitre met en lumière les retours d'expériences associés à cette étude.

V.2. Inventaire des méthodes et outils pour la validation complète des SECP

Afin de positionner au mieux notre recherche qui traite de l'interopérabilité des systèmes, nous avons conçu en Figure V-6 une représentation par domaines connexes sollicités pour l'étude des SECP. Le cercle rouge « Interopérabilité » montre que ces domaines, tous complémentaires, agissent pour la validation complète des SECP. Cette représentation insiste sur la corrélation fine des systèmes d'informations (TICs sur l'axe des ordonnées) avec les systèmes énergétiques (représentation sur l'axe des abscisses). Afin de tendre vers un modèle d'interopérabilité de systèmes de plus en plus complexes et multi vecteurs, nous voyons apparaître la nécessité d'outils et de méthodes pour rendre reproductible l'interconnexion des SECP. Dans la suite du chapitre, le centre du sujet est l'interopérabilité. Le cœur du travail a consisté au développement d'une infrastructure interopérable de systèmes (dans notre cas d'étude de plateformes technologiques académiques de recherche centrées sur les réseaux d'énergies intelligents). Cette infrastructure a dû répondre à cette vision système de système telle que décrite en Figure V-6. Elle permet également d'être copartagée à la communauté scientifique et à d'autres acteurs (industriels, étudiants, partenaires). Nos retours d'expériences nous ont amené à identifier les méthodes d'évaluation communément utilisées dans le monde des REI. Certaines de celles-ci ont été implémentées et résumées en Chapitre III du manuscrit. La diversité des méthodes d'évaluation du système énergétique cyber-physique pour des TRL (ou niveau de maturité technologique ciblé entre 2 et 7) conduit à un important panel d'outils synthétisés en Figure V-7.

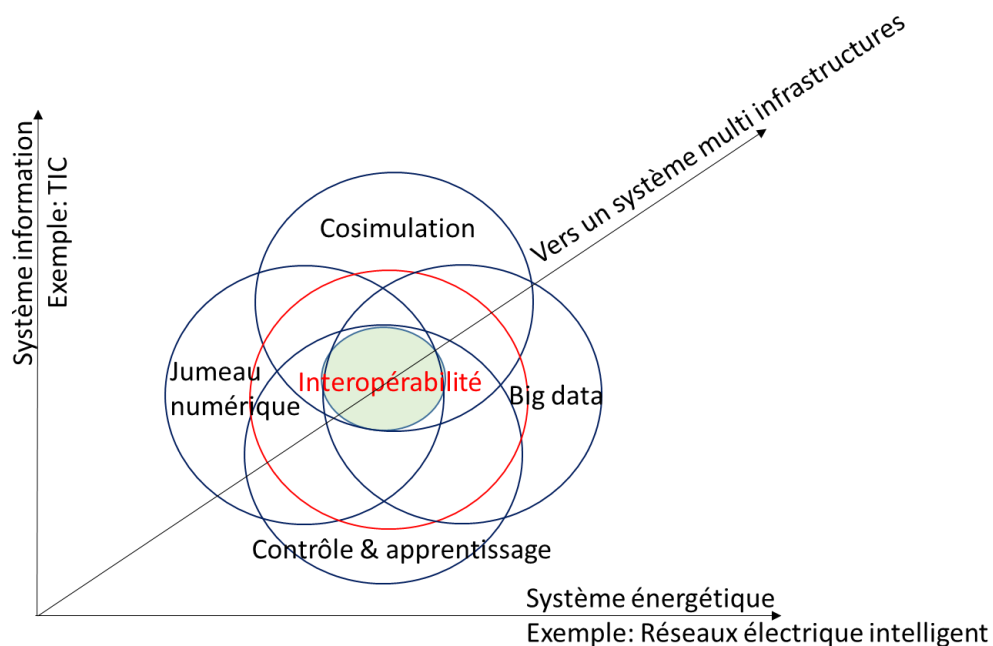


Figure V-6 : Les domaines de recherche au cœur du SECP vu comme un système de système

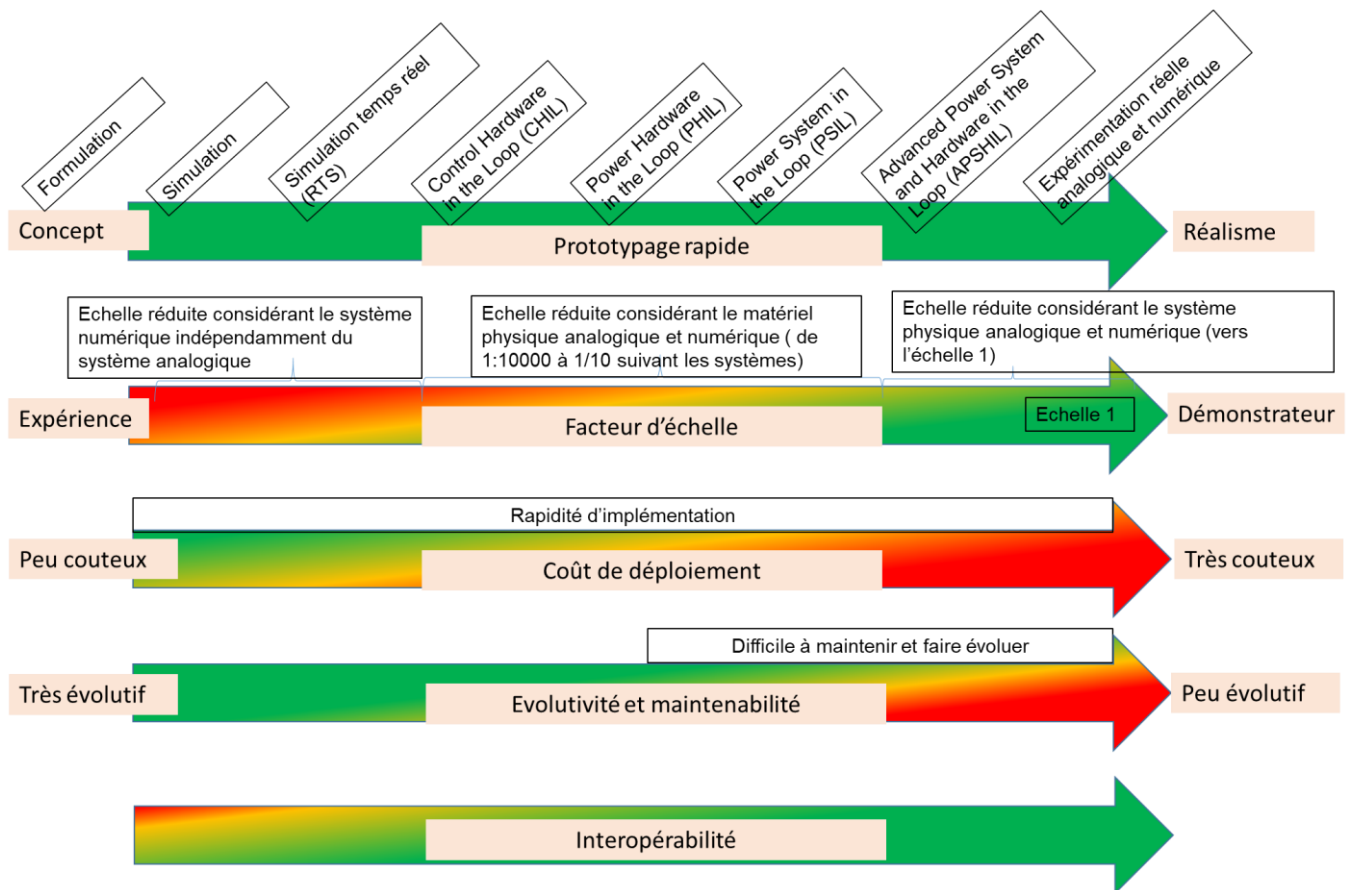


Figure V-7 : Représentation schématique des outils et méthodes d'évaluation pour les SECP (TRL ciblés entre 2 et 7)

Ces méthodes varient en fonction du temps de développement et de leurs coûts. Elles s'étendent de la phase de formulation-concept et de simulation pour avoir une évaluation rapide et bon marché des systèmes énergétiques et de communication jusqu'à la phase de démonstrateur à l'échelle réelle. Elles restent cependant souvent limitées en fonction de certains cas d'études. Plusieurs solutions complémentaires existent aujourd'hui pour ce genre d'approches. Jusqu'à la fin des années 90 et avant l'arrivée de l'ère numérique et des premiers calculateurs toujours de plus en plus performants, les systèmes analogiques de simulations très ingénieux pour l'époque voyaient le jour comme [269][270]. Kansai Electric Power proposait le système APSA (Advanced Power System Analyze) décrit en [270] et EDF implémenta un micro réseau analogique [128]. La simulation numérique temps réel hybride est naturellement apparue au début des années 2000 (avec les tous premiers systèmes de simulation temps réel pour les réseaux électriques) tels que sont décrits par EDF dans [269] pour les simulations dynamiques (système ARENE). Ces simulations temps réel (Real Time Simulation ou RTS) qui n'ont cessé d'évoluer, ont permis de recréer le comportement des systèmes réels (formes d'ondes par exemple) tel que le montent très bien [271] et [272]. Afin de compléter cette approche, l'utilisation du concept « Hardware in the loop » (HIL) a conforté la possibilité, comme son nom l'indique, d'associer des équipements réels en lien avec un environnement virtuel temps réel [273][274][275]. Dans la bibliographie, plusieurs noms en ont découlé comme CHIL (Controller Hardware In the Loop) et PHIL (Power Hardware In the Loop) décrits respectivement en [276][277] et [278] [279]. Ces méthodes encore très utilisées aujourd'hui dans la

recherche et l'industrie, permettent de valider des concepts sur des systèmes et réseaux de plus en plus grands et complexes [280][281][282][283]. Bien que les calculateurs et les amplificateurs linéaires soient de plus en plus performants, ces méthodes rencontrent toujours des limites notamment en rapport de la représentativité d'échelle. C'est pour cela que certaines représentations de systèmes à échelle 1 perdurent (malgré le coût de déploiement engendré). L'évolution de la simulation temps réel et des systèmes HIL permet de représenter des réseaux de distribution de plus en plus complets et ont la possibilité d'être inclus dans un environnement de validation holistique. L'approche Power System in the Loop (PSIL), récemment introduite, combine le CHIL et le PHIL [284] et permet la validation de systèmes complets avant déploiement sur le terrain. La validation ultime telle qu'abordée en conclusion du chapitre III (combinaison de quadrants de validation) peut être de considérer un Advanced Power System Hardware in the Loop (APSHIL). Cette forme de représentation temps réel permet de coupler un système hardware physique avec architecture centralisée ou décentralisée avec un système numérique temps réel. Elle vient compléter les démarches abordées dans [283][284] et propose une architecture et une méthode de validation d'un système de système (cas des SECP)[286]. Dans la suite de ce chapitre, nous décrivons l'implémentation de l'outil réalisé pendant la thèse [286], favorisant les méthodes d'implémentation décrites en Figure V-8. Elle se focalise sur la représentation « système APSHIL interopérable » décrites en conclusion du chapitre III. La Figure V-8 (complémentaire à la Figure 3.22) représente une vue matricielle 3D indiquant les formes de représentation des systèmes énergétiques et des TICs (plan 2D) et de la dimension Interopérabilité (3D). Les bulles orange de différentes tailles indiquent le niveau de difficulté pour une réussite de l'interopérabilité.

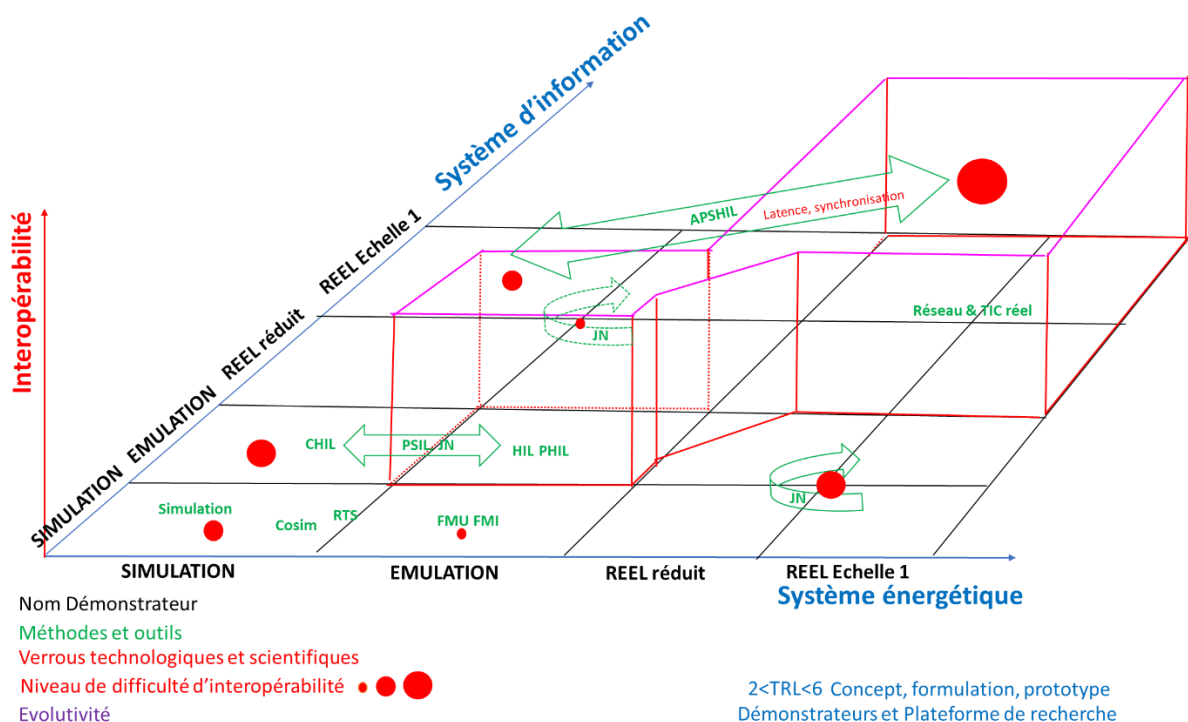


Figure V-8 : Représentation matricielle des possibilités de démonstrateurs de recherche répondant à la problématique des systèmes de systèmes des SECP. Intégration de la complexité des interopérabilités au vu des méthodes utilisées

L'approche holistique de la connexion des systèmes énergétiques complexes décrit le cadre de notre objectif dans le projet SGInterop. La Figure V-9 représente une représentation schématique que nous appellerons « ontologie ». La section suivante décrit une méthode générale pour que cette ontologie soit la plus descriptive et reproductible. La section V.3 décrit le cœur du système implémenté pendant la thèse (représenté par la toile d'araignée en Figure V-9).

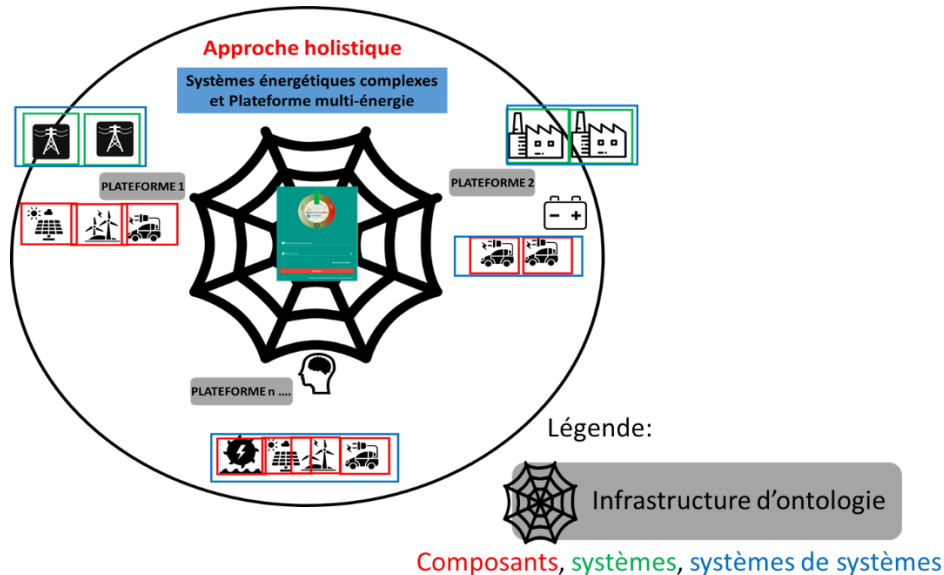


Figure V-9 : Approche holistique pour la création d'une ontologie descriptive de systèmes complexes. Cas du projet SGInterop.

V.3. Mise en place d'une méthodologie fondée sur des ontologies : Cadre d'une démarche holistique

Afin de répondre au cahier des charges du projet SGInterop, nous avons proposé une méthode holistique reproductible qui permet l'interconnexion d'objets physiques (dans notre cas des plateformes énergétiques complémentaires). La Figure V-10 résume par des cercles concentriques les étapes progressives pour la réussite du déploiement. L'organigramme de la Figure V-11 synthétise toute la démarche et la méthode déployée pour l'interconnexion des plateformes du projet SGInterop. Le dernier cercle (nommé 5) décrit le cadre et les objectifs de l'interopérabilité. Le premier cercle (nommé 1) représente l'ontologie descriptive pour l'interconnexion des plateformes 1 à n (dans notre cas 4). Ces plateformes multi domaines énergétiques sont caractérisées par des composants, systèmes ou systèmes de systèmes (décrits plus précisément dans la phase « identifications » de l'organigramme de la Figure V-11. Toujours dans la phase d'identifications, le cercle 2 permet d'inventorier les verrous scientifiques et technologiques associés au déploiement de l'infrastructure holistique.

Les étapes du cercle 3 sont abordées dans l'organigramme et font référence au travail d'identification des quadrants de chaque plateforme ou systèmes (chapitre III). A cela s'ajoutent les étapes d'analyses des modes de connectivités ainsi que des contraintes qui peuvent être d'ordre structurelles ou fonctionnelles. Le quatrième cercle aborde l'étape de mise en pratique des cas d'applications.

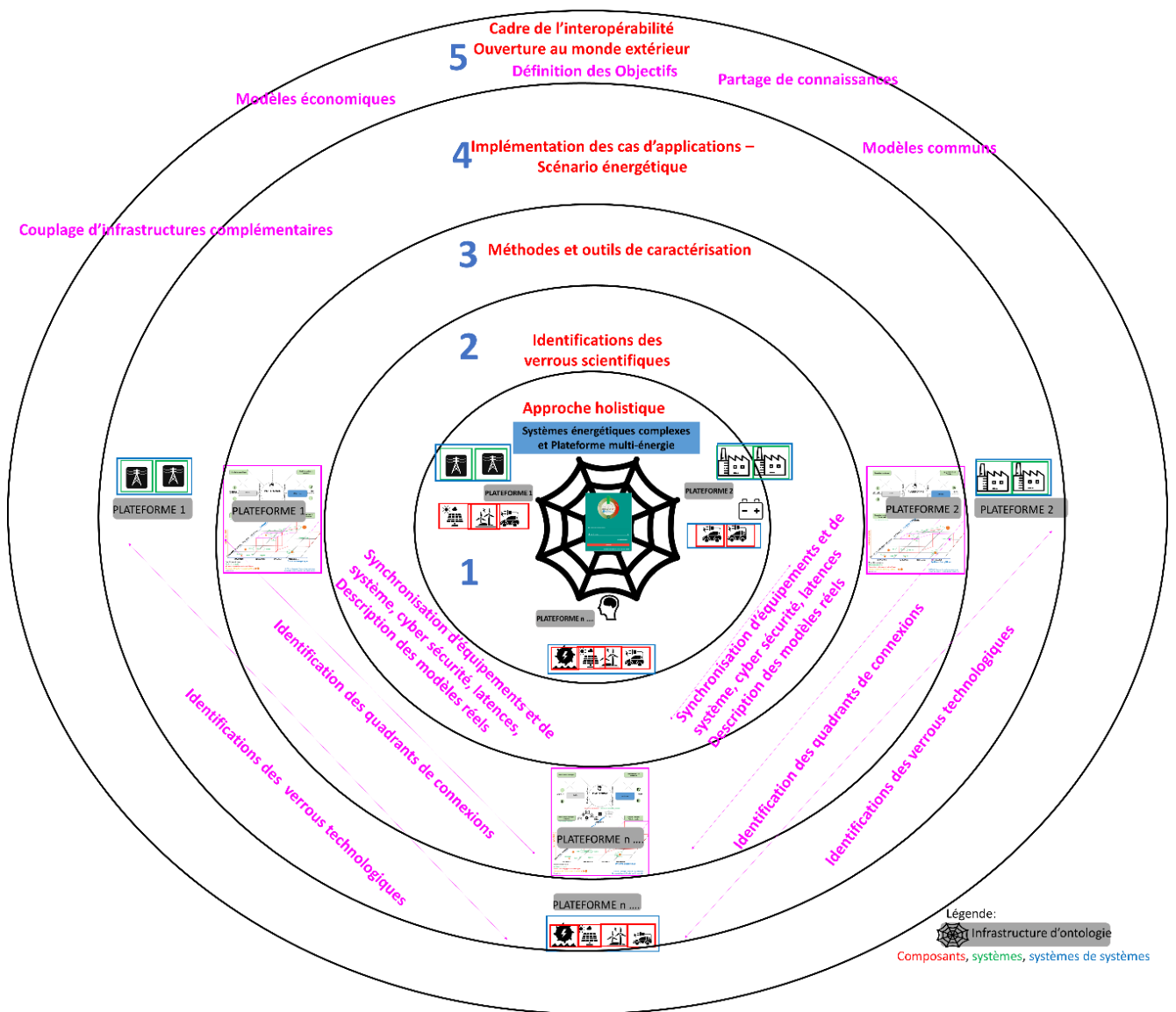


Figure V-10 : Cadre holistique pour le déploiement de l'interopérabilité appliqué au SGInterop. Création d'une ontologie.

La Figure V-11 résume sur la gauche du graphique les étapes méthodologiques qui vont des phases d'identifications à l'analyse et la cohérence des résultats.

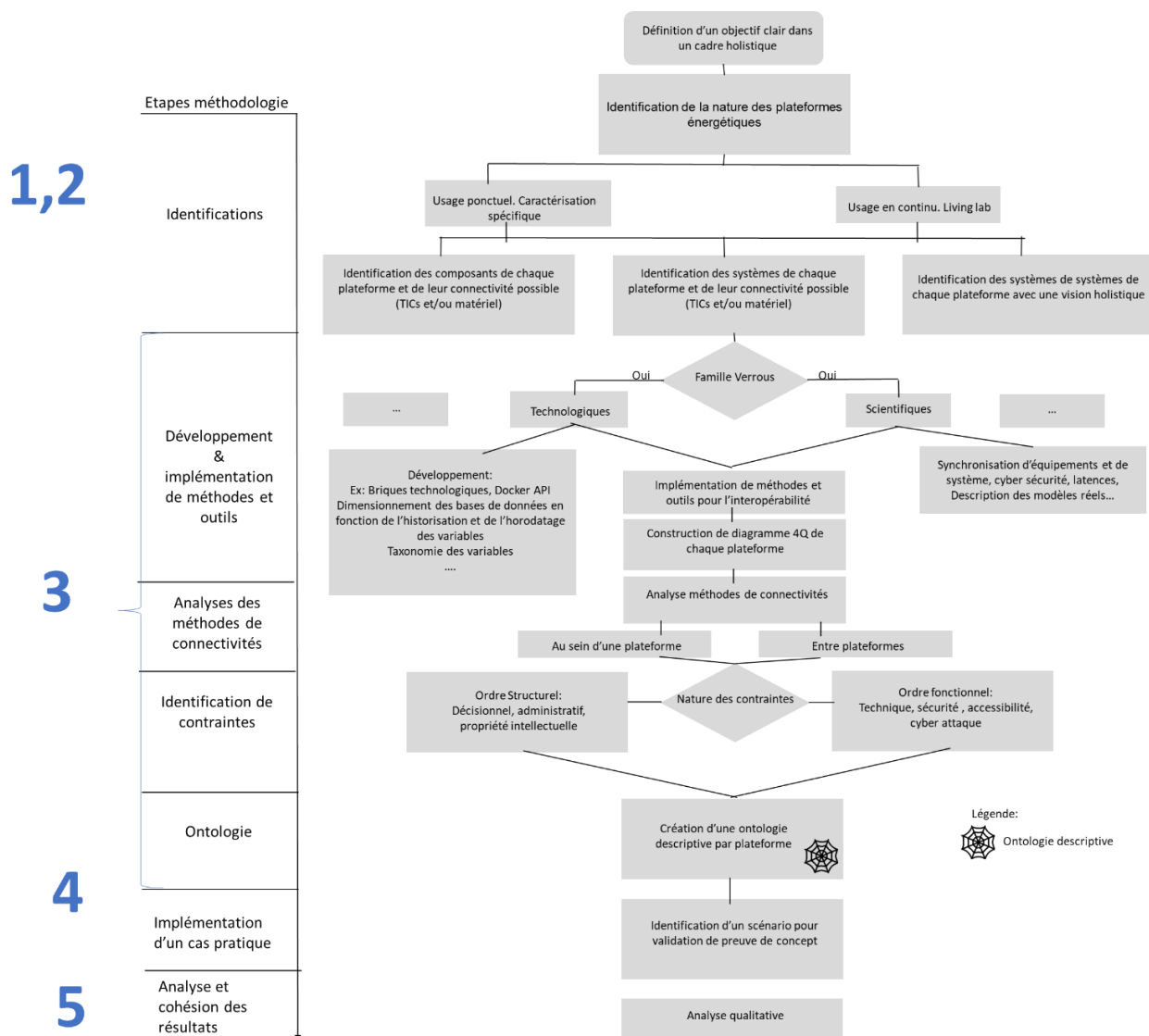


Figure V-11 : Organigramme détaillé de la méthode de création d'ontologie descriptive implémentée dans SGInterop.

Afin d'appréhender au mieux la démarche adoptée, nous présentons par la suite les étapes de la méthodologie (nommée 3 sur Figure V-11). Deux natures de verrous ont été identifiés : Ceux d'ordre technique et ceux d'ordre scientifique. Les verrous technologiques ont amené à développer des API (Application Programme Interface) facilitant l'interfaçage des données au cloud. Pour cela, un dimensionnement de la base de données principale est nécessaire, en tenant compte du volume de données, des évolutions et de la fréquence des données souhaitées. Par la suite, une taxonomie des variables est à définir pour le nommage et le partage de celles-ci aux autres partenaires. Une fois cette étape réalisée, la construction de diagramme 4Q des plateformes est nécessaire pour l'analyse des connectivités. A cette étape, plusieurs outils de description peuvent être utilisés tels que diagramme UML, carte heuristique... Une fois les diagrammes 4Q effectués, une connexion d'une plateforme au cloud peut être réalisée pour vérifier le bon fonctionnement des échanges. Ceci est souvent pratiqué

dans les ontologies d'interfaces [287]. L'ensemble de ces étapes permettent de définir une ontologie qui peut être réutilisée par la suite pour les autres modes de connectivités. La section suivante détaille toutes les implémentations réalisées pour offrir une infrastructure adaptée au projet SGInterop. Elle se focalise sur l'explication de l'architecture implémentée et sur les outils développés pour la connexion de plateforme au cloud. Elle décrit également l'intégration de composants innovants développés pour le projet et permet la conversion des données issues de process physiques vers le cloud. Cette nouvelle infrastructure se met en parallèle des process existants et permet les remontées de données directement au serveur.

L'architecture de l'infrastructure mise en place dans le cadre du projet SGInterop est représentée en Figure V-12. La représentation est ascendante, intégrant les différents partenaires du projet ainsi que leurs plateformes. Les couches permettent de représenter les zones de conversion de données qui peuvent différer d'une structure à l'autre. Les couches représentées en orange sont liées à la sécurité des flux de données ainsi qu'à la sécurité du serveur lui-même hébergé par le cloud privé que nous avons implémenté. Enfin la couche représentée en rouge est une zone publique pour l'accès aux partenaires ou utilisateurs des outils de l'infrastructure interopérable. L'ensemble de ces couches peut être considéré comme une ontologie (symbolisée à gauche dans la même figure).

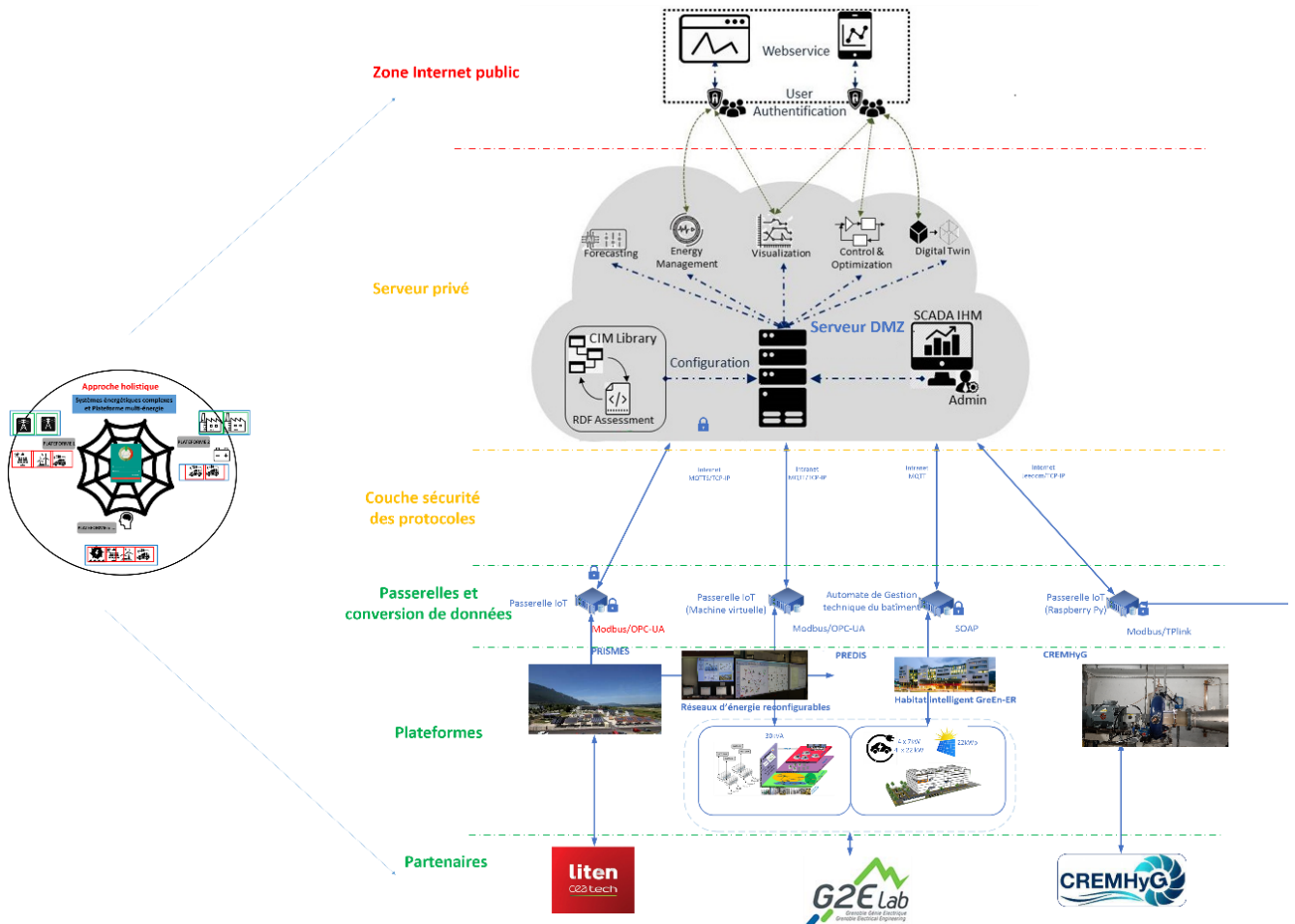


Figure V-12 : Structure Cloud implémentée dans le cadre du Projet SGInterop

L'infrastructure cloud qui a été mise en œuvre repose sur un modèle PaaS et SaaS (Prestation et Software as a Service Approach). L'outil déployé est une solution open source évolutive (Thingsboard [288]) dans lequel ont été implémentées des fonctions supplémentaires pour être le plus facilement évolutif (passerelle de communication, bloc de conversion de données...). Dans cette approche, seules les fonctions SCADA non critiques sélectionnées (back-up, historisation de données, etc.) sont accessibles aux partenaires du cloud privé. La Figure V-12 inventorie quelques fonctions principales pouvant être déployées dans le cloud à savoir : les EMS (Energy Management System), la prévision (ou forecasting en anglais), le contrôle et l'optimisation... Les fonctions critiques dans le réseau électrique (protection, contrôle primaire, etc.) sont assurées au niveau local des plateformes. Des modèles descriptifs (ontologie) utilisant le CIM/XML/RDF sont utilisés et développés pour garantir l'intégralité des données échangées. Cependant, l'implémentation de CIM est un défi technique à cause de la grande complexité des modèles. La base de données et le client sont adaptés aux changements dans la topologie du système, ainsi que la mise à jour de la bibliothèque CIM. C'est par cette approche que l'interopérabilité entre les plateformes partenaires est assurée et fournit un support à une approche holistique multiplateforme pour l'évaluation des REIs.

Afin de faire communiquer les plateformes à l'architecture Cloud, une passerelle de données est en général nécessaire pour assurer un service décentralisé. On peut nommer cette conceptualisation comme une deuxième ontologie (dans l'encadré vert de la Figure V-13) et détaillé dans la partie basse de la même figure. L'architecture de conversion de données peut se faire de deux manières. L'une utilise des modules de conversion de données spécifiquement pour le besoin, qui convertit des données analogiques (0-10V ou 4-20mA) directement en format MQTT. Le deuxième format, principalement utilisé pour nos développements est une machine virtuelle servant de passerelle et permettant d'avoir un niveau de sécurité supplémentaire. Elle récupère des données Modbus et les convertit en MQTT au serveur Cloud. Une administration au niveau du cloud est effectuée pour gérer les ports et les entités accédant à la plateforme. Cette brique élémentaire est indispensable pour généraliser les données et leurs formats. Elle ne tient pas compte de la description des variables qui est faite au niveau du cloud. La structuration des données doit être la plus fine possible et établie avec l'ensemble des partenaires des plateformes interopérables. Cette ontologie d'interface permet de connecter les process physiques au process numérisé (en l'occurrence le cloud). Cette solution technologique n'est bien sûr pas l'unique façon de procéder, mais en revanche paraît la plus généralisable au vu des éléments à interconnecter. Cette couche de conversion de données est d'une importance majeure.

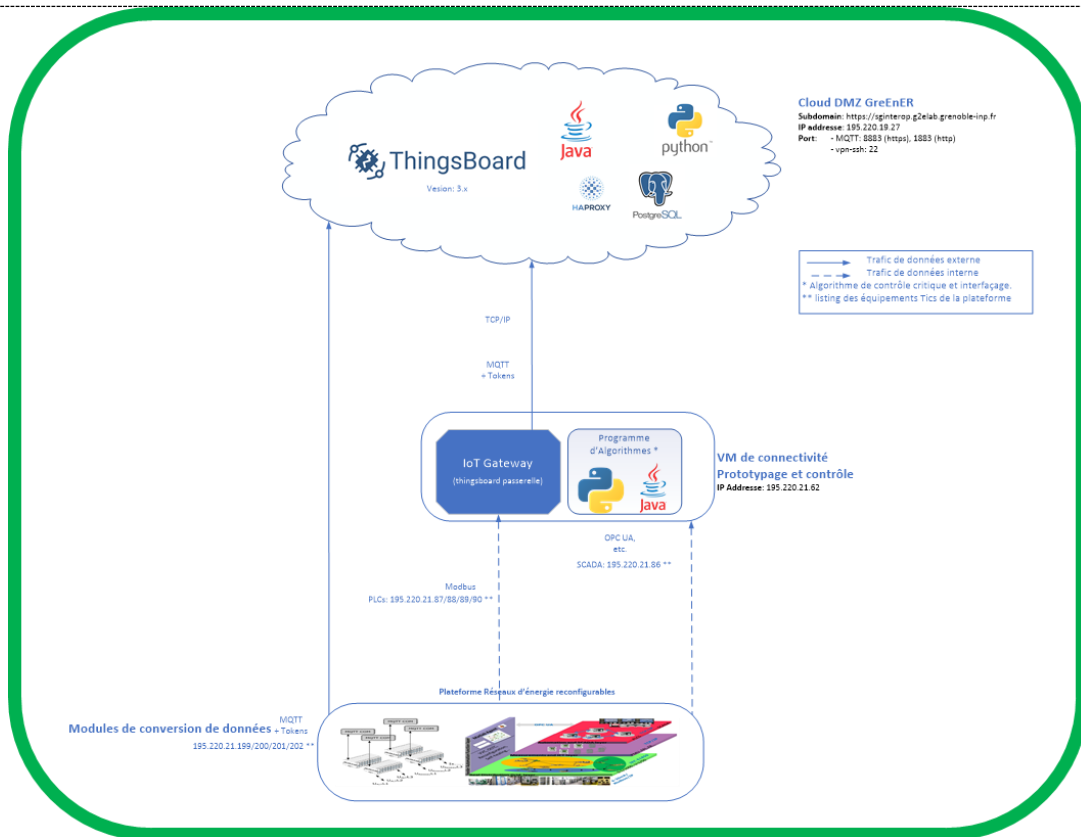
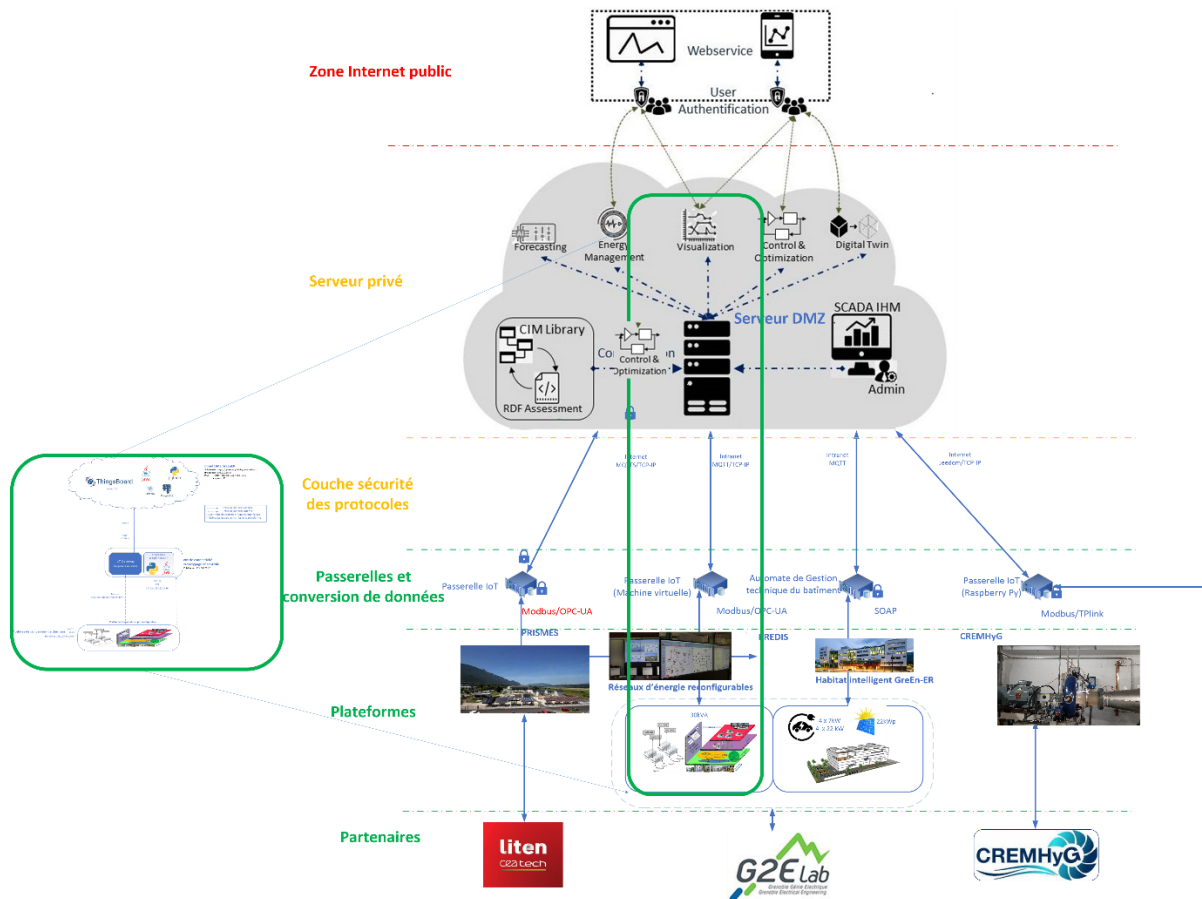


Figure V-13 : Architecture et services implémentés pour la plateforme Réseaux d'énergie reconfigurables de PREDIS

V.4. Contexte et évolution des SCADA traditionnels vers Cloud SCADA et déclinaison pour les REIs (cas de RD-PREDIS)

La Figure V-14 représente, à gauche, le modèle classique ISA-95 [289] et montre l'évolution proposée vers un modèle Cloud as SaaS [294][295]. Toutes les fonctionnalités peuvent être distinguées sur Cloud et sur site. La technologie informationnelle et la technologie opérationnelle sont présentées en deux étapes. Le niveau de supervision et de contrôle peut être adressé dans les systèmes « Edge » tandis que le niveau de supervision et de gestion peut être représenté dans les systèmes cloud. En utilisant cette nouvelle vision de l'architecture, les systèmes cyber physiques peuvent être abordés plus facilement et permettent plus d'évolution pour le contrôle et l'interopérabilité du système électrique.

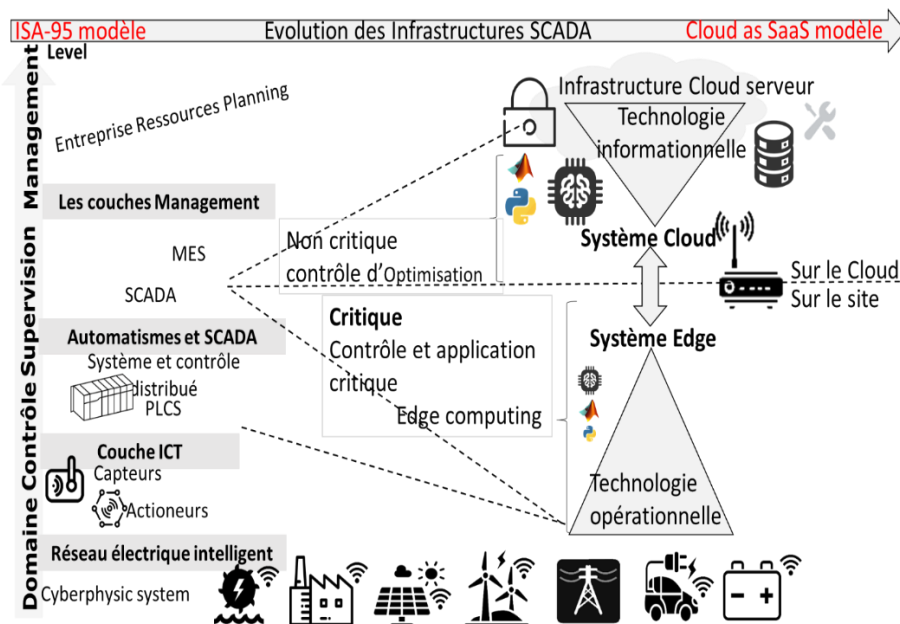


Figure V-14 : Evolution des SCADA pour le domaine d'application des Smart Grids

Tableau V-2 : Avantages et inconvénients de SCADA traditionnel et serveur cloud

	SCADA	Cloud as a SaaS
Avantages	Combinaison entre équipements numériques et composants réels	Améliore l'interopérabilité des infrastructures Augmente les capacités de calculs Améliore le monitoring et le contrôle Permet la connection de composants hétérogènes
Inconvénients	Client lourd Base de données locale Maintenance Standardisation des protocoles	Les aspects cybersécurité sont à renforcer

Le micro-réseau RD-PREDIS (présenté en chapitre II et III) est utilisé pour la validation de notre nouvelle architecture cloud. Sa topologie est décrite en Figure II-8. Ce processus a été choisi pour démontrer la capacité de l'architecture cloud à surpasser un contrôle SCADA classique. Il nous permet d'implémenter différents algorithmes d'optimisation (avec de nombreuses méthodes de résolution et solveurs). La Figure V-15 illustre les protocoles de

collecte des données du réseau de distribution présentés précédemment. Les capteurs sont installés sur la plateforme et communiquent de différentes manières et protocoles (MQTT, Modbus, OPC UA, et analogique 0-10V et 4-20mA).

Ces architectures différentes ont été mises en œuvre et comparées sur la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables ». La première architecture fondée sur le modèle ISA-95 et développée dans [133]. A la section 1 du chapitre III, une méthode VVC a été développée avec Matlab en utilisant l'architecture SCADA traditionnel (Figure II-16 et côté gauche de la Figure V-14). Tous ces algorithmes ont été stockés localement dans le SCADA. Pour le projet SGInterop [236][286], un cloud privé a été développé. Un schéma synthétique de la nouvelle architecture cloud est décrit dans la Figure V-15. Pour cette étude, un algorithme a été développé et exécuté sur l'infrastructure du serveur cloud pour participer au réglage de tension en temps réel.

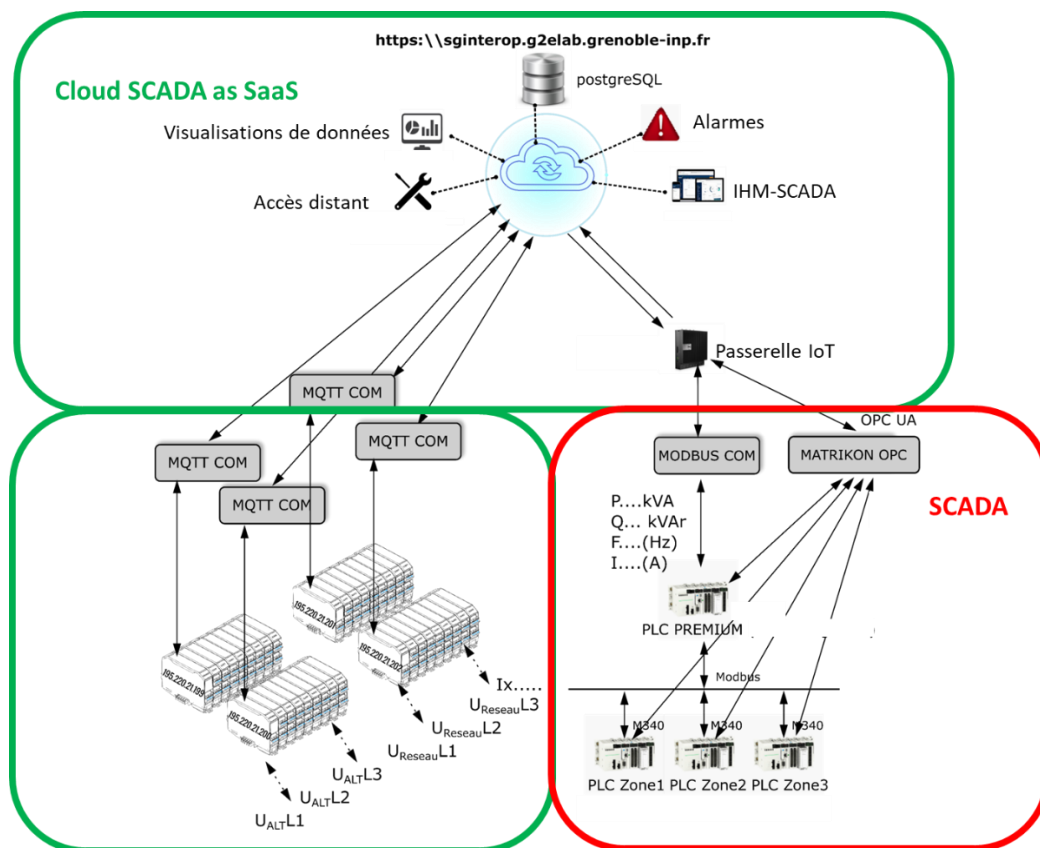


Figure V-15 : Architecture Cloud

Le cloud intègre de nombreux services : une base de données (nommée PostgreSQL), des services d'alarme, des services de gestion et une IHM. Il fournit un contrôle d'accès pour chaque partenaire utilisateur par la sélection d'adresses IP. HAProxy est utilisé comme terminal de chiffrement SSL (Secure Socket Layer) avec des protocoles sélectifs (https et MQTT). Différentes méthodes d'authentification ont été implémentées sur la plateforme et permettent l'authentification avec un Identifiant (ID) et un mot de passe pour le client. Côté plateforme, un jeton d'accès est proposé. La Figure V-15 montre une passerelle intermédiaire (nommée passerelle IoT) qui n'accepte que la connexion du serveur cloud (protocoles spécifiques). Tous les contrôles et fonctions critiques (par exemple, la protection et le contrôle primaire) restent locaux (niveau automatismes locaux ou API ou PLC en anglais). Seules quelques actions sont autorisées avec un accès de contrôle depuis le serveur cloud.

L'architecture permet de créer différents types de comptes (temporaires, manuels, avec accès et droits). Le but de cette méthodologie est de comparer nos deux approches et développements. Pour cela, le même Voltage Var Control a été implémenté dans ces deux architectures mais dans les parties suivantes, seule l'implémentation VVC dans le cloud en tant que SaaS est détaillée afin d'être synthétique. Les résultats sont également analysés pour prouver l'efficacité de l'algorithme. En conclusion, des comparaisons principalement qualitatives ont été ajoutées pour confronter ces deux architectures.

V.5. Cas d'application 1 : Utilisation de l'architecture avec deux plateformes

Le premier cas d'application que nous présentons est décrit en Figure V-16. Il insiste sur l'étape de connexion de deux plateformes au système cloud : les plateformes PREDIS et GrEn-ER. En particulier, il s'agira de l'implémentation d'un réglage de tension de type VVC sur le réseau de distribution RD-PREDIS et le VVC sera alimenté par des données de production PV du bâtiment GrEn-ER. Le cas d'application décrit correspond à l'étape 4 des Figure V-10 et Figure V-11. Il illustre et complète la vision présentée au chapitre III sur l'insertion de fonctions avancées dans le réseau de distribution (à savoir le réglage de tension dynamique). La combinaison des quadrants II-III-IV est synthétisée dans la forma 3D de la Figure V-5.

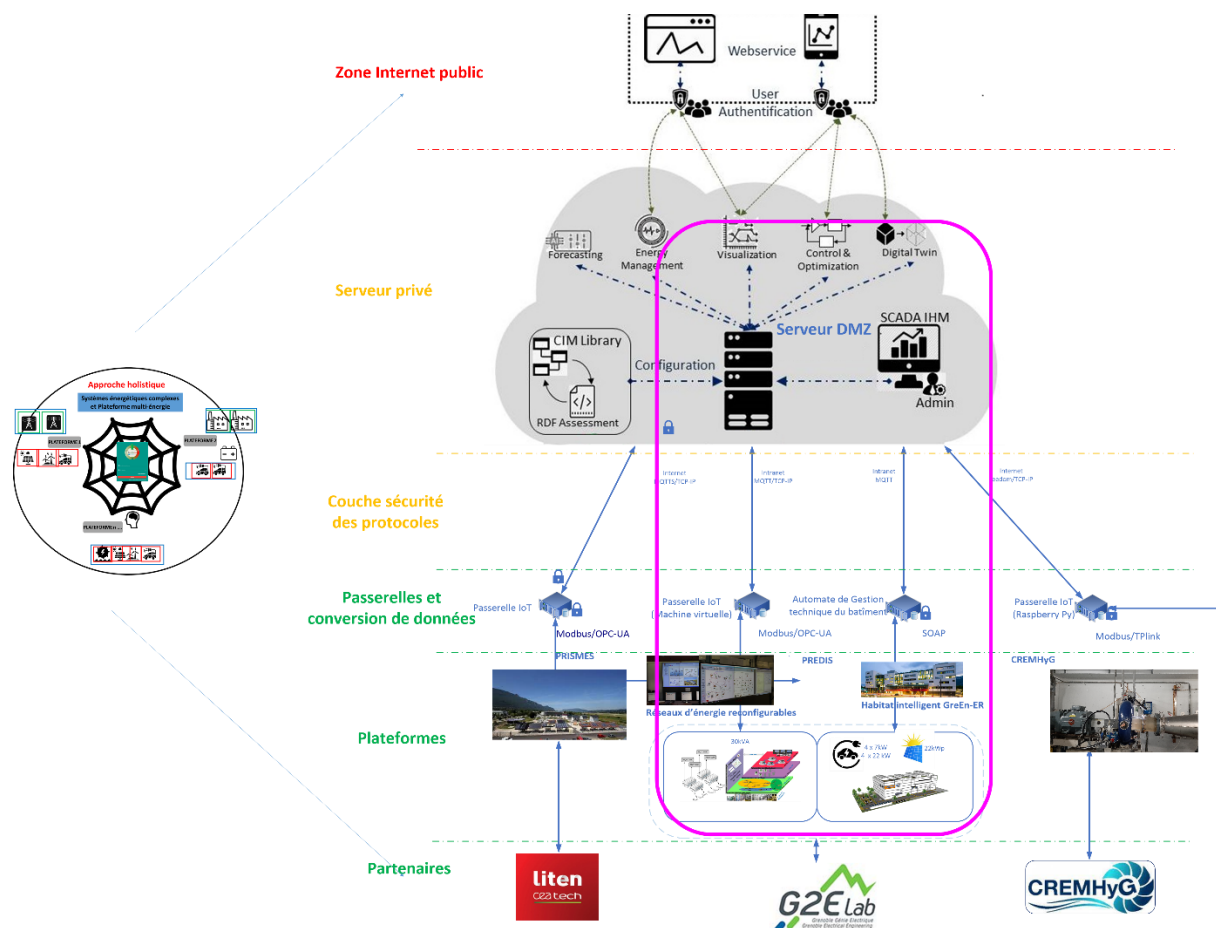


Figure V-16 : Validation et déploiement de l'architecture. Cas d'application sur un réglage de tension dynamique

V.5.1. Implémentation d'un réglage de tension dynamique au sein d'une architecture interopérable flexible :

Dans un marché de l'électricité de plus en plus décentralisé, les producteurs et gestionnaires de réseaux, les acteurs du stockage, les consommateurs industriels et tertiaires ont de plus en plus besoin d'opérer à travers de nouveaux acteurs comme les agrégateurs. Aujourd'hui, plusieurs acteurs entrent sur le marché et placent le GRD comme fournisseur de services pour proposer leurs offres. Différentes solutions sont possibles comme présenté dans [268]. Cela permet d'optimiser la production d'énergie renouvelable, le délestage et la flexibilité, le coût de production en fonction des analyses de marché ou encore des fonctions avancées de contrôle du réseau électrique. Toutes ces notions de centrale virtuelle sont très à la mode et nécessitent une connaissance des marchés de l'électricité et une expertise dans l'optimisation des systèmes énergétiques complexes (service des systèmes, gestion de l'offre et de la demande, etc.). Ceux-ci nécessiteront également des infrastructures informatiques, collectant des données fiables avec des historiques et un accès constant pour prédire les scénarios. Ces infrastructures permettent de nombreuses communications IoT et facilitent la supervision en temps réel, par conséquent l'interopérabilité. Pour cette raison, ces dernières années, le monde du contrôle et des SCADA a changé et évolué. Afin de répondre à toutes les flexibilités, le modèle classique ISA-95 [289] doit évoluer vers une évolution vers un modèle « Cloud as SaaS ». De nombreux domaines scientifiques se sont consacrés aux systèmes interopérables avec une sémantique et des architectures souvent fondées sur des ontologies. [290] montre un exemple dans le secteur médical qui traite de l'Internet des Objets sur des approches ontologiques. De nombreuses infrastructures de recherche et plateformes technologiques nécessitent l'interopérabilité des systèmes comme l'a démontré le JRC de Petten avec SGllab [291]. [291] a proposé un cadre pour améliorer l'interopérabilité en utilisant des concentrateurs de données et des AML. Toujours dans le cadre des études attendues par le JRC, l'étude [292] à Ispra en Italie porte sur une proposition d'architecture sur leur plateforme EPIC. Celle-ci associe systèmes multi physiques et simulations en regard d'une intéressante étude bibliographique sur les plateformes cyber-physiques. Cette étude porte sur la cybersécurité de ces plateformes. Le concept de SCADA en tant qu'approche de service est relativement nouveau. Parmi les travaux de recherche menés sur ce sujet, [293] et [294] proposent une méthode et une architecture cloud. Ils abordent la problématique de l'interopérabilité des plateformes microgrids, notamment entre les infrastructures de recherche et industrielles. Cependant, Risco et al. [296] proposent une approche avec un système de surveillance de la stabilité du réseau intelligent utilisant un SCADA reposant sur l'IoT et un algorithme d'apprentissage automatique, tandis que P. Church et al [297] proposent de déplacer les systèmes SCADA vers un cloud IaaS. Dans le projet SGInterop [286] , le cloud et le « SCADA as SaaS » développés et présentés ont un réel potentiel concernant l'interopérabilité des plateformes microgrids. Ils offrent de nombreux avantages et permettent une réelle validation expérimentale des algorithmes de contrôle d'optimisation. L'originalité de l'étude proposée ici repose sur la mise en œuvre de SCADA en tant qu'approche de service avec différents services. L'utilisation du SaaS, tel que proposé par Nguyen et al [293], permet de fournir une infrastructure interopérable pour la mise en œuvre d'algorithmes de contrôle (basés sur différentes méthodes, IA, logique floue, etc.). Ainsi, l'environnement d'approche SaaS, développé ci-dessous, offre un outil polyvalent avec historisation des données que nous avons appliqué à un véritable réseau expérimental à échelle réduite [133] et [185]. En utilisant ce micro-réseau intelligent, nous nous concentrons spécifiquement sur la même fonction d'automatisation VVC décrite au chapitre III pour notre architecture cloud. Cette fonction

avancée et son exécution sont utilisées pour une étude comparative entre l'infrastructure Cloud distante et une architecture SCADA classique. L'outil est appliqué dans un contexte de forte pénétration des énergies renouvelables dans le réseau et vise à optimiser la distribution d'énergie en tenant compte de certaines exigences ou contraintes. Il peut être utilisé et adapté par différents utilisateurs dans différents scénarios, selon leurs préférences et leurs contraintes. La section V.5.2 propose une méthodologie d'implémentation d'algorithmes sur l'infrastructure cloud distante. Un cas d'application pratique utilisant l'algorithme VVC est présenté avec des indicateurs de performance clés dans la section V.5.2.2. Enfin, une analyse et des résultats sont proposés sous deux aspects : l'analyse énergétique et les résultats qualitatifs comparant une exécution de VVC sur un SCADA traditionnel et sur l'infrastructure de serveur cloud.

V.5.2. Méthodologie pour l'implémentation d'algorithmes sur serveur cloud distant

V.5.2.1. Développement d'outils pour l'implémentation d'algorithmes

Les architectures que nous avons mises en place offrent de nombreuses flexibilités pour le contrôle et l'insertion d'algorithmes. La Figure V-17 montre l'infrastructure de contrôle. Différentes couches, du composant réel du réseau de distribution à l'automatisation et au SCADA, sont représentées. La nouvelle architecture cloud est également représentée avec son algorithme de contrôle centralisé développé en python. Il permet une historisation, des enregistrements et un contrôle en temps réel avec un accès privé. Toutes les données sont stockées et analysées en temps réel.

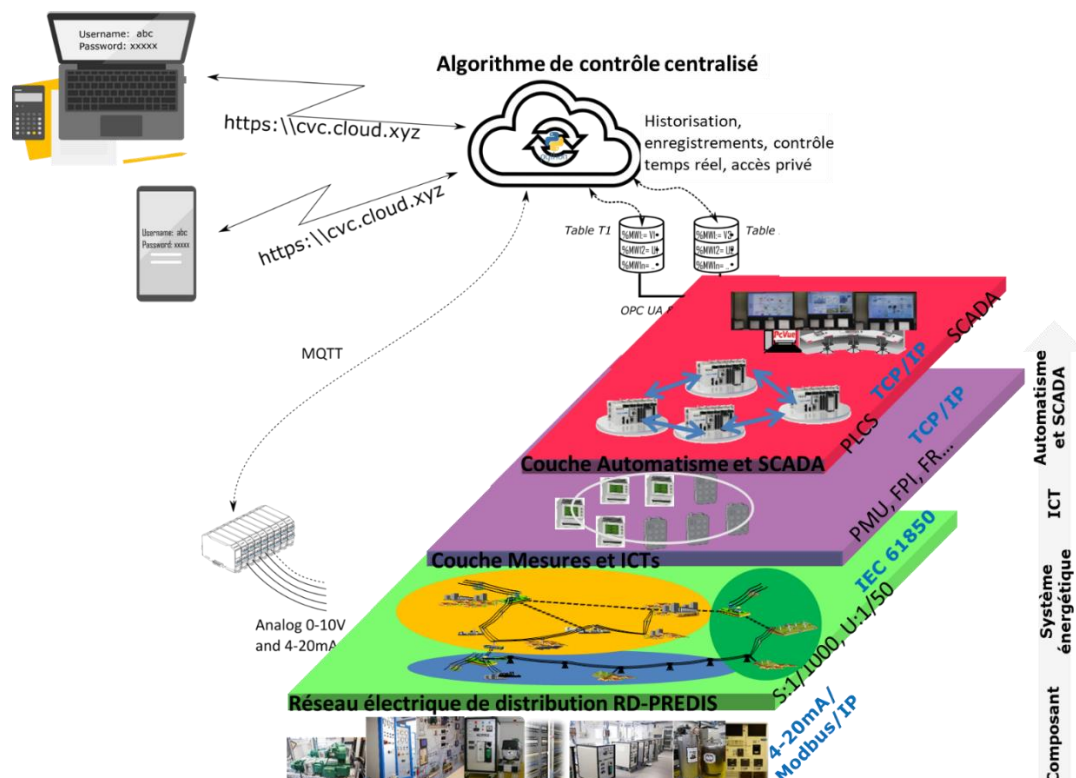


Figure V-17 : Infrastructure centralisée de contrôle pour l'implémentation d'algorithme dans les réseaux électriques intelligents

V.5.2.2. Implémentation d'un contrôle coordonné de tension dans l'infrastructure serveur cloud développée. Cas d'application à RD-PREDIS.

Comme mentionné précédemment, les VVC ont été développés pendant des années, comme décrit par Vishwanath Gururajbut et al. [294]. Tous ces algorithmes ont été implémentés localement, sans aucune flexibilité de gestion pour un déploiement dans plus d'un réseau. Le VVC que nous avons implémenté propose d'autres degrés de liberté, la modification pouvant être effectuée à distance grâce à l'infrastructure cloud distante. De plus, le VVC fonctionne en se conformant à certaines contraintes ou critères (minimisation de la perte de puissance, contrôle de l'écart de tension, etc.) définis par l'utilisateur. Le VVC pourrait être lié à un problème d'optimisation classique dans lequel on veut maintenir un paramètre à une valeur spécifique, dans notre cas, la tension. Cet algorithme doit être contrôlé d'une manière ou d'une autre pour s'assurer que les valeurs cibles sont respectées. A cet effet, un contrôle est utilisé et vérifie toutes les 15 minutes que la valeur de la tension reste dans la plage précédemment mentionnée ; généralement, dans une plage d'écart de tension de +/- 5 % (réseau HTA). Le problème d'optimisation prend en compte différents objectifs tels que les critères choisis ou le poids attribué à chacun d'entre eux au sein de l'algorithme, selon leur importance donnée par l'utilisateur.

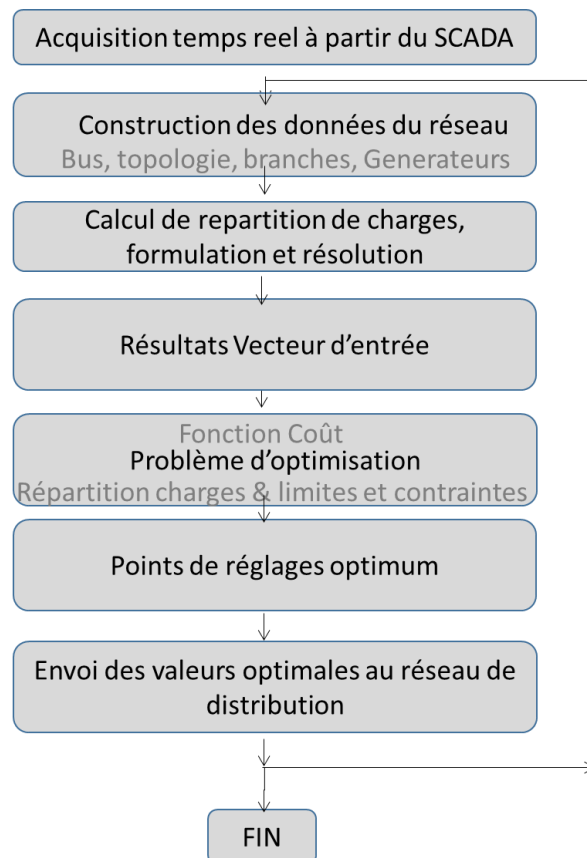


Figure V-18 : Organigramme de l'algorithme VVC implémenté

Ainsi l'ensemble du processus s'exécute chaque intervalle de minutes, généralement entre 1 et 10 minutes, choisi par l'utilisateur du réseau, conduisant à une exécution complète du code (acquisition, flux de puissance, problème d'optimisation, renvoi des points de consigne optimaux) puis attend la nouvelle itération de la boucle suivante (Figure V-18). Le temps d'exécution est au moins égal ou supérieur à la somme d'autres temps plus petits tels que :

- Matériel - Temps de communication SCADA
- SCADA - Temps d'envoi des données VVC
- Temps de résolution de l'OPF (Optimal Power Flow) et temps d'envoi au SCADA
- Temps de mise en œuvre des points de consigne optimaux.

L'utilisation de critères et de poids est nécessaire lors de la formulation de la fonction objectif sur laquelle l'optimisation sera effectuée. L'algorithme optimise la fonctionnalité du réseau par rapport à trois critères :

- Pertes de puissance
- Écart de tension
- Injection de puissance réactive des productions

Dans cette équation, les poids seront attribués, comme dans les VVC classiques, en fonction de l'importance des différents critères pour chaque cas. Ainsi, notre réseau a une fonction objectif avec trois critères à considérer comme suit :

$$\min_H (cL \sum_{i=1}^{nl} \sum_{j=1}^{nl} (G_{ij} * [V_i^2 + V_j^2 + 2V_i V_j \cos \theta_{ij}]) + cV \sum_{k=1}^{nb} (V_k - 1)^2 + cQ \sum_{i=1}^{ng} Q_i^2) \quad (5.1)$$

L'optimisation est affectuée avec cinq (5) variables de puissance réactive des productions :

$$H = [Q_1, Q_2, Q_3, Q_4, Q_5]$$

Les conditions d'égalités sont définies de la manière suivante :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Li} = V_i \sum_j^{nb} V_j (G_{i,j} \cos \theta_{i,j} + B_{i,j} \cos \theta_{i,j}) \quad (5.2)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Li} = V_i \sum_j^{nb} V_j (G_{i,j} \sin \theta_{i,j} + B_{i,j} \sin \theta_{i,j}) \quad (5.3)$$

Contraintes de tension :

$$0.95 \leq V_i \leq 1.05 \quad (5.4)$$

$$0^\circ \leq \theta_i \leq 360^\circ \quad (5.5)$$

Contraintes sur les générateurs :

$$Q_{Gn} \leq P_{Gn} * \tan(\cos^{-1}(pf)) \quad (5.6)$$

$$P_{Gn}^2 + Q_{Gn}^2 \leq S_{Gn}^2 \quad (5.7)$$

Contraintes sur les courants de lignes entre les nœuds i et j :

$$Y_{ij} * (\tilde{V}_i - \tilde{V}_j) = I_{ij} \leq \max I_{ij} \quad (5.8)$$

Avec,

n_g : nombre de générateurs ($n_g=5$)

n_b : nombre de bus ($n_b=14$)

n_l : nombre de lignes ($n_l=17-5=12$)

$G_{i,j}$: partie réelle de l'élément dans la matrice d'admittance du bus correspondant à la ième ligne et à la jème colonne.

Y_{ij} : admittance entre les nœuds i et j.

V_i : tension au bus i. V_{min} et V_{max} sont les limitations de tension ($\pm 5\%$ ou $0,95 < V < 1,05$ pu)

θ_i : angle de tension de tous les bus.

I_{ij} : courant traversant la branche entre les nœuds i et j et I_{max} est la limitation de courant.

P_{Gn}, Q_{Gn} : respectivement la puissance active et la puissance réactive du générateur n.

H: vecteur d'entrée contrôlable (puissance réactive) pour les cinq générateurs d'énergie dispersés du réseau de distribution.

cL, cV et cQ: pondérations choisies pour différents critères de la fonction.

L'équation (5.1) a été implémentée dans l'architecture cloud décrite à la Figure V-15. Elle permet une résolution VVC centralisée en temps réel. L'algorithme est implémenté et vérifié dans le réseau de distribution Figure V-17. Les algorithmes ont été implémentés sur la passerelle IOT 20.4 du serveur Linux Ubuntu. L'environnement d'optimisation et de résolution du problème a été codé avec Python 3.8. Le VVC a été implémenté dans un module python qui gère les protocoles Modbus, OPCUA et MQTT. Trois scénarios correspondant à trois réglages différents des coefficients pondérateurs de la fonction objectif du VVC (équation (5.1)) ont été choisis pour la mise en œuvre expérimentale et sont détaillés dans la section suivante. Chaque scénario concerne la même configuration réseau (fonctionnement normal), c'est-à-dire les lignes l8, l10, l12, l13, l17 ouvertes. Les charges et les générateurs utilisés pour ces scénarios sont décrits dans le Tableau V-3. L1, L2, L6 et ont été fixés pour tous les tests. En parallèle, un profil PV réel (décrit sur la Figure V-19) a été envoyé à G1 et G4. Chaque profil PV a été exécuté pendant une heure pour représenter une journée de production PV (compression temporelle).

Tableau V-3 : Configuration des charges et des générateurs pour les réglages 1,2,3.

Consommateur (L)	Noeud	Description	Puissance
L1	N9	Machine asynchrone	2kW and $\tan \varphi=0.4$
L2	N5		1kW and $\tan \varphi=0.4$
L6	N6	Resistances	1kW
Générateur (G)	Noeud	Description	Puissance
G1	N14	Machine synchrone à excitation séparée	4kW profil PV réel
G4	N13		4kW profil PV réel

L'algorithme VVC a été exécuté toutes les trois minutes pour trouver les points de consigne optimaux. Chaque cas est détaillé pour montrer leur impact. Les consignes P_{Gn} et Q_{Gn}, qui ont été transmises aux générateurs, sont représentées sur la Figure V-19. Le micro réseau étudié est contrôlé sous une architecture à deux couches:

- Contrôle local (primaire): responsable de l'exécution des points de consigne et de la protection simple reposant sur des règles.
- Contrôle coordonné de tension (VVC-secondaire): chargé d'optimiser les performances du micro réseau autour de trois critères :
 - Minimisation de l'écart de tension autour de la valeur nominale.
 - Minimisation de la quantité de puissance réactive des productions à injecter.
 - Minimisation de la perte de puissance.

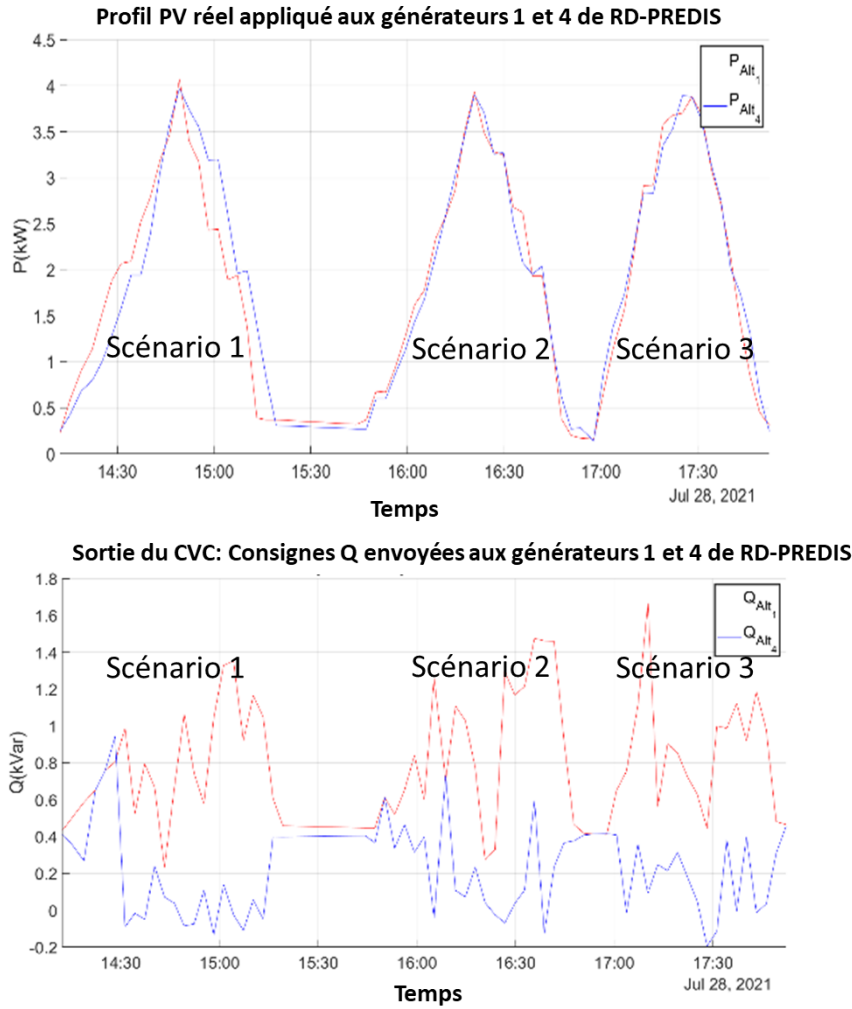


Figure V-19 : Profil PV réel provenant du Bâtiment GreEn-ER et mis à l'échelle pour le réseau de distribution PGN et QGN références pour les trois réglages

V.5.2.3. Définition des critères de performance

Nous avons défini des moyennes temporelles pour les 3 objectifs de la fonction objectif du VVC (VVC-secondaire). Elles sont définies dans le tableau ci-dessous.

Tableau V-4 : Définition des paramètres de la moyenne temporelle

$\overline{\Delta_L} = \frac{\sum_t (\sum_1^{nl} L_{NoVVC} - \sum_1^{nl} L_{VVC})}{T} \quad (5.9)$	$\overline{\Delta_V} = \frac{\sum_t (\sum_1^{nb} \Delta V_{NoVVC} - \sum_1^{nb} \Delta V_{VVC})}{T} \quad (5.10)$	$\overline{\Delta_Q} = \frac{\sum_t (\sum_1^{ng} Q_{NoVVC} - \sum_1^{ng} Q_{VVC})}{T} \quad (5.11)$
<p>$\overline{\Delta_L}$ est la moyenne des écarts pertes en puissance, $\sum L_{NoVVC}$ est la somme des pertes sans le VVC dans le réseau d'étude, $\sum L_{VVC}$ est la somme des pertes avec le VVC dans le réseau d'étude.</p>	<p>$\overline{\Delta_V}$ est la moyenne des déviations de tension, ΔV_{NoVVC} est la déviation de tension sans VVC dans le réseau d'étude, ΔV_{VVC} est la déviation de tension avec le VVC dans le réseau d'étude.</p>	<p>$\overline{\Delta_Q}$ est la moyenne des écarts de puissances réactives des générateurs, $\sum Q_{NoVVC}$ est la somme des puissances réactive des générateurs sans le VVC dans le réseau d'étude, $\sum Q_{VVC}$ est la somme des puissances réactive avec le VVC dans le réseau d'étude.</p>

La moyenne temporelle en pourcent est définie dans le Tableau V-5

Tableau V-5 : Définition des paramètres de la moyenne temporelle en pourcent

$$\overline{\Delta_L} = \frac{\sum_t \left(\frac{\sum_1^{nl} L_{NoVVC} - \sum_1^{nl} L_{VVC}}{\sum_1^{nl} L_{NoVVC}} \right)}{T} \quad (12)$$

$$\overline{\Delta_V} = \frac{\sum_t \left(\frac{\sum_1^{nb} \Delta_{V_{NoVVC}} - \sum_1^{nb} \Delta_{V_{VVC}}}{\sum_1^{nb} \Delta_{V_{NoVVC}}} \right)}{T} \quad (13)$$

$$\overline{\Delta_Q} = \frac{\sum_t \left(\frac{\sum_1^{ng} Q_{NoVVC} - \sum_1^{ng} Q_{VVC}}{\sum_1^{ng} Q_{NoVVC}} \right)}{T} \quad (14)$$

$\overline{\Delta_L}$ est la moyenne normalisée des écarts de pertes (%) du réseau d'étude.

$\overline{\Delta_V}$ est la moyenne normalisée des écarts de tension (%) du réseau d'étude.

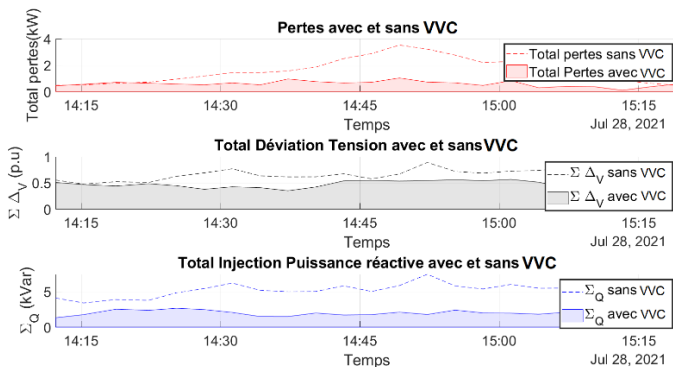
$\overline{\Delta_Q}$ est la moyenne normalisée des écarts de puissance réactive des générateurs du réseau d'étude (%).

V.5.2.4. Scénarios 1,2,3: Pondérations des coefficients cL, cV, cQ

Le scénario 1 donne la priorité à la minimisation des pertes dans le réseau $cL \sum_{i=1}^{nl} \sum_{j=1}^{nl} (G_{ij} * [V_i^2 + V_j^2 - 2V_i V_j \cos \theta_{ij}])$ (1^{ère} partie de l'équation décrite en (5.1)). Le scénario 2 donne la priorité à la minimisation des déviations de tension dans le réseau $cV \sum_{k=1}^{nb} (V_k - 1)^2$ (2^{ème} partie de l'équation décrite en (5.1)). Le scénario 3 donne la priorité à la minimisation des réglages du réactif des générateurs dans le réseau $cQ \sum_{l=1}^{ng} Q_l^2$. Les résultats de l'application du réglage coordonné de tension dans le réseau sont présentés en Tableau V-6.

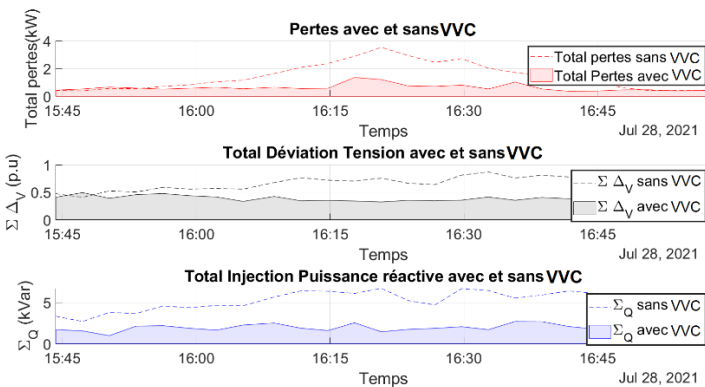
Tableau V-6 : Résultats mis en forme des scénarios (1,2,3)

Scénario 1 (cL=80%, cV=10%, cQ=10%)



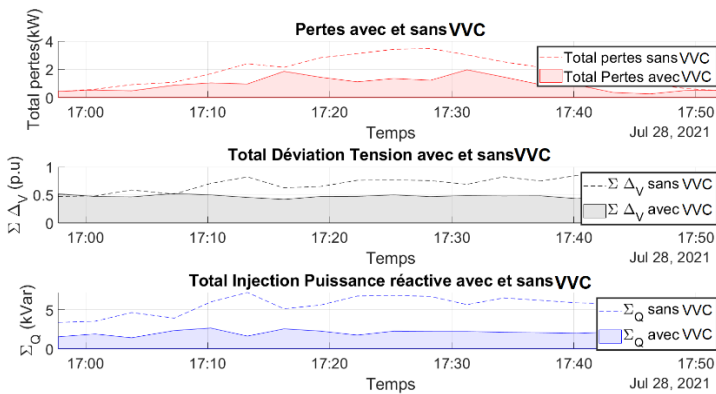
Moyenne des écarts		Valeurs normalisées des écarts	
$\overline{\Delta_L}$	1.01 kW	$\overline{\Delta_L}$	50.54%
$\overline{\Delta_Q}$	3.20 kVar	$\overline{\Delta_Q}$	60.86%
$\overline{\Delta_V}$	0.19 pu	$\overline{\Delta_V}$	26.70%

Scénario 2 (cL=10%, cV=80%, cQ=10%)



Moyenne des écarts		Valeurs normalisées des écarts	
$\overline{\Delta_L}$	0.81 kW	$\overline{\Delta_L}$	38.41%
$\overline{\Delta_Q}$	3.06 kVar	$\overline{\Delta_Q}$	59.12%
$\overline{\Delta_V}$	0.23 pu	$\overline{\Delta_V}$	31.95%

Scénario 3 (cL=10%, cV=10%, cQ=80%)



Moyenne des écarts		Valeurs normalisées des écarts	
$\overline{\Delta_L}$	0.87 kW	$\overline{\overline{\Delta_L}}$	39.67%
$\overline{\Delta_Q}$	3.36 kVar	$\overline{\overline{\Delta_Q}}$	60.22%
$\overline{\Delta_V}$	0.20 pu	$\overline{\overline{\Delta_V}}$	26.46%

V.5.2.5. Analyse des résultats

V.5.2.5.1. Analyse énergétique du VVC développé dans le cloud

La Figure V-20 montre les performances du VVC pour chaque paramètre codé dans l'interface Web pour capturer les résultats.

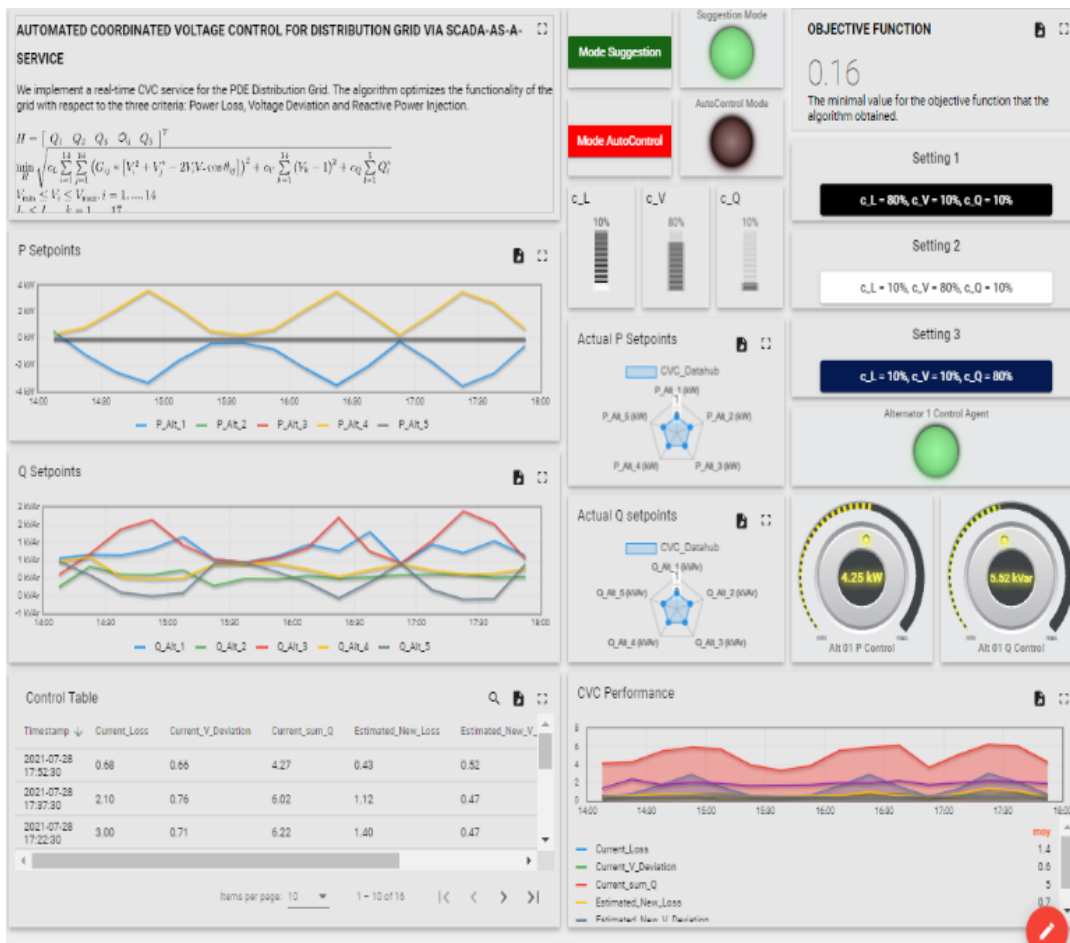


Figure V-20 : Capture d'écran de l'interface développée pour le contrôle coordonné de tension.

Cette figure montre une fenêtre opérationnelle de l'interface graphique développée dans le portail Thingsboard précité dans le cadre du projet SGInterop. Pour ce cas d'application, la fonction objectif décrite précédemment a été codée et le résultat des consignes de puissances active/réactive (setpoints) est donné dans la partie gauche en temps réel pour les générateurs de RD PREDIS. On rappelle que pour notre cas d'étude, seuls les générateurs 1 et 4 ont participé au réglage de la tension. Sur la partie de droite, deux modes ont été développés. Un mode "Suggestion" où l'utilisateur prend la main sur le système à piloter, et un mode « Autocontrol » qui est un mode automatique. Chaque mode émet des priorités sur les pondérations (dans le cas de la figure ci-dessous, $cL=10\%$, $cV=80\%$ et $cQ=10\%$).

Le VVC donne des résultats satisfaisants pour les scénarios étudiés aux différentes pondérations. En effet, le VVC appliqué montre des gains significatifs pour les 3 paramètres considérés. Il améliore les performances du réseau en termes d'efficacité (moins de perte de puissance) et de qualité de l'énergie (écart de tension et injection de puissance réactive diminués). Une fois que nous avons ajusté les pondérations sur les différents paramètres, le processus d'optimisation a fonctionné en conséquence. En particulier:

- $\widetilde{\Delta}_L$ dans le scénario 1 donne priorité à la minimisation des pertes de puissance.
- $\widetilde{\Delta}_V$ dans le scénario 2 donne priorité à la minimisation des déviations de tension.
- $\widetilde{\Delta}_Q$ dans le scénario 3 donne priorité à la minimisation de la puissance réactive des générateurs.

Le calcul de la figure ci-dessus a donné la réduction moyenne en termes de perte de puissance, d'écart de tension et de réinjection de puissance réactive. La réduction de ΔV et $\sum Q$ est importante pour la qualité de l'énergie mais n'est pas facile à traduire en avantages économiques. Pour quantifier le bénéfice du VVC sur le profil quotidien, la réduction de la consommation d'énergie (c'est-à-dire la réduction des pertes d'énergie) est calculée comme suit :

$$\Delta_E = \int_{\Delta t} \sum_1^{nl} (L_{noCVC} - L_{CVC}) dt \quad (5.15)$$

Où,

Δ_{E_n} est le total des écarts pertes énergétiques pour chaque scénario (n est utilisé pour spécifier les scénarios 1,2 ou 3).

$$\Delta_{E_1} = 23.09 \text{ kWh}$$

$$\Delta_{E_2} = 20.29 \text{ kWh}$$

$$\Delta_{E_3} = 16.47 \text{ kWh}$$

En général, le VVC permet au gestionnaire de réseau d'éviter la perte de 16,5 à 23 kWh par jour, en fonction de la configuration. Il est également reconnu que la réduction des pertes (gain) dans le réglage 1 est la plus importante en raison du poids le plus grand.

V.5.2.5.2. Résultats qualitatifs comparant l'exécution d'un VVC avec un SCADA classique et sur le Cloud

Une analyse comparative a été réalisée avec les deux solutions d'architecture et des critères qualitatifs ont été retenus et est présentée dans le Tableau V-7. A noter que le Cloud SCADA en SaaS n'utilise que 4GO de RAM contre 16GO pour le SCADA classique. De plus, le solveur ODE est plus facile à implémenter que le solveur NLOPT.

Tableau V-7 :Analyse comparative des deux architectures utilisant le SCADA et le Cloud comme un service (SaaS)

		CLOUD SCADA AS A SAAS	SCADA
CRITÈRES QUALITATIFS	IMPLEMENTATION FONCTIONS AVANCÉES	VVC	VVC
	PROTOCOLES DE COMMUNICATION	MQTT, OPCUA, MODBUS	OPCUA, MODBUS
	OUTILS D'IMPLEMENTATION	PYTHON IN THE CLOUD	MATLAB, LANGAGE INSIDE THE SCADA
	ENVIRONNEMENT	MACHINE VIRTUELLE	MACHINE PHYSIQUE
	OS	LINUX UBUNTU 20.04	WINDOWS SERVER 2012
	MEMOIRE	4GO RAM	16GO RAM
	SOLVEUR	ODE	NLOPT

Le but de ces implémentations d'un contrôle coordonné de tension était de valider une nouvelle architecture cloud distante en tant que service. Cette architecture cloud offre un réel potentiel et révolutionne l'utilisation des données issues des processus de contrôle et de gestion industriels. Cette architecture offre un outil intéressant pour les GRD en tant que fournisseur de services. Appliquée comme preuve de concept à l'aide d'un contrôle de tension prédictif en temps réel (VVC) sur une plate-forme de laboratoire de recherche, cette architecture a prouvé l'étendue de son utilisabilité pour la mise en œuvre d'algorithmes et de contrôles (différentes méthodes de résolution, solveur, etc.). La mise en place de cet outil a permis de comparer des optimisations multicritères avec un véritable microgrid intelligent (appliqué au réseau de distribution). En utilisant cette nouvelle vision de l'architecture, les systèmes cyber physiques peuvent être abordés plus facilement et permettent plus d'évolution pour le contrôle et l'interopérabilité du système électrique. Cette étude offre bien d'autres perspectives, comme l'insertion d'algorithmes de pilotage centralisés ou déportés (issus de l'IA, de la logique floue, etc.). Parmi eux, on peut citer la gestion de la tension et de la fréquence.... Plusieurs critères n'ont pas été abordés dans cette partie, comme les problèmes de sécurité dans les systèmes cyber-physiques. Cette nouvelle plate-forme est également équipée pour simuler des cyberattaques et les problèmes liés aux aléas de la communication, qui seront étudiés dans des travaux ultérieurs. Enfin, cette étape de connexion de deux plateformes (PREDIS et GreEn-ER) au Cloud, a montré l'intérêt de l'architecture et permet de continuer les développements pour les interconnexions des autres plateformes du SGInterop.

V.6. Cas d'application 2 : Utilisation de l'architecture avec 3 plateformes :

Le cas d'application 2 est une extension du cas 1 en ajoutant la plateforme PRISMES de CEA Liten-INES dans un nouveau cas d'application portant sur un jumeau numérique distant.

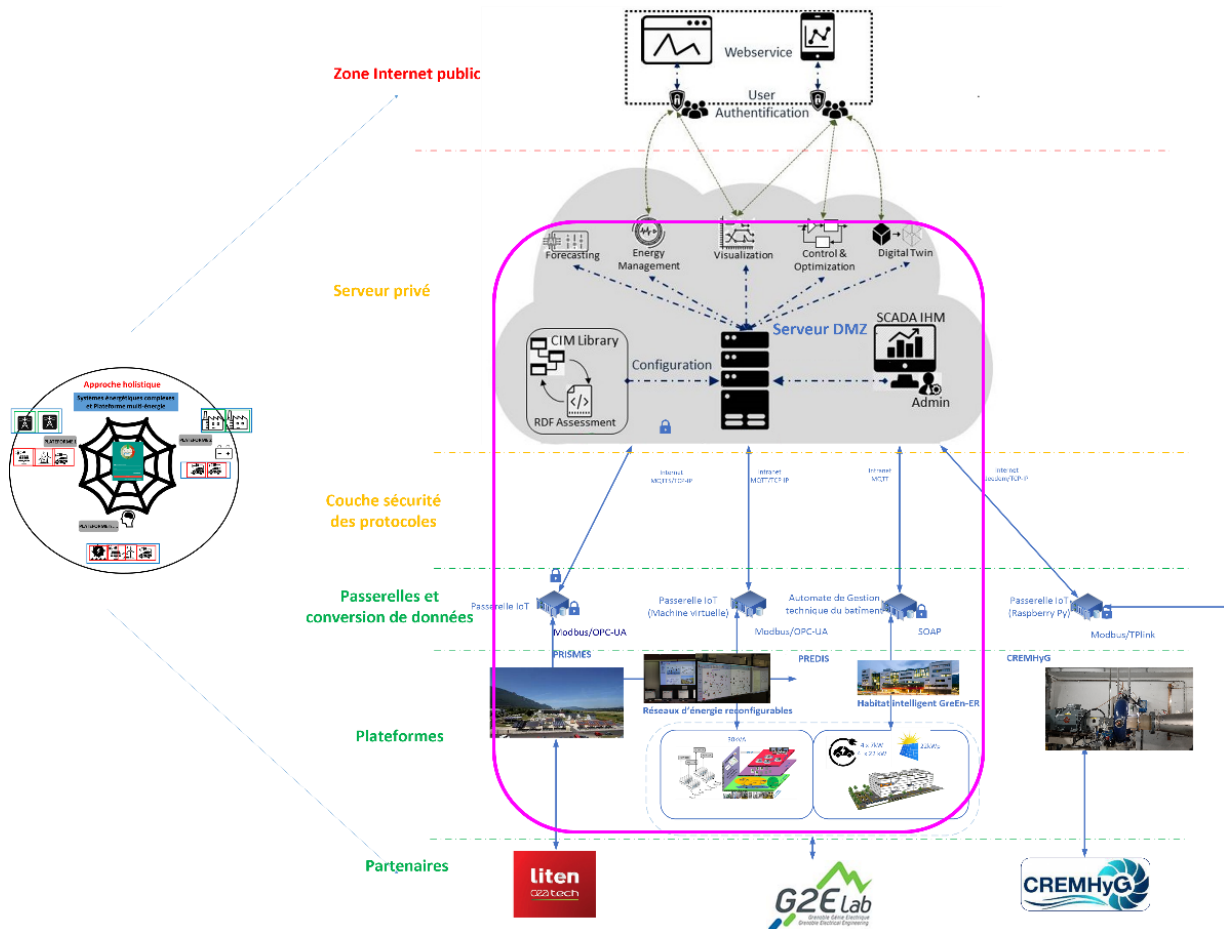


Figure V-21 : Cas d'application 2 connectant trois plateformes de SGInterop.

Le cas d'application 2 propose une méthode pour illustrer les propositions énumérées en conclusion du chapitre III. Il s'agit de l'implémentation d'un jumeau numérique entre la plateforme PRISMES (CEA-Liten) et la plateforme Réseaux d'énergie reconfigurable (G2Elab). La démarche proposée est présentée en Figure V-22, et utilise principalement les quadrants II-III-IV. La plateforme PRISMES simule le jumeau numérique sur Matlab Simulink au travers d'une cible temps réel OPAL RT (OP 5700) avec la représentation du modèle réel de RD-PREDIS (réseau de distribution à échelle réduite). La méthode, décrite en Tableau V-8 présente les principales étapes de l'implémentation. Après avoir établi un canal de communication de données de chaque plateforme (ontologie présentée en Figure V-13), deux approches doivent être considérées pour valider l'exactitude du modèle. La première consiste à valider l'approche composant et de vérifier que chaque composant du système émulé reflète bien la réalité. Ceci a été réalisé pour chaque générateur et consommateur du réseau de distribution à représenter (RD-PREDIS). Une comparaison en continu du modèle est réalisée en regardant principalement les puissances actives et réactives et en les comparant aux valeurs réelles de RD-PREDIS. En parallèle de cette étape, l'approche système permet de valider le modèle en se focalisant sur l'évolution de la tension et de la fréquence en chacun des nœuds du réseau électrique considéré.

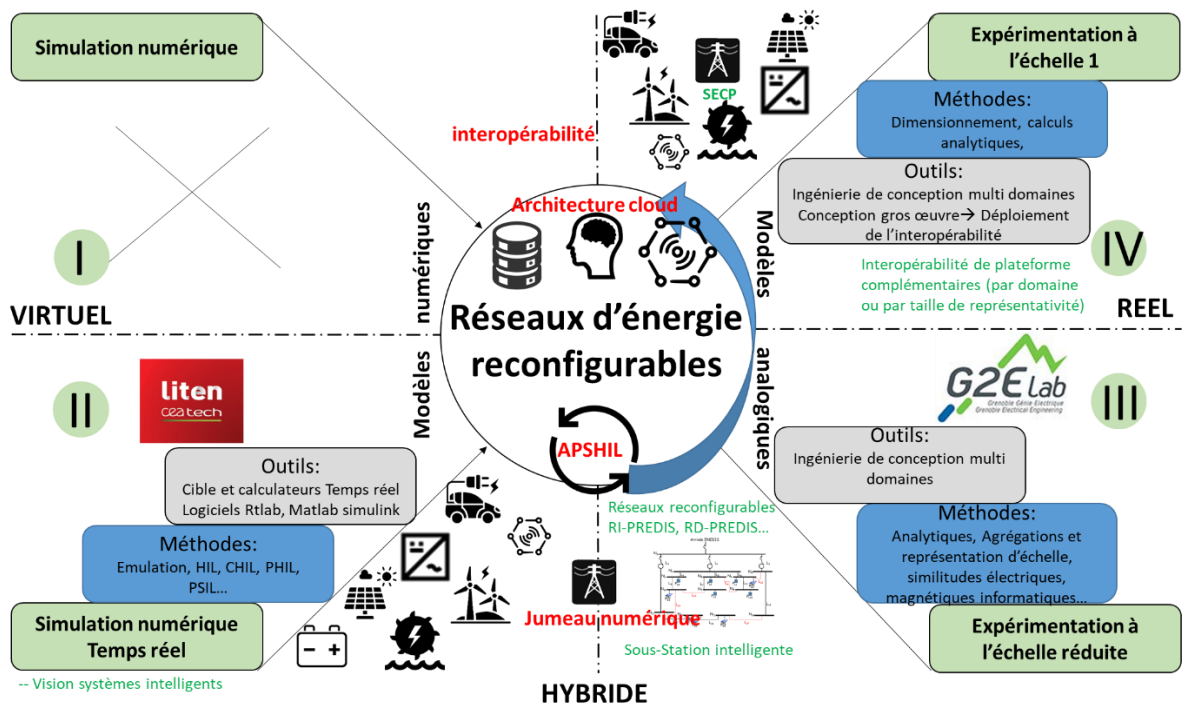
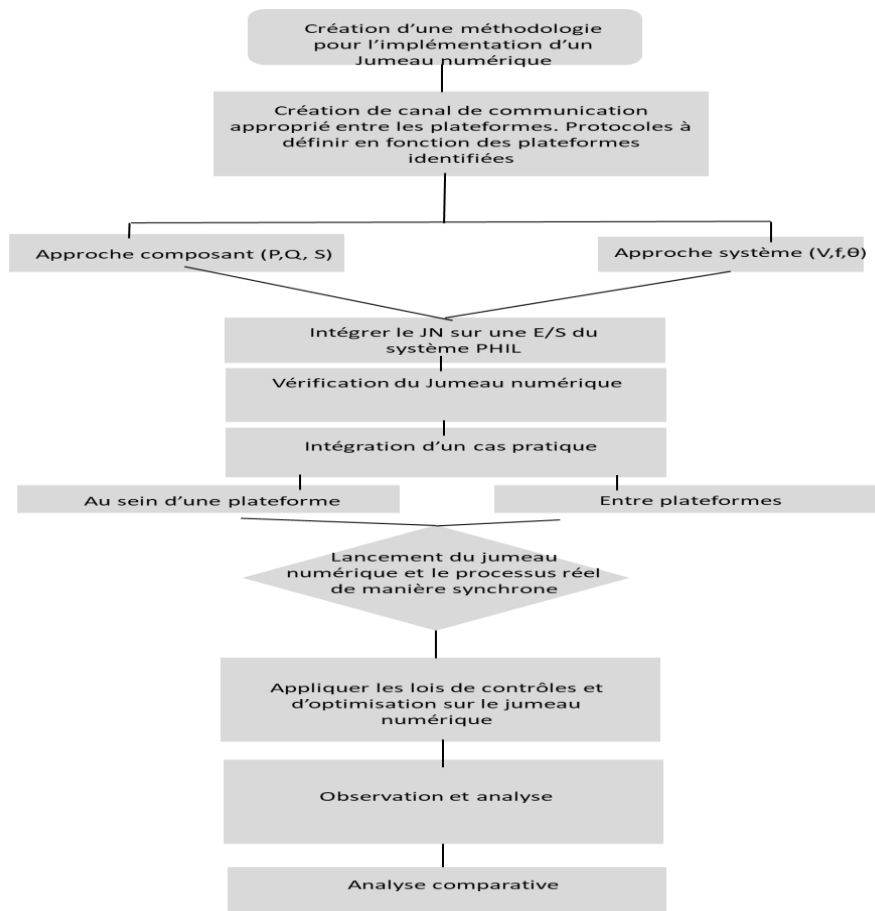


Figure V-22 : Quadrant II-III-IV sollicité pour JN distant

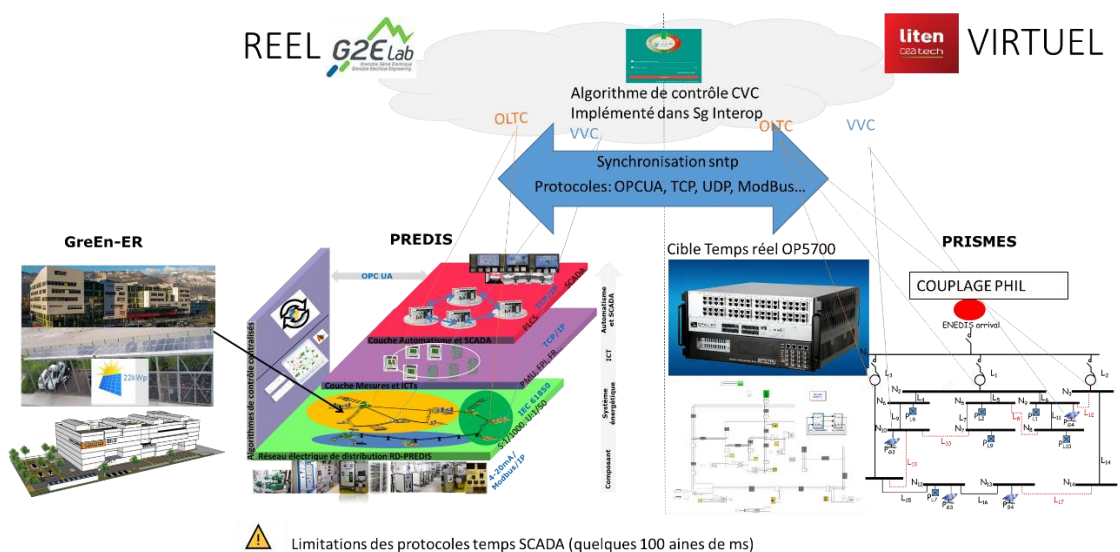
Ainsi, un modèle de simulation en temps réel est construit dans le simulateur en temps réel OP5700 de PRISMES pour refléter la topologie de micro réseau souhaitée (Tableau V-8). La simulation en temps réel est ensuite alimentée par des mesures réelles du système OPC UA SCADA de la plateforme (c.-à-d. production des générateurs et consommation charges) pour créer des répliques de l'équipement réel dans la simulation en temps réel. Comme pour le cas d'application 1, le réseau RD-PREDIS sera piloté par un réglage de tension VVC utilisant les données de production PV de la plateforme GrEn-ER. Le cas d'application 2 est donc bien une extension du cas d'application 1 auquel on rajoute un jumeau numérique implanté sur la troisième plateforme, PRISMES.

Tableau V-8 : Méthode et outil pour l'implémentation d'un JN distant

Méthode



Concept d'expérience



A ce jour, la méthode d'implémentation proposée n'a pas pu être testée par faute de temps, mais l'ensemble des données issues de chacune des trois plateformes remontent en

temps réel sur le portail SGInterop. Cette validation holistique de couplage de trois plateformes est une étape nécessaire pour continuer l'ensemble des développements présentés dans les perspectives ci-après.

V.7. Perspectives de développements multi-plateformes

Dans le cas du projet SGInterop nous avons décrit plusieurs scénarios montrés dans le Tableau V-9. La Figure V-23 montre l'interconnexion des quatre plateformes du projet à la structure Cloud (encadré vert). Elle permet d'inscrire des perspectives de développements, listées de manière non exhaustive dans le Tableau V-9. Les couleurs vertes et rouges dans chaque colonne du tableau montrent respectivement ce qui est opérationnel dans la conversion des systèmes de données et ce qui est en cours de développement.

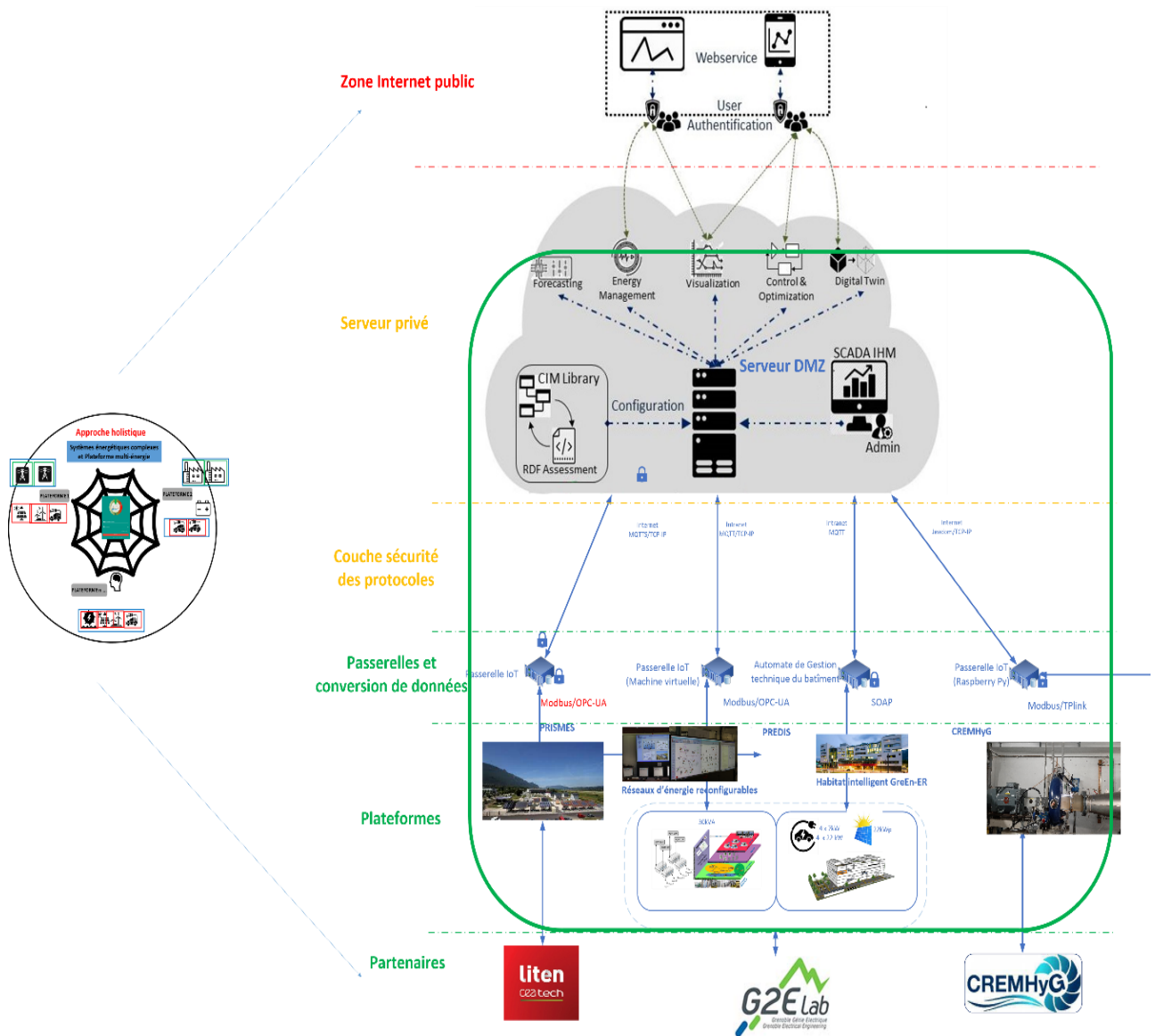


Figure V-23 : Validation et déploiement de l'architecture. Cas d'application multiplateforme

Tableau V-9 :Réflexion des scénarios en cours d'implémentation pour l'ensemble des plateformes du SGInterop.

Nom de scénario	Description	Équipement des plateformes			
		G2ELab		CREMHyG	CEA
		PREDIS	GreEn-ER	CREMHyG	PRISMES
Mix énergétique P	Le générateur 3 (G3-5,5 kVA, N12) doit être piloté à partir du profil réel de turbine hydraulique du CREMHyG. Le générateur 4 (G4-5,5 kVA, N13) émule le champ PV présent au CEA. Le profil de consommation VE provient de GreEn-ER et pilote la charge 1 du réseau G2ELab	Réseau électrique	Profil PV réel	Connexion de la turbine	Connexion d'un système PV réel
Mix énergétique P + OPF	Le générateur 3 (G3-5,5 kVA, N12) doit être piloté à partir du profil réel de turbine hydraulique du CREMHyG. Le générateur 4 (G4-5,5 kVA, N13) émule le champ PV présent au CEA. Le profil de consommation VE provient de GreEn-ER et pilote la charge 1 du réseau G2ELab. Une fonction OPF est intégrée pour l'optimisation de puissance active	Réseau électrique	Profil PV réel	Connexion d'une turbine Francis + 1 Batterie	Connexion d'un système PV
MPC pour l'autoconsommation collective des bâtiments	Ce scénario a pour but d'implémenter un MPC en tenant compte de l'ensemble « Batterie + onduleur » implanté au CREMHyG, de coupler cela avec les données VE et PV de GreEn-ER et à un Générateur G4 du réseau de distribution RD-PREDIS.	Réseau électrique	Profil VE réel Profil PV réel	Connexion de 1 Batterie	NA
WVC P,Q	Ce scénario est une variante de VVC créé sur la plateforme RD-PREDIS. Le but est d'agir simultanément sur tous les générateurs du réseau de distribution, à savoir un générateur G1 et G4, permettant de contrôler P,Q équivalent à la turbine du CREMHyG. Ces fonctions de réglages doivent participer au réglage de tension dans le réseau RD-PREDIS	Réseau électrique	Profil PV réel	1 Turbine + 1 Batterie ?	1 PV ?
Modèle(process) dans CibleTR	Extension du jumeau numérique distant	Réseau électrique	Profil PV réel	1 Turbine + 1 Batterie	Simulateur temps réel
Couplage entre 2 CibleTR	Ce scénario permet le couplage de deux cibles temps réel (une CEA et une G2ELab). La cible CEA comprend le modèle de la plateforme du CEA et la cible du G2elab interface le JN du réseau de distribution	Réseau ou Simulateur Temps réel	Profil PV réel	1 Turbine + 1 Batterie ?	Simulateur temps réel

V.7.1. Conclusion

Au cours de ce dernier chapitre nous avons proposé une méthodologie et des outils basés sur des ontologies afin de considérer l'interopérabilité de systèmes complexes (par exemple les SECP) par des approches holistiques. Les travaux de développement effectués au cours de la thèse ont permis de proposer une architecture basée sur une infrastructure de type « cloud as Saas ». Cette architecture aujourd'hui opérationnelle est utilisée dans le cadre du projet SGInterop pour la connexion de plateformes multi-énergies. Elle ouvre de nombreuses perspectives comme par exemple la vision décentralisée des systèmes de contrôle et de pilotage permettant de créer des scénarios distribués entre les plateformes. La mise en commun des complémentarités des plateformes et des compétences ainsi que les modèles de composants et de systèmes, enrichissent les cas d'applications pratiques que nous pouvons être amenés à mettre en œuvre pour valider des preuves de concept. Cette vision des systèmes interopérables vient compléter toutes les approches de caractérisation des systèmes complexes déjà bien présentes dans la bibliographie et dans l'état de l'art des recherches sur les systèmes SECP. Avec cette méthodologie, l'architecture devient très évolutive et permet d'être reproduite à d'autres mailles. Il reste cependant des développements à réaliser sur les scénarios cités précédemment pour compléter la validation holistique de la structure d'interopérabilité complète. Les développements tiennent aussi compte des contraintes administratives et de sécurité de chacune des entités partenaires du projet. Par exemple, une analyse fine des risques cybersécurité doit être considérée par tous les services d'information de chaque entité, pour éviter les failles de vulnérabilités. Nous avons essayé de rendre la démarche du projet SGInterop, la plus conceptuelle possible, et avons choisi de ne détailler que quelques exemples significatifs liés au réseau électrique intelligent et sa gestion. Beaucoup d'autres développements sont en cours pour parfaire aux objectifs du projet.

Chapitre VI. Conclusions et perspectives générales.

VI.1. Conclusion générale

Cette thèse s'est principalement focalisée sur les méthodes et outils développés et utilisés dans les recherches académiques et industrielles autour des systèmes d'énergies cyber-physiques (SECP) et plus particulièrement autour des réseaux électriques intelligents (REI). Après un travail de recherche bibliographique conséquent sur les plateformes des SECP orientés microgrid et Smart Grid déployées dans les milieux académiques et industriels, un focus a été fait sur les thématiques de recherche auxquelles elles pouvaient répondre. Après avoir présenté les implémentations réalisées de la plateforme « Réseaux d'énergie reconfigurables » et des outils associés, nous avons présenté l'ensemble des méthodes que l'on pouvait déployer en fonction des études de SECP concernés. Parmi celles-ci, les outils et méthodes utilisent la simulation numérique (logicielle), la simulation temps réel, la modélisation de systèmes réels à échelle réduite, et les systèmes à l'échelle 1. Cette analyse et proposition de méthodologie permet de combiner ces propositions afin de rendre plus fidèles les modes de représentation. Cette démarche nous a amené à considérer l'interopérabilité des infrastructures de recherche (plateforme de recherche) et à présenter la méthode et les implémentations que nous avons réalisées pour la mise en œuvre du standard IEC 61850 au sein d'un système énergétique (cas d'application centrés sur les sous stations numériques intelligentes). Une démarche holistique a été proposée dans le cadre du projet SGInterop, pour l'interopérabilité de 4 plateformes de recherche, et concernant 3 acteurs (G2Elab, CEA LITEN-INES, CREMHyG). La problématique de développement a été abordée en créant des ontologies, qui ont permis d'implémenter une infrastructure de type « Cloud » permettant l'interconnexion et le pilotage de ces plateformes. Actuellement, beaucoup de scénarios sont en cours de développement au sein de la plateforme SGInterop. Des méthodologies pour l'implémentation d'applications concrètes sont présentées tout le long du manuscrit comme par exemple ;

- La mise en place d'une méthode pour un contrôle coordonné de tension (avec critères d'optimisation linéaire considérant les pertes, les déviations de tension et la minimisation des énergies réactives absorbées ou fournies par les générateurs d'énergie dispersée) sur un réseau de distribution (RD-PREDIS), utilisant l'infrastructure SCADA et la nouvelle infrastructure Cloud.
- Une solution de V2G sur un banc de validation de type PHIL, implémentant un modèle de contrôle prédictif.
- L'implémentation d'une méthode d'analyse de trafic de messages de type GOOSE au sein d'une sous-station intelligente et utilisant le standard CEI 61850
- Une méthode pour le déploiement d'un jumeau numérique distant, permettant de coupler deux plateformes entre elles.

Le chapitre V propose une synthèse d'un concept pouvant être déployé en laboratoire, considérant qu'on ne peut pas toujours représenter les systèmes complexes d'énergie à l'échelle 1. Cette nouvelle méthode nommée « APSHIL » dans le manuscrit, permet de

renforcer les méthodes communément utilisées et offre des dynamiques intéressantes pour l'interopérabilité de ces systèmes.

Au final, Le réseau électrique intelligent (Smart Grid) se compose d'un grand nombre de domaines solidement intégrés : électrique, thermique, TIC, marché, etc. La validation d'un tel système cyber-physique nécessite de disposer d'outils et de méthodes fines et hétérogènes basées sur une grande diversité de modèles de simulation, des équipements électriques réels et d'outils de caractérisations. Par la suite, nous proposons quelques perspectives permettant la continuité de ces travaux de recherche.

VI.2. Perspectives

Nous avons choisi de dresser ci-dessous quelques perspectives synthétisées à court moyen et long terme, sur le déploiement de l'interopérabilité au sein des systèmes cyber physiques (SECP).

VI.2.1. A court terme :

Dans le cadre du projet SGInterop, un travail toujours en cours de développement consiste à établir une taxonomie précise dans le contexte de l'interopérabilité des 4 plateformes du projet. Ce travail est indispensable pour la classification et la compréhension des données interconnectées. Elle permettra d'identifier la nature des objets et infrastructures connectées. Elle est cependant difficile à généraliser due à la complexité et complémentarité des plateformes à interconnecter.

D'un point de vue du réseau électrique intelligent et de sa compréhension, plusieurs scénarios peuvent être étudiés comme ceux déjà implémentés ou en cours de développement et présenté en fin de chapitre V. Les études initiées en fin de chapitre IV, concernant les études de latences et la synchronisation des systèmes de chaque infrastructure doivent être approfondies, en proposant des méthodes d'analyses et de compensation de retard fines (basées sur des algorithmes par exemple issus de l'IA ou autres). Des études comparatives doivent être menées afin de comparer plusieurs solutions technologiques de support de communication (Fibre, réseau IP, 5 ou 6G...), en tenant compte de leur impact en terme de déploiement de maintenabilité et de consommation globale énergétique.

Une autre voie tout aussi importante, est l'intégration de solution distribuées pour le contrôle et la gestion des systèmes énergétiques. Le déploiement à l'échelle de solutions de type « Edge Computing » permettra de les confronter à la vision historique des structures centralisées.

VI.2.2. A moyen terme et long terme :

VI.2.2.1. Développement et recherche

Dans de futurs travaux, on pourra développer l'intégration de systèmes avec d'autres dynamiques temporelles (par exemple les systèmes de chauffage pour le domaine du bâtiment, ou les systèmes « Véhicule to grid » dans le domaine du transport), qui influencent fortement le comportement du réseau électrique, en raison de leur couplage étroit. Dans le manuscrit, cet aspect n'a pas été pris en compte pour le chauffage, mais il relève un intérêt fort pour maîtriser au mieux la cohabitation de ces systèmes complexes.

Les systèmes multi-vecteurs énergétiques étant de plus en plus étudiés dans la communauté scientifique, il sera nécessaire de proposer des modèles et des méthodes pour

leur étude, d'autant plus que beaucoup de plateformes technologiques concernent seulement un ou deux vecteurs. En conséquence, la mise en interopérabilité de plusieurs plateformes complémentaires pour la représentation d'un système multi-énergies complet sera donc nécessaire à brève échéance.

Il pourra être intéressant de travailler sur la proposition de topologie de réseaux différentes de celles communément utilisées (DC/AC, vision micro ou nano réseau d'énergie)

...

D'un point de vue sécurité des systèmes informatiques, des recherches sont nécessaires également pour améliorer la robustesse de ces infrastructures couplées.

VI.2.2.2. Elargissement du concept de l'interopérabilité dans un contexte national et international

Après avoir démontré l'intérêt de l'interopérabilité à l'échelle régionale, il est intéressant de travailler sur le couplage de différentes disciplines au niveau national voire européen au sein d'une infrastructure de recherche interconnectée. Pour cela l'inventaire des plateformes académiques « microgrid et Smart Grid » initié dans le chapitre 1 et la création d'une base de données plateformes (127 enregistrées à cette heure), permettra de faire ressortir les complémentarités.

Ceci aura toujours pour but de :

- mutualiser et combiner des équipements et des compétences pour permettre des expérimentations qui reflètent plus précisément la complexité croissante des systèmes électriques de demain, y compris les systèmes multi-énergies évoqués dans la section précédente. Cela permettra de lever les verrous des nouvelles technologies au sein des systèmes énergétiques.
- offrir de nouveaux services (R&I, éducation et formation) à des tiers (universitaires, privés, publics) grâce à un accès centralisé à ces plateformes en réseau
- préparer l'extension de ce réseau à l'échelle européenne.

La réalisation de ces objectifs renforcera le potentiel et l'impact de chaque plateforme de R&D individuelle impliquée dans le réseau, mais fournira également des opportunités de recherche et de démonstration novatrices.

VI.2.2.3. Elargissement de l'interopérabilité pour d'autres disciplines

Les plateformes de caractérisation des systèmes multi énergétiques décrites et implémentées dans la thèse, utilisent des approches réelles et couplées à des systèmes énergétiques. Pour cela, elles utilisent des données comportementales (courbes de charges et profil de production réels) et agissent sur le contrôle de ces mêmes systèmes en temps réel. D'un autre côté, Les plateformes de sciences humaines et sociales tels que décrites en [298], peuvent être également considérées complémentaires par leur approche. En effet, ces plateformes se consacrent principalement sur l'Humain (et notamment ce qu'on appelle l'humain dans la boucle) et ces usages en temps réel. La cohabitation de ces deux mondes en temps réel, renforcera de fait, la compréhension des systèmes de plus en plus complexes et permettra peut-être de définir les tendances d'évolution de nos systèmes énergétiques couplés. L'intégration et la proposition d'une méthode fondée sur les ontologies serait intéressante pour les disciplines croisées (sciences humaines et sociales, science économiques, sciences pour l'ingénieur...), afin de proposer d'intégrer des réelles études comportementales et d'agir sur le comportement et les usages en temps réel.

Annexes

A I-1 : Contributions scientifiques sur la période 2018-2022 et détails de mon implication sur chaque article

<i>Articles de revues internationales avec comité de lecture</i>
<p>1. En cours : Antoine Labonne, Van Hoa Nguyen, Quoc Bao Duong, Miguel Tamayo, Yvon Besanger, Senior Member IEEE, Quoc Tuan Tran "Remote cloud server infrastructure to improve SCADA flexibilities and performances in Smart Grids" soumis à SEGAN Avril 2022</p>
<p>2. Ronak Feizimirkhani, Antoneta Iuliana Bratcu, Yvon Besanger, Antoine Labonne, Thierry Braconnier. A methodology for the evaluation of the message transmission delay over IEC 61850 communication network — a real-time HV/MV substation case study. <i>Sustainable Energy, Grids and Networks</i>, Elsevier, 2021, 28 (December), pp.100555. (10.1016/j.segan.2021.100555). (hal-03436499)</p>
<p>3. A.Labonne, R.Caire, T.Braconnier, L.Guise, N.Hadjsaid "Teaching digital control of substation and IEC 61850 with a test bench validation", 2020, IEEE PES Journal</p>
<p>4. Q. Linh Lam, A.Iulian Bratcu, D.Riu, C.Boudinet, A.Labonne, M.Thomas "Primary Frequency Hinfini Control in Stand alone Microgrids with Storage Units," IJEPES Journal, 2019.</p>
<p>5. MC.Alvarez-Herault, A.Labonne, T.Braconnier, S.Touré, V.Debusschere, R.Caire, N.Hadjsaid "An Original Smart-Grids Test Bed to Teach Feeder Automation Functions in a Distribution Grid," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 33, no. 1, pp. 373-385, Jan. 2018.</p>
<i>Chapitre de Livre</i>
<p>6. En cours d'écriture 2022 : <i>Chapitre sur les plateformes Smart Grid académiques de recherche</i></p>
<i>Articles de revues sans comité de lecture</i>
<p>7. A.Labonne, H.Beust, S.Catellani "Etude énergétique et approche pédagogique d'un suiveur de trajectoire photovoltaïque un axe", 3EI Journal, 2020.</p>
<p>8. A.Labonne, E.Rulliere, B.Pascuinelli de Morais, T.Braconnier « Réseau électrique industriel à échelle réduite Application pédagogique », Revue 3EI n°93, Juillet 2018, pp.19-30</p>
<i>Communications orales avec actes dans un congrès international</i>
<p>9. Majid Mehrasa, Reza Razi, Khaled Hajar, Antoine Labonne, Ahmad Hably, et al.. Power Management of a Smart Vehicle-to-Grid (V2G) System Using Fuzzy Logic Approach. IECON 2021 - The 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Oct 2021, Toronto (virtual), Canada. (10.1109/IECON48115.2021.9589039). (hal-03410205)</p>
<p>10. Reza Razi, Khaled Hajar, Majid Mehrasa, Antoine Labonne, Ahmad Hably, et al.. Limiting discharge cycles numbers for plug-in electric vehicles in bidirectional smart charging algorithm. IECON 2021 - The 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Oct 2021, Toronto (virtual), Canada. (10.1109/IECON48115.2021.9589844). (hal-03428180)</p>
<p>11. Ronak Feizimirkhani, van Hoa Nguyen, Yvon Bésanger, Quoc Tran, Antoneta Iuliana Bratcu, et al.. Application of Long Short-Term Memory (LSTM) Neural Network for the estimation of communication network delay in smart grid applications. <i>EEEIC 2021 - 21st IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC 2021)</i>, Sep 2021, Bari, Italy. (hal-03357785)</p>
<p>12. Van Hoa Nguyen, Antoine Labonne, Quoc Tuan Tran, Yvon Besanger. Complementary business models for distribution system operator in a peer-to-peer electricity market. <i>IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe</i>, Sep 2021, Bari, Italy. (10.1109/EEEIC/ICPSEurope51590.2021.9584532). (hal-03565881)</p>
<p>13. MC. Alvarez-Herault, A.Labonne, T.Braconnier, S.Touré, V.Debusschere, R.Caire, N.Hadjsaid "A Smartgrid experiment to teach advanced distribution automation functions in distribution ", IEEE PES, GM, Atlanta 2019*</p>
<p>14. R.Feizimirkhani, A.Iuliana Bratcu, Y.Besanger, A.Labonne, T.Braconnier « Modeling of IEC 61850 GOOSE Substation Communication Traffic Using ARMA Model ». 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe - ISGT Europe, Sep 2019, Bucarest, Romania.*</p>
<p>15. T.T.Q. Nguyen, V. Debusschere, Ch. Bobineau, A.Labonne, C. Boudinet, Q.H. Giap, and N. HadjSaid "A new approach for distributed deployment of centralized algorithms in smart grid", ISGTEurope, Sep 2019, Bucarest, Romania.*</p>
<i>Communications orales avec actes dans un congrès national</i>
<p>16. Khaled Hajar, Reza Razi, Majid Mehrasa, Antoine Labonne, Ahmad Hably, et al.. Photovoltaics at the electric mobility's service: French case study. <i>Electrimacs 2022 : 14th International Conference of the International Association for Mathematics and Computer in Simulation</i>, May 2022, Nancy, France.</p>
<p>17. Majid Mehrasa, Reza Razi, Mehrdad Gholami, Khaled Hajar, Antoine Labonne, et al.. A Dynamic Real-Time Optimization Algorithm for the Revenue Assessment of a Vehicle-To-Grid System in Presence of Wear Cost Model. <i>14th International Conference of TC-Electrimacs Committee</i>, May 2022, Nancy, France.</p>
<p>18. L.Ferrando, A.Labonne, K.Mallard, V.Debusschere, L.Garbuio, C.Rousseau, F.Wurtz "Evaluation des besoins électrique d'une communauté isolée en vue d'une planification multicritères", In : Symposium de Génie électrique, 2020.</p>

Implication détaillée dans chaque contribution

1. Antoine Labonne a conceptualisé le système et le cas d'étude, réalisé l'implémentation matérielle et logicielle du processus, traité et analysé les résultats et rédigé le manuscrit original. Il suit les modifications proposées par les reviewers.
2. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
3. Antoine Labonne a supervisé et dirigé le projet relatif à cette publication, implémenté les cas d'études, analysés les résultats et rédigé le manuscrit original. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
4. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
5. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit, a réalisé l'implémentation matérielle et logicielle de la plateforme d'essais, réalisé les cas d'études et traité les résultats. Antoine Labonne a co-écrit le manuscrit. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
6. Conceptualisation, méthodologie, écriture du chapitre avec une personne d'EDF SEI
7. Antoine Labonne a supervisé et dirigé le projet relatif à cette publication, implémenté les cas d'études, analysés les résultats et rédigé le manuscrit original. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
8. Antoine Labonne a supervisé et dirigé le projet relatif à cette publication, implémenté les cas d'études, analysés les résultats et rédigé le manuscrit original. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
9. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit, a réalisé l'implémentation matérielle et logicielle de la plateforme d'essais, a analysé une partie des données de simulations. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
10. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit, a réalisé l'implémentation matérielle et logicielle de la plateforme d'essais, a analysé une partie des données de simulations. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
11. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
12. Antoine Labonne a co écrit le manuscrit. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
13. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit, a réalisé l'implémentation matérielle et logicielle de la plateforme d'essais, a analysé une partie des données d'expériences. Communication orale au GM 2019. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
14. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit, a réalisé l'implémentation matérielle et logicielle de la plateforme d'essais, a analysé les données d'expériences. Communication orale à ISGT 2019. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
15. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit, a réalisé l'implémentation matérielle et logicielle de la plateforme d'essais, a analysé une partie des données d'expériences. Communication orale à ISGT 2019. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
16. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
17. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.
18. Antoine Labonne a conceptualisé la méthodologie d'expérimentation pour la validation des modèles proposés dans le manuscrit, a réalisé l'implémentation matérielle et logicielle de la plateforme d'essais, réalisé les cas d'études et traité les résultats. Antoine Labonne a co-écrit le manuscrit. Tous les auteurs ont contribué au processus de révision et d'édition.

A I-2 : Recensement bibliographique des plateformes européennes de recherche académique sur les REI

Continent	Pays	Ville	Université	Laboratoire	Plateforme	Affiliation à un groupe de plateformes	Echelle (1 ou réduite)
Europe	France	Grenoble	Université Grenoble Alpes-Grenoble INP	G2elab	PREDIS	Smart-grid Interop	réduite
		Chambéry	Université Savoie Mont-Blanc	Liten	PRISMES	Smart-grid Interop	1
		Toulouse	Université de Toulouse	LAAS	ADREAM	non	1
		Ajaccio	Université de Corse	LSPE	MYRTE	non	1
		Lille	Université de Lille	L2EP	ENERGIE REPARTIE	non	réduite
		Lyon	Université de Lyon	Ampère	Smart RAO et Smart Factory building	non	réduite
		Lyon	Université de Lyon	Ampère	Fluid Power Centres in Europe, FPCE	non	réduite
		Paris	Université Paris Saclay	Satie	ISEGrid Institute, Cresus, Multi energy lab	non	réduite
		Paris	Centre Les Renardières et Clamart	EDF R&D	Concept grid	non	1
		Paris	Université Paris Saclay/centrale supelec	Geeps	Microgrid MTDC	non	réduite
		Lyon	Universités	Institut Supergrid	HydroPhil	non	réduite
		Grenoble	Université Grenoble Alpes-Grenoble INP	CREMHyG	CREMHyG	Smart-grid Interop	réduite
		Grenoble	Université Grenoble Alpes-Grenoble INP	G2elab	GreEn-ER	Smart-grid Interop	1
		Nice	Université de Nice	Sophia Antipolis	Nice grid	non	1
	Suisse	Lausanne	EPFL	PWRS	DESL	?	1
	Allemagne	Aachen Aix la chapelle	Université Aachen	E.ON ERC ACS	ACS RT lab	non	réduite
		Dortmund	Université de Dortmund	SGTL	Smart-Grid Technology lab	non	réduite
		Breme	Université de Kassel Institute for Electrical Energy Technology (IEE)	Institut Franhauffer	IWES	Der-ri	1
	Belgique	Leuven	Université KU Leuven, VITO, IMEC, Université Hasselt	Energyville	Grid Infrastructure lab	Smart Grid (Hardware) 150kVA mais aussi storage et production s'apparente au CEA belge	réduite
		Leuven	Université catholique de Louvain	?	?	Der-ri	?
	Finlande	Biologinkuja	Université Aalto	VTT Technical Research	Kempele Microgrid	Der-ri	1
	Pays-Bas	Arnhem	-	Kema	Flex Power Grid	Der-ri	?
		Eindhoven	Univesité Eindhoven	?	?	Der-ri	?
Petten		SGIL	JRC	SGIIlab	Eu-JRC	1	

	Espagne	Madrid	Université polytechnique de Madrid	IMDEA	Smart Energy Informatic Lab (SEIL)	Réseau Laboratories Redlab registration n°368	?
		Séville	Université de Séville	?	?	?	?
		Dério, Bizkaia	-	TECNALIA	Electrical Equipment Laboratory Plateforme de test industrielle	Der-ri	1
		Pampelune	-	CENER	ATENEA	non	réduite
		?	?	ITE	Interoperability lab	non	réduite
		Taragone	?	IREC	Smart Energy lab	non	réduite
		Barcelone	Université polytechnique Catalogne Barcelonatech	CITCEA-UPC	TeknoCEA	non	réduite
	Danemark	Aalborg	Université Aalborg	CROM	Smart Energy system	?	réduite
		Roskilde	Université DTU Risoe	National Laboratory for Sustainable Energy	RISOE/SYSLAB	Der-ri	réduite
	Italie	Ispra	EiceVSG	-	EICEVSG? ESTI orienté PV, EPIC (article)	Eu-JRC	1
	Autriche	Vienne	-	Austrian Institute of Technology	SGC HIL	Der-ri	réduite
	Grèce	Athènes	Université Athènes	ICCS/NTUA: Institute of Communication and Computer Systems - National Technical University of Athens (ICCS-NTUA)	EESL	Der-ri	réduite
		Thessalonique	Université Athènes	CERTH	Smart house	?	1
		Pikermi Atika	-	CRES: Centre for Renewable Energy Sources and Saving	CRES	Der-ri	réduite
	Royaume Uni	Newcastle	Université de Newcastle	EEE PWRS	Pas de plateforme identifiée	non	réduite
		Durham	Université de Durham	?	Pas de plateforme identifiée	non	-
		Londres	Université de Londres	CAP ISN	Pas de plateforme identifiée	non	-
		Strathclyde Glasgow	Université de Strathclyde	Institut for Energy & environment	Distribution Network and Protection Laboratory	Der-ri	-
	Norvège	Trondheim	Université NTUN SINTEF	NTNU SINTEF	National Smart grid laboratory	non	réduite
	Pologne	Wroclaw	Université de Wroclaw	EEE	-	non	réduite
		Lodz	Université polytechnique de Lodz	IEPE	-	non	réduite
République Tchèque	Brno	-	CVVOZE	-	non	1	

	Chypre	Chypre	Université de Chypre	FOSS Reserach for sustainable Energy	DER-GRID	non	réduite
	Lettonie	Riga	Université de Riga	IPE	Smart grid planning	non	réduite
	Lituanie	Kaunas	Université de Kaunas			non	réduite
	Portugal	Porto	Université de Porto	INESCTEC	SGEV	Eu-JRC	-
	Irlande	Dublin	Université college Dublin	-	Integrated Energy lab	Eu-JRC	-

A I-3 : Analyse et synthèse bibliographique de l'axe gestion des ressources d'énergies distribuées et systèmes cyber-physiques

Axes de recherche	Contenu	Année de publication	Références	Titre article
Gestion des ressources d'énergie distribuées et systèmes cyber-physiques	Couplage de méthode NSIL et PHIL à NREL. Possibilité de réglage de bande passante de latence...	2016	61	Cyber-physical test platform for microgrids: Combining hardware, hardware-in-the-loop, and network-simulator-in-the-loop
	Contrôle secondaire de tension, régulation pour microgrids	2019	62	Cyber-physical design and implementation of distributed event-triggered secondary control in islanded microgrids
	Architecture 3 couches de contrôle distribué. Systèmes multi-agents se basant sur des architectures ARM	2017	63	Agent based distributed control of islanded microgrid— Real-time cyber-physical implementation
	Description de méthodes et bancs d'essai spécialisé dans la cyber attaque des réseau d'alimentation	2017	64	Development and Application of a Real-Time Test Bed for Cyber-Physical System
	Standard sur les contrôle des microgrid	2018	65	IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers
	Utilisation d'une méthode branch and bound pour un energy management system	2018	66	Optimal energy management for an on-grid microgrid by using Branch and Bound method
	nouvelle approche EMS	2019	67	Advanced microgrid energy management system for future sustainable and resilient power grid
	Management de réseau de distribution à partir de DERM, flexibilité	2019	68	Active Management of Distribution Systems with High Penetration of Distributed Energy Resources
	Technique EMS fondée sur les méthodes multi agents issue de la théorie des jeux	2019	69	Energy Management Method on Integrated Energy System Based on Multi-agent Game
	Résilience des systèmes cyber-physiques	2019	70	Cyber-Physical Systems of Microgrids for Electrical Grid Resiliency
	Modèle optimisation basée sur des méthodes MILP appliqué pour plusieurs microgrid	2019	71	Energy Management Strategy for Maximization of Renewable Energy Consumption in Multi-microgrids
Méthode fondée sur des agents pour le contrôle des réseaux de distribution cyber-physique	2020	72	Scalable assessment method for agent-based control in cyber-physical distribution grids	
Banc d'essai avec DERM testant des fonction de cybersécurité fondée sur un banc d'essai HIL	2020	73	Hardware-in-the-Loop CPS Security Architecture for DER Monitoring and Control Applications	

	Mise en place de contrôle pour microgrid AC/DC	2017	74	Smart energy hub Modularized hybrid AC/DC Microgrid Système design and deployment
	Rôle de la thermique dans la flexibilité des réseaux multi-énergie	2019	75	Role of thermal technologies for enhancing flexibility in multi-energy systems through sector coupling: technical suitability and expected developments
	Stratégie de management de l'énergie validée par des CHIL	2020	76	Controller Hardware-in-the-Loop Validation of a Graph Search Based Energy Management Strategy for Grid-Connected Distributed Energy Resources

A I-4: Analyse et synthèse bibliographique de l'axe Management des réseaux de distribution

Axes de recherche	Contenu	Année de publication	Références	Titre article
Management du réseau de distribution	Etudes des fonctions avancées en simulation utilisant openDSS	2011	77	An open source platform for collaborating on smart grid research
	Framework open source pour la planification des réseaux de transport et distribution (Grid spice)	2014	78	A Distributed Simulation Platform for the Smart Grid
	Standard IEEE sur la connexion des DERs	2015	79	IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - Amendment 1
	Implémentation de contrôle centralisé pour microgrids	2016	80	Design, analysis and implementation of a four-tier centralized control architecture for intelligent operation of grid-connected microgrids

	Algorithme distribuée à partir d'une base centralisée. Cas d'application réseau de distribution PREDIS	2019	81	A new approach for distributed deployment of centralized algorithms in smart grid
--	--	------	----	---

A I-5 : Analyse et synthèse bibliographique de l'axe validations et approches de systèmes holistiques et leur interopérabilité

Axes de recherche	Contenu	Année de publication	Références	Titre article
Validation des approches de systèmes holistiques et leur interopérabilité	Approche Interopérabilité dans le domaine médical en utilisant les internet of things	2018	82	A Semantic Interoperability Approach to Heterogeneous Internet of Medical Things (IoMT) Platforms
	Amélioration des systèmes dans le cadre d'interopérabilité utilisant les AMIs	2019	83	Recent research conducted at the SGILab towards an efficient and interoperable smart grid
	Etude des cyber attaques sur les réseaux de communications	2013	84	EPIC: A Testbed for Scientifically Rigorous Cyber-Physical Security Experimentation
	Quantification de la capacité des éléments communicant à jouer un rôle dans l'interopérabilité	2018	85	Evaluation of Interoperability in the Context of Advanced Metering Infrastructure
	Proposition d'un service approch de type Paas et SOAP pour le cloud	2016	86	SCADA as a service approach for interoperability of micro-grid platforms
	Proposition d'architecture de cloud hybride	2018	87	Cross-infrastructure holistic experiment design for cyber-physical energy system validation
	Description d'une sémantique de type CIM pour les modèles	2017	88	CIM compliant multiplatform approach for cyberphysical energy system assessment

A I-6 : Analyse bibliographique liée aux méthodologies de la simulation temps réelle ultime

Axes de recherche	Contenu	Année de publication	Références	Titre article
<i>Méthodologie et outils de communication des réseaux physiques et numériques</i>	Axés sur les communications dans les réseaux et leurs évolutions	2014	87	Simulation of the smart grid communications: challenges, techniques, and future trends
	verrous sur la HIL pour insertion de DERS sur les réseau électrique	2017	89	Real-Time Simulation and Hardware-in-the-Loop Approaches for Integrating Renewable Energy Sources into Smart Grids: Challenges & Actions
	concept de test holistique pour une méthodologie des infrastructures de puissances.	2016	91	Towards a foundation for holistic power system validation and testing
	Simulation temps réel réseau de distribution.	2012	92	Real-time simulation of a medium scale distribution network : decoupling method for multi-CPU computation
	Vue d'ensemble sur les outils de simulation.	2014	88	Combining Power and Communication Network Simulation for Cost-Effective Smart Grid Analysis
	Axés sur les SCADAS et leur évolution	2018	90	An integrated testbed for locally monitoring SCADA systems in smart grids

Références

- [1] <https://g2elab.grenoble-inp.fr/fr/plateformes/predis>
- [2] <https://www.ines-solaire.org/recherche-innovation/smart-grids/>
- [3] <https://ipcc.ch>, accès Avril 2022
- [4] International Energy Agency, 'Technology Roadmap - Smart Grids', IEA, Paris, France, 2011.
- [5] International Energy Agency, 'Smart Grids in Distribution Network - Roadmap development and Implementation', 2015.
- [6] https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf, accès en Juin 2022
- [7] Energy Policy Review France : <https://www.iea.org/reports/france-2021>
- [8] Smart Grid Strategic Group (SG3), 'Smart Grid Standardization Roadmap - Edition 1.0', Ed.1.0-2009-12, Jun. 2010.
- [9] The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, 'IEEE Grid Vision 2050 Roadmap', 2013.
- [10] T. Basso, 'IEEE 1547 and 2030 Standards for Distributed Energy Resources Interconnection and Interoperability with the Electricity Grid', National Renewable Energy Laboratory NREL, Denver, U.S.A, NREL/TP-5D00-63157, Dec. 2014.
- [11] A. Annaswamy, "IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap," in IEEE Vision for Smart Grid Control: 2030 and Beyond Roadmap, vol., no., pp.1-12, 24 Oct. 2013.
- [12] <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>
- [13] https://www.irena.org/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Apr/IRENA_GRO_2020_findings_FR.pdf?la=en&hash=26D9E19A8F8F6FB4121CB09501A1A8A5EB6BCB98
- [14] <https://www.irena.org/publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>, accès Juin 2022
- [15] Smart Grids Task Force Expert Groups, 'Final Report of the CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group on Standards for Smart Grids', European Standardizations Organizations, May 2011.
- [16] Smart Grids Task Force, 'European task force for the implementation of smart grids into european internal market - Mission and work program', European Commission, 2013.
- [17] European Parliament and Council of the European Union, Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC, vol. I, 211/55. 2009, p. 39.
- [18] European Commission, 'Energy Roadmap 2050', Smart Grid Task Force, Brussels, Communication from the commission to the european parliament, the council, the European economic and social committee and the committee of the regions, 2011.
- [19] S. Gerald, 'Europe's future secure and sustainable electricity infrastructure', Ehighway 2050 project results, Nov. 2015.
- [20] European Commission's Directorates-General for Energy, 'Transforming the European Energy System through Innovation', Research & Innovation Joint Research Centre, Integrated Strategic Energy Technology (SET) Plan Progress in 2016.
- [21] <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/10e920f1-17d8-11ea-8c1f-01aa75ed71a1/language-en>, accès Juin 2022

- [22] <https://www.etsi.org/images/files/ETSIWhitePapers/IOP%20whitepaper%20Edition%2003%20final.pdf>, accès Juillet 2022
- [23] <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppe>, accès Juillet 2022
- [24] CRE: Délibération de la CRE du 8 décembre 2016 portant communication sur l'état d'avancement des feuilles de route des gestionnaires de réseaux et proposant de nouvelles recommandations sur le développement des réseaux intelligents d'électricité et de gaz naturel
- [25] CRE : Délibération de la CRE du 19 mai 2022 portant adoption et communication du rapport sur le retour d'expérience des démonstrateurs de réseaux intelligents
- [26] <https://www.ademe.fr/expertises/energies-renouvelables-enr-production-reseaux-stockage/passer-a-laction/transport-lenergie/reseaux-electriques-intelligents>, accès Juin 2022
- [27] Agence de l'environnement et de la Maitrise de l'Energie, "Le compteur Linky" Analyse des bénéfices pour l'environnement, les consommateurs et les collectivités.', Les Avis de l'ADEME, Jul. 2015.
- [28] <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>, accès Avril 2022
- [29] D. Maillard, 'Réseaux Electriques Intelligents - Feuille de route', RTE, Mai 2014.
- [30] Hadjsaid, Nouredine, et al. "Quelle R&D Mener pour le Développement Des Réseaux D'énergie De Demain? Les Propositions de L'ancre en 2015." (2015).
- [31] Présentation Patrick CRIQUI CS G2ELAB 2016, présenté au débat national de la transition énergétique
- [32] <https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/Synth%C3%A8se%20du%20d%C3%A9bat%20national%20sur%20la%20transition%20%C3%A9nerg%C3%A9tique.pdf>, accès Juillet 2022
- [33] Résultats du projet AMPERE FP7 : Assessment of Climate Change Mitigation Pathways and Evaluation of the Robustness of Mitigation Cost Estimates
- [34] <http://temis.documentation.developpement-durable.gouv.fr/>, accès Juin 2022
- [35] <https://www.pik-potsdam.de/research/transformation-pathways/projects/ampere>, accès Avril 2022
- [36] Livrable PP INTEROP 1 WP1: <http://www.energiesdufutur.fr/1140-bilan-de-ressourcement.htm>, accès Juin 2022
- [37] I. working group C4ISR, « Levels of Information Systems Interoperability (LISI) », Department of Defense, Washington DC, 1998.
- [38] T. Clark et R. Jones, « Organisational Interoperability Maturity Model for C2. », in Proceedings of the 1999
- [39] Ad.-34 NATO Allied Data Publication 34, « NATO C3 Technical Architecture (NC3TA), Version 4.0. » mars-2003.
- [40] A. Tolk, « Beyond Technical Interoperability – Introducing a Reference Model for Measures of Merit for Coalition Interoperability », in Track 1: Coalition Interoperability, 2003, p. 22.
- [41] N. I. of S. and T. NIST, « NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0 », Smart Grid and Cyber-Physical Systems Program Office and Energy and Environment Division, Engineering Laboratory, NIST Special Publication 1108r3, oct. 2014.
- [42] I. N. E. Inc, « Overview of the smart Grid - Policies, Initiatives and Needs », ISO New England Inc, févr. 2009.

- [43] L. D. Kannberg et al., « GridWise: The benefits of a Transformed Energy System », Pacific Northwest National Laboratory, sept. 2003. U. . Department of Energy, « The Smart Grid: An Introduction and Smart Grid System Report », Litos Strategic Communication, 2009.
- [44] M. James, Smart Grid - Fundamentals of Design and Analysis. Wiley - IEEE Press, 2012.
- [45] N. Hajdsaid , JC Sabonnadière « Smartgrids » John Wiley & Sons, New York, USA, 2012.
- [46] <http://www.smartgridscre.fr/index.php?rubrique=dossiers&srub=microgrids&action=imprimer>, accès Juin 2022
- [47] http://files.energystorageforum.com/Energy_Storage_Asian_Systems_and_Apps_August_2012_Smart_Grid_Insights_Zpryme_Research.pdf, accès Avril 2022
- [48] https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC106796/sgp_outlook_2017-online.pdf, accès Juillet 2022
- [49] M. Hashmi, S. Hänninen and K. Mäki, "Survey of smart grid concepts, architectures, and technological demonstrations worldwide," 2011 IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA (ISGT LA), Medellin, 2011, pp. 1-7, doi: 10.1109/ISGT-LA.2011.6083192.
- [50] HOSSAIN, Eklas, KABALCI, Ersan, BAYINDIR, Ramazan, et al. Microgrid testbeds around the world: State of art. Energy Conversion and Management, 2014, vol. 86, p. 132-153.
- [51] M. H. Cintuglu, O. A. Mohammed, K. Akkaya and A. S. Uluagac, "A Survey on Smart Grid Cyber-Physical System Testbeds," in IEEE Communications Surveys & Tutorials, vol. 19, no. 1, pp. 446-464, Firstquarter 2017.
- [52] Gangale F., Vasiljevaska J., Covrig F., Mengolini A., Fulli G., Smart grid projects outlook 2017: facts, figures and trends in Europe, EUR 28614 EN, doi:10.2760/15583
- [53] Livrable GreenLys 10.1
- [54] <https://gargantext.org/>, accès en Juin 2022
- [55] <http://www.iea-isgan.org/>, accès en Juin 2022
- [56] <https://der-lab.net/>, accès en Juin 2022
- [57] <http://www.der-ri.net/>, accès en Juin 2022
- [58] <https://datam.jrc.ec.europa.eu/datam/mashup/SES/index.html>, accès en Juin 2022
- [59] https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_reference_architecture.pdf, accès en Juin 2022
- [60] A. Nelson et al., "Cyber-physical test platform for microgrids: Combining hardware, hardware-in-the-loop, and network-simulator-in-the-loop," 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/PESGM.2016.7741176.
- [61] Y. Wang, T. L. Nguyen, Y. Xu, Z. Li, Q. -T. Tran and R. Caire, "Cyber-Physical Design and Implementation of Distributed Event-Triggered Secondary Control in Islanded Microgrids," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 6, pp. 5631-5642, Nov.-Dec. 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2936179.
- [62] Nguyen, T. L., Tran, Q. T., Caire, R., & Gavriluta, C. (2017, September). Agent based distributed control of islanded microgrid—Real-time cyber-physical implementation. In 2017 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe) (pp. 1-6). IEEE.
- [63] C. B. Vellaithurai, S. S. Biswas and A. K. Srivastava, "Development and Application of a Real-Time Test Bed for Cyber–Physical System," in IEEE Systems Journal, vol. 11, no. 4, pp. 2192-2203, Dec. 2017, doi: 10.1109/JSYST.2015.2476367.

- [65] "IEEE Standard for the Testing of Microgrid Controllers," in IEEE Std 2030.8-2018 , vol., no., pp.1-42, 24 Aug. 2018, doi: 10.1109/IEEESTD.2018.8444947.
- [66] L. N. An, T. T. Minh Dung and T. Quoc-Tuan, "Optimal Energy Management for an On-Grid Microgrid by Using Branch and Bound Method," 2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/EEEIC.2018.8493753.
- [67] Yang, X. Feng and Z. Li, "Advanced Microgrid Energy Management System for Future Sustainable and Resilient Power Grid," in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 55, no. 6, pp. 7251-7260, Nov.-Dec. 2019, doi: 10.1109/TIA.2019.2912133.
- [68] L. Strezoski, I. Stefani and B. Brbaklic, "Active Management of Distribution Systems with High Penetration of Distributed Energy Resources," IEEE EUROCON 2019 -18th International Conference on Smart Technologies, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/EUROCON.2019.8861748.
- [69] R. Lin and F. Fang, "Energy Management Method on Integrated Energy System Based on Multi-agent Game," 2019 International Conference on Sensing, Diagnostics, Prognostics, and Control (SDPC), 2019, pp. 564-570, doi: 10.1109/SDPC.2019.00107.
- [70] P. Buason, H. Choi, A. Valdes and H. J. Liu, "Cyber-Physical Systems of Microgrids for Electrical Grid Resiliency," 2019 IEEE International Conference on Industrial Cyber Physical Systems (ICPS), 2019, pp. 492-497, doi: 10.1109/ICPHYS.2019.8780336.
- [71] W. Jiang, K. Yang, J. Yang, N. Xue and Z. Zhuo, "Energy Management Strategy for Maximization of Renewable Energy Consumption in Multi-microgrids," 2019 6th International Conference on Systems and Informatics (ICSAI), 2019, pp. 325-329, doi: 10.1109/ICSAI48974.2019.9010441.
- [72] Happ, S., Dähling, S., & Monti, A. (2020). Scalable assessment method for agent-based control in cyber-physical distribution grids. *IET Cyber-Physical Systems: Theory & Applications*, 5(3), 283-291.
- [73] G. Ravikumar, B. Hyder and M. Govindarasu, "Hardware-in-the-Loop CPS Security Architecture for DER Monitoring and Control Applications," 2020 IEEE Texas Power and Energy Conference (TPEC), 2020, pp. 1-5, doi: 10.1109/TPEC48276.2020.9042578.
- [74] Xiao, J., Zhao, T., Hai, K. L., & Wang, P. (2017, November). Smart energy hub—Modularized hybrid AC/DC microgrid: System design and deployment. In 2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2) (pp. 1-6). IEEE.
- [75] Witkowski, K., Haering, P., Seidelt, S., & Pini, N. (2020). Role of thermal technologies for enhancing flexibility in multi-energy systems through sector coupling: technical suitability and expected developments. *IET Energy Systems Integration*, 2(2), 69-79.
- [76] A. Newaz, J. Ospina and M. O. Faruque, "Controller Hardware-in-the-Loop Validation of a Graph Search Based Energy Management Strategy for Grid-Connected Distributed Energy Resources," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 35, no. 1, pp. 520-528, March 2020, doi: 10.1109/TEC.2019.2952575.
- [77] R. C. Dugan and T. E. McDermott, "An open source platform for collaborating on smart grid research," 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting, Detroit, MI, USA, 2011, pp. 1-7.
- [78] K. Anderson, J. Du, A. Narayan and A. E. Gamal, "GridSpice: A Distributed Simulation Platform for the Smart Grid," in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 10, no. 4, pp. 2354-2363, Nov. 2014.

- [79] IEEE Standard Conformance Test Procedures for Equipment Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems - Amendment 1," in IEEE Std 1547.1a-2015 (Amendment to IEEE Std 1547.1-2005) , vol., no., pp.1-27, 1 May 2015.
- [80] I. V. Prasanna, D. Srinivasan and S. K. Panda, "Design, analysis and implementation of a four-tier centralized control architecture for intelligent operation of grid-connected microgrids," 2016 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), Trivandrum, 2016, pp. 1-6, doi: 10.1109/PEDES.2016.7914530.
- [81] T.T.Q. Nguyen, V. Debusschere, Ch. Bobineau, A.Labonne, C. Boudinet, Q.H. Giap, and N. HadjSaid "A new approach for distributed deployment of centralized algorithms in smart grid", ISGT Europe, Sep 2019, Bucarest, Romania
- [82] I. Villanueva-Miranda, H. Nazeran and R. Martinek, "A Semantic Interoperability Approach to Heterogeneous Internet of Medical Things (IoMT) Platforms," 2018 IEEE 20th International Conference on e-Health Networking, Applications and Services (Healthcom), Ostrava, 2018, pp. 1-5.
- [83] E. Kotsakis, A. Lucas, N. Andreadou, G. Fulli and M. Masera, "Recent research conducted at the SGILab towards an efficient and interoperable smart grid," 2018 AEIT International Annual Conference, Bari, 2018, pp. 1-6.
- [84] C. Siaterlis, B. Genge and M. Hohenadel, "EPIC: A Testbed for Scientifically Rigorous Cyber-Physical Security Experimentation," in IEEE Transactions on Emerging Topics in Computing, vol. 1, no. 2, pp. 319-330, Dec. 2013.
- [85] I. Poursanidis, E. Kotsakis, N. Andreadou and M. Masera, "Evaluation of Interoperability in the Context of Advanced Metering Infrastructure," 2018 IEEE International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE), Oshawa, ON, 2018 , pp. 121-127.
- [86] V. H. Nguyen, Q. T. Tran, and Y. Besanger, 'SCADA as a service approach for interoperability of micro-grid platforms', Sustain. Energy Grids Netw., vol. 8, pp. 26–36, Dec. 2016.
- [87] V. H. Nguyen, Q. T. Tran, Yvon Besanger, T. L. Nguyen, T. T. Hoang, C. Boudinet, A. Labonne, T. Braconnier, H. Buttin « Cross-infrastructure holistic experiment design for cyber-physical energy system validation » IEEE PES International Conference on Innovative Smart Grid Technologies – Asia, ISGT Asia 2018, 22-25 mai 2018, Singapour
- [88] TM. Le, VH.Nguyen, TT.Quoc, Y.Besanger, A.Labonne, TL.Nguyen, T.Braconnier, H.Buttin "CIM compliant multiplatform approach for cyberphysical energy system assessment", ISGT Asia 2017
- [89] L. Weilin and Z. Xiaobin, 'Simulation of the smart grid communications: Challenges, techniques, and future trends', Comput. Electr. Eng., vol. 40, no. 1, pp. 270–288, Jan. 2014.
- [90] K. Mets, J. . Ojea, and C. Develder, 'Combining Power and Communication Network Simulation for Cost-Effective Smart Grid Analysis', IEEE Commun. Surv. Tutor., vol. 16, no. 3, pp. 1771– 1796, Mar. 2014.
- [91] V. H. Nguyen, Y. Bésanger, Q. T. Tran, T. L. Nguyen, C. Boudinet, R. Brandl, F. Marten, A. Markou, P. Kotsampopoulos, A.A Van Der Meer, E. Guillo-Sansano, G. Lauss, T. I. Strasser, K. Heussen "Real-Time Simulation and Hardware-in-the-Loop Approaches for Integrating Renewable Energy Sources into Smart Grids: Challenges & Actions" IEEE PES conference on Innovative Smart Grid Technologies – Asia, ISGT Asia 2017; Auckland, Nouvelle Zélande; 04-07 Dec 2017

- [92] Chromik, J., Remke, A. & Haverkort, B. An integrated testbed for locally monitoring SCADA systems in smart grids. *Energy Inform* 1, 56 (2018). <https://doi.org/10.1186/s42162-018-0058-7>
- [93] M. Blank, S. Lehnhoff, K. Heussen, D. E. M. Bondy, C. Moyo, and T. Strasser, 'Towards a foundation for holistic power system validation and testing', in 2016 IEEE 21st International Conference on Emerging Technologies and Factory Automation (ETFA), 2016, pp. 1–4.
- [94] A. Teninge, Y. Bésanger, F. Colas, H. Fakham, X. Guillaud "Real-time simulation of a medium scale distribution network : decoupling method for multi-CPU computation", IEEE COMPENG 2012, International Conference on Complexity in Engineering, 11-13 juin 2012, Aachen
- [95] J. Ren, and M. Kezunovic, "Modeling and simulation tools for teaching protective relaying design and application for the smart grid," *Modern Electric Power Systems (MEPS), Proceedings of the International Symposium*, IEEE, pp. 1-6, Sept. 2010.
- [96] A. M. Gaouda, A. Abd-Rabou, and A. Dahir, "Developing educational smart grid laboratory", presented at the IEEE International Conference on Teaching, Assessment and Learning for Engineering (TALE), pp. 404-409, Aug. 2013.
- [97] R. Feizimirkhani, A. Iuliana Bratcu, Y. Besanger, A. Labonne, T. Braconnier "Modeling of IEC61850 GOOSE Substation Communication Traffic Using ARMA Model", ISGT Europe, Sep 2019, Bucarest, Romania
- [98] G. Peppink, R. Kamphuis, K. Kok, A. Dimeas, E. Karfopoulos, N. Hatziaargyriou, N. Hadjsaid, R. Caire, R. Gustavsson, J. M. Salas, H. Niesing, J. van der Velde, L. Tena, F. Bliet, M. Eijgelaar, L. Hamilton, and H. Akkermans, "INTEGRAL: ICT-platform based distributed control in electricity grids with a large share of distributed energy resources and renewable energy sources", presented at the 1st International ICST Conference on E-Energy, pp. 214-224, Oct. 2010.
- [99] Camille Gandioli. Du dimensionnement à l'intégration dans le réseau électrique du limiteur de courant supraconducteur. Sciences de l'ingénieur [physics]. Université de Grenoble, 2013. Français. (tel-00913689v1)
- [100] Lalitha Subramanian. Stability Enhancement of Inverter-dominated power systems with virtual inertia control. Electric power. Université Grenoble Alpes [2020-..]; Nanyang Technological University (Singapour), 2021. English. (NNT : 2021GRALT060). (tel-03505925)
- [101] Audrey Moulichon. Design of a virtual synchronous generator (VSG), a dynamic adaptive system, for Micro Grid stabilization with high penetration of renewable energies.. Electric power. Université Grenoble Alpes, 2019. English. (NNT : 2019GREAT064).
- [102] Julien Bruschi. Caractérisation du phénomène d'îlotage non-intentionnel dans les réseaux de distribution. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2016. Français. (NNT : 2016GREAT058). (tel-01438779)
- [103] Olivier Arguence. Modélisation des îlots non-intentionnels et caractérisation des méthodes passives de détection d'îlotage. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2018. Français. (NNT : 2018GREAT045).
- [104] Y. Liu, C. Farnell, J. C. Balda and H. A. Mantooth, "A 13.8-kV 4.75-MVA microgrid laboratory test bed," 2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Charlotte, NC, 2015, pp. 697-702.
- [105] K. Choletais, A. El-Akoum, B. Prestat and R. Migné, "MASERA: A Microgrid Testbed For Advanced Optimisation Of Renewable Integration," 2019 IEEE 4th International Future Energy Electronics Conference (IFEEEC), Singapore, Singapore, 2019, pp. 1-5.

- [106] L. Meng, M. Savaghebi, F. Andrade, J. C. Vasquez, J. M. Guerrero and M. Graells, "Microgrid central controller development and hierarchical control implementation in the intelligent microgrid lab of Aalborg University," 2015 IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC), Charlotte, NC, 2015, pp. 2585-2592
- [107] R. H. Lasseter et al., "CERTS Microgrid Laboratory Test Bed," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 26, no. 1, pp. 325-332, Jan. 2011.
- [108] P. C. Kotsampopoulos, V. A. Kleftakis and N. D. Hatziargyriou, "Laboratory Education of Modern Power Systems Using PHIL Simulation," in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 32, no. 5, pp. 3992-4001, Sept. 2017.
- [109] C. Mao et al., "A 400-V/50-kVA Digital–Physical Hybrid Real-Time Simulation Platform for Power Systems," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 65, no. 5, pp. 3666-3676, May 2018.
- [110] F. Huerta, J. K. Gruber, M. Prodanovic and P. Matatagui, "A Power-HIL microgrid testbed: Smart energy integration lab (SEIL)," 2014 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), Pittsburgh, PA, 2014, pp. 3998-4003.
- [111] Q. Linh Lam, A. Iulian Bratcu, D. Riu, C. Boudinet, A. Labonne, M. Thomas "Primary Frequency Hinfini Control in Stand alone Microgrids with Storage Units,"
- [112] C. Darras, Marc Muselli, Philippe Poggi, Cyril Voyant, J.-C. Hogue, et al.. PV output power fluctuations smoothing: the MYRTE platform experience. International Journal of Hydrogen Energy, Elsevier, 2012, 37 (19), pp.14015-14025.
- [113] C. Mao et al., "A 400-V/50-kVA Digital–Physical Hybrid Real-Time Simulation Platform for Power Systems," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 65, no. 5, pp. 3666-3676, May 2018.
- [114] E. Kotsakis, A. Lucas, N. Andreadou, G. Fulli and M. Masera, "Recent research conducted at the SGILab towards an efficient and interoperable smart grid," 2018 AEIT International Annual Conference, Bari, 2018, pp. 1-6.
- [115] N. Al-Mutawaly and M. Alimardani, "A test bed to monitor smart grid power quality", presented at the Transportation Electrification Conference and Expo (ITEC), pp. 1-4, June 2013.
- [116] T. Strasser, M. Stifter, F. Andren, and P. Palensky, "Co-simulation training platform for smart grids," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1989–1997, Jun. 2014.
- [117] I. Papas, C. G. Rodríguez, B. Estibals, C. Ecrepont and C. Alonso, "ADREAM: Energy Consumption Optimisation through Dynamic Energetic Simulations for an Intelligent Management of Energy," 2016 Intl IEEE Conferences on Ubiquitous Intelligence & Computing, Advanced and Trusted Computing, Scalable Computing and Communications, Cloud and Big Data Computing, Internet of People, and Smart World Congress (UIC/ATC/ScalCom/CBDCOM/IoP/SmartWorld), Toulouse, 2016, pp. 975-983.
- [118] ERIGrid: European Research Infrastructure Grid
- [119] <http://www.g2elab.grenoble-inp.fr>, accès Juin 2022.
- [120] CRISP: Critical Infrastructure for Sustainable Power Energy
- [121] FENIX: Flexible Energy Network to Integrate eXpected energy evolution
- [122] G. Peppink, R. Kamphuis, K. Kok, A. Dimeas, E. Karfopoulos, N. Hatziargyriou, N. Hadsaid, R. Caire, R. Gustavsson, J. M. Salas, H. Niesing, J. van der Velde, L. Tena, F. Bliet, M. Eijelaar, L. Hamilton, and H. Akkermans, "INTEGRAL: ICT-platform based distributed control in electricity grids with a large share of distributed energy resources and renewable energy sources", presented at the 1st International ICST Conference on E-Energy, pp. 214-224, Oct. 2010.

- [123] <https://cordis.europa.eu/article/id/191063-a-heterarchical-management-approach-to-smarter-energy-grids/fr>, accès Novembre 2020
- [124] PP INTEROP 1 et 2: Projet Carnot PREDIS PRISME Interop
- [125] ERIGrid : <https://erigrd.eu/>, accès Juin 2022
- [126] G.VALLA, « μ -réseau électrique reconfigurable pour la nouvelle plate-forme d'enseignement et de recherche sur les énergies distribuées »,2006.
- [127] C.RIGONI, « Conception des réseaux électriques de la plateforme PREDIS »,2007
- [128] Le Micro réseau : 30 ans d'activités EDF,1986
- [129] Q. Linh Lam et al., "Primary Frequency Hinfini Control in Stand alone Microgrids with Storage Units,"IJEPEJournal, 2019
- [130] I. Munteanu, A. I. Bratcu, S. Bacha, D. Roye and J. Guiraud, "Hardware-in-the-Loop-based Simulator for a Class of Variable-speed Wind Energy Conversion Systems: Design and Performance Assessment," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 25, no. 2, pp. 564-576, June 2010, doi: 10.1109/TEC.2010.2042218.
- [131] O. Crăciun, A. Florescu, S. Bacha, I. Munteanu and A. I. Bratcu, "Hardware-in-the-loop testing of PV control systems using RT-Lab simulator," Proceedings of 14th International Power Electronics and Motion Control Conference EPE-PEMC 2010, 2010, pp. S2-1-S2-6, doi: 10.1109/EPEPEMC.2010.5606595.
- [132] Labonne, Antoine, et al. "Réseau électrique industriel à échelle réduite Application pédagogique." (2018).
- [133] Marie-Cécile Alvarez-Hérault, Antoine Labonne, Sellé Touré, Thierry Braconnier, Vincent Debusschere, et al.. An Original Smart-Grids Test Bed to Teach Feeder Automation Functions in a Distribution Grid to the PESGM2019 Submission Site. IEEE PES General Meeting 2019, Aug 2019, Atlanta, United States. (hal-02278315)
- [134] L. Le-Thanh, R. Caire, B. Raison, S. Bacha, F. Blache, and G. Valla, "Test bench for self-healing functionalities applied on distribution network with distributed generators", presented at IEEE PowerTech, pp. 1-6, Jul. 2009.
- [135] <http://www.arcinfo.com/#>, accès in April 2022.
- [136] F. Planchon, E. Jehano, J. Sanchez, R. Caire "CYPRES: A Security Companion for IEC 61850 Automated Substations," presented at MATPOST, 2015, Lyon, France.
- [137] Stage PFE 2009: Damien Thermoez-Liaudy Indicateur et enregistreur de défauts communicants pour le réseau de distribution électrique PREDIS.
- [138] Stage DUT 2017 : Antonin Le Mière Harmonisation et optimisation des enregistreurs de défauts
- [139] <https://www.smartgrids-cre.fr/encyclopedie/les-enjeux-de-linsertion-des-enr-sur-les-reseaux/linsertion-des-enr-sur-les-reseaux-electriques-en-3-minutes>, accès Juin 2022
- [140] Le Thanh Luong, Raphaël Caire, Bertrand Raison, Seddik Bacha, François Blache, et al.. Test Bench for Self-healing Functionalities applied on Distribution Network with Distributed Generators. 2009 IEEE Bucharest PowerTech, Jun 2009, Bucarest, Romania. pp.CFP09815-CDR. (hal-00402510)
- [141] Projet aVEnir: <http://avenir-emobility.org/>, accès en Juin 2022
- [142] R. Razi, K. Hajar, A. Hably and S. Bacha, "A user-friendly smart charging algorithm based on energy-awareness for different PEV parking scenarios," 2021 29th Mediterranean Conference on Control and Automation (MED), 2021, pp. 392-397, doi: 10.1109/MED51440.2021.9480287.
- [143] E. M. Carreno, R. Romero, and A. Padilha-Feltrin, "An efficient codification to solve distribution network reconfiguration for loss reduction problem," IEEE Trans. Power Systems, vol. 23, no. 4, pp. 1542–1551.

- [144] A. Swarnkar, N. Gupta, and K.R. Niazi, "Efficient reconfiguration of distribution systems using ant colony optimization adapted by graph theory," presented at the IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-8, 2011.
- [145] H. Falaghi, M. R. Haghifam, and C. Singh, "Ant colony optimization-based method for placement of sectionalizing switches in distribution networks using a fuzzy multiobjective approach," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 268–276, Dec. 2009.
- [146] A. Ahuja, S. Das, and A. Pahwa, "An AIS-ACO hybrid approach for multi-objective distribution system reconfiguration," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 22, no. 3, pp. 1101–1111, Jul. 2007.
- [147] A. Y. Abdelaziz, F.M. Mohamed, S. F. Mekhamer, and M.A.L. Badr, "Distribution system reconfiguration using a modified Tabu Search algorithm," *Electric Power Systems Research*, vol. 80, no. 8, pp. 943–953, 2010.
- [148] S. Toure, E. Vanet, R. Caire, and Y. Besanger, "Assessment methods for the targeted reconfiguration in distribution networks," presented at IEEE PowerTech, pp. 1-6, July 2015.
- [149] A. Merlin and G. Back, "Search for minimum-loss operational spanning tree configuration for an urban power distribution system," *Fifth Power System Conf. (PSCC)*, Cambridge, UK, pp. 1–18, 1975.
- [150] D. Shirmohammadi and H. W. Hong, "Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line loss reduction," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1492–1498, Apr. 1989.
- [151] E.A. Paaso, Y. Liao, and A.M. Cramer, "Formulation and solution of distribution system voltage and VAR control with distributed generation as a mixed integer non-linear programming problem," *Electric Power Systems Research*, vol. 108, pp. 164-169, Mar. 2014.
- [152] A. T. Sarić, and A. M. Stanković, "A robust algorithm for volt/var control," *Power Systems Conference and Exposition*, IEEE, pp. 1–8, 2009.
- [153] M. Liu, C. Canizares, and W. Huang, "Reactive power and voltage control in distribution systems with limited switching operations," *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 889–899, Apr. 2009.
- [154] R. Caldon, M. Coppa, R. Sgarbossa and R. Turri, "A simplified algorithm for OLTC control in active distribution MV networks," *AEIT Annual Conference 2013*, Mondello, Palermo, Italy, 2013, pp. 1-6, doi: 10.1109/AEIT.2013.6666788.
- [155] G. Ram, V. Prasanth, P. Bauer and E. Bärthlein, "Comparative analysis of on-load tap changing (OLTC) transformer topologies," *2014 16th International Power Electronics and Motion Control Conference and Exposition*, Antalya, Turkey, 2014, pp. 918-923, doi: 10.1109/EPEPEMC.2014.6980624.
- [156] Tran The Hoang. Protection, Fault Location and Isolation in Smart Grids. Electric power. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2020. English. (NNT : 2020GRALT026). (tel-03065960)
- [157] Nikolaos Sapountzoglou. Fault detection and isolation for low voltage distribution grids with distributed generation. Electric power. Université Grenoble Alpes, 2019. English. (NNT : 2019GREAT083). (tel-02632242)
- [158] Quang Linh Lam, Antoneta Iuliana Bratcu, Delphine Riu, Cédric Boudinet, Antoine Labonne, et al.. Primary frequency H_{∞} control in stand-alone microgrids with storage units: A robustness analysis confirmed by real-time experiments. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Elsevier, 2020, 115, pp.105507. (10.1016/j.ijepes.2019.105507). (hal-02273502)
- [159] <https://www.mathworks.com/products/matlab.html>, accès en April 2022.

- [160] <http://www.enedis.fr/Synchrone>, accès en Décembre 2021.
- [161] https://clients.rtefrance.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/prevision_production.jsp?t=solaire, accès en Décembre 2021.
- [162] Nguyen, T. T. Q., Debusschere, V., Bobineau, C., Labonne, A., Boudinet, C., Giap, Q. H., & HadjSaid, N. (2019). A new approach for the distributed deployment of centralized algorithms in smart grids. In 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe) (pp. 1-5). IEEE.
- [163] M. Latifi, R. Sabzehgar, and M. Rasouli, "Reactive Power Compensation Using Plugged-In Electric Vehicles for an AC Power Grid," in IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2018, pp. 4986–4991.
- [164] Y. Wang, S. Yue, and M. Pedram, "State-of-health aware optimal control of plug-in electric vehicles," in 2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition, 2014, pp. 1–5.
- [165] A. Ovalle, J. Fernandez, A. Hably, and S. Bacha, "An Electric Vehicle Load Management Application of the Mixed Strategist Dynamics and the Maximum Entropy Principle," IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 63, no. 5, pp. 3060–3071, 2016.
- [166] R. Fachrizal, M. Shepero, D. van der Meer, J. Munkhammar, and J. Widén, "Smart charging of electric vehicles considering photovoltaic power production and electricity consumption: A review," eTransportation, vol. 4, p. 100056, May 2020.
- [167] L. Petrichenko, R. Petrichenko, and A. Sauhats, "The Choice of the Number of Charge/Discharge Cycles for a Battery Energy Storage System," in 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Oct. 2019, pp. 1–6.
- [168] A. E. Trippe, R. Arunachala, T. Massier, A. Jossen, and T. Hamacher, "Charging optimization of battery electric vehicles including cycle battery aging," in IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies, 2014, pp. 1–6.
- [169] A. A. A. Al-Karakchi, G. Putrus, and R. Das, "Smart EV charging profiles to extend battery life," in 2017 52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2017, pp. 1–4.
- [170] O. Kolawole, and I. Al-Anbagi, "The impact of EV battery cycle life on charge-discharge optimization in a V2G environment," in 2018 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2018, pp. 1–5.
- [171] R. Luthander, A. M. Nilsson, J. Widén, and M. Åberg, "Graphical analysis of photovoltaic generation and load matching in buildings: A novel way of studying self-consumption and self-sufficiency," Appl. Energy, vol. 250, pp. 748–759, 2019.
- [172] G. Barone, A. Buonomano, F. Calise, C. Forzano, and A. Palombo, "Building to vehicle to building concept toward a novel zero energy paradigm: Modelling and case studies," Renew. Sustain. Energy Rev., vol. 101, pp. 625–648, 2019.
- [173] C. Liu, K. Deng, G. Wen, and X. Yu, "Optimal Scheduling of Electric Vehicle Charging with Energy Storage Facility in Smart Grid," in IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, 2019, vol. 1, pp. 6549–6554.
- [174] H. Turker and S. Bacha, "Optimal Minimization of Plug-In Electric Vehicle Charging Cost With Vehicle-to-Home and Vehicle-to-Grid Concepts," IEEE Trans. Veh. Technol., vol. 67, no. 11, pp. 10281–10292, 2018.
- [175] R. López-Rodríguez, A. Aguilera-González, I. Vechiu, and S. Bacha, "Day-Ahead MPC Energy Management System for an Island Wind/Storage Hybrid Power Plant," Energies, vol. 14, no. 4. 2021.

- [176] C. S. Ioakimidis, D. Thomas, P. Rycerski, and K. N. Genikomsakis, "Peak shaving and valley filling of power consumption profile in non-residential buildings using an electric vehicle parking lot," *Energy*, vol. 148, pp. 148–158, 2018.
- [177] D. Van Der Meer, G. R. C. Mouli, G. M. E. Mouli, L. R. Elizondo, and P. Bauer, "Energy Management System with PV Power Forecast to Optimally Charge EVs at the Workplace," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 14, no. 1, pp. 311–320, 2018.C
- [178] R. Razi, K. Hajar, M. Mehrasa, A. Labonne, A. Hably and S. Bacha, "Limiting discharge cycles numbers for plug-in electric vehicles in bidirectional smart charging algorithm," *IECON 2021 – 47th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/IECON48115.2021.9589844.
- [179] M. Yousefi, A. Hajizadeh, M. N. Soltani, and B. Hredzak, "Predictive Home Energy Management System With Photovoltaic Array, Heat Pump, and Plug-In Electric Vehicle," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 17, no. 1, pp. 430–440, Jan. 2021.
- [180] <https://www.enedis.fr/>, accès Juillet 2022
- [181] A. Ovalle, A. Hably, and S. Bacha, *Grid Optimal Integration of Electric Vehicles: Examples with Matlab Implementation*, vol. 137. Cham: Springer International Publishing, 2018.
- [182] A. Ovalle, A. Hably, S. Bacha, and V. Pirsan, "Mixed strategist dynamics application to electrical vehicle distributed load scheduling," in *IECON 2015 - 41st Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2015, pp. 3169–3174.
- [183] Khaled Hajar, Reza Razi, Majid Mehrasa, Antoine Labonne, Ahmad Hably, et al.. *Photovoltaics at the electric mobility's service: French case study. Electrimacs 2022 : 14th International Conference of the International Association for Mathematics and Computer in Simulation*, May 2022, Nancy, France. (hal-03663312)
- [184] F. Planchon, E. Jehano, J. Sanchez, R. Caire "CYPRES: A Security Companion for IEC 61850 Automated Substations," presented at MATPOST, 2015, Lyon, France.
- [185] A. Labonne, R. Caire, T. Braconnier, L. Guise, M. Jardim and N. Hadjsaid, "Teaching digital control of substation and IEC 61850 with a test bench validation," in *IEEE Transactions on Power Systems*, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3010446.
- [186] R. Feizimirkhani, A. I. Bratcu, Y. Bésanger, A. Labonne and T. Braconnier, "Modeling of IEC 61850 GOOSE Substation Communication Traffic Using ARMA Model," 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), Bucharest, Romania, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGTEurope.2019.8905634.
- [187] Ronak Feizimirkhani, Antoneta Iuliana Bratcu, Yvon Bésanger, Antoine Labonne, Thierry Braconnier. *A methodology for the evaluation of the message transmission delay over IEC 61850 communication network — a real-time HV/MV substation case study. Sustainable Energy, Grids and Networks*, Elsevier, 2021, 28 (December), pp.100555. (10.1016/j.segan.2021.100555). (hal-03436499)
- [188] ADAGIO: *Projet Carnot Energie du futur « Analyse des retards dans smArt Grids InterOpérables »*
- [189] C.-C.-E. Smart Grid Coordination Group, « *Smart Grid Reference Architecture v3.0* », nov. 2012.
- [190] M. Uslar et J. Trefke, « *Applying the Smart Grid Architecture Model SGAM to the EV Domain* », in *Proceedings of the 28th EnviroInfo 2014 Conference*, Oldenburg, Germany, 2014, p. 6.
- [191] S. C. C. 21 IEEE, « *IEEE Guide for the interoperability of Energy storage systems integrated with the electric power infrastructure* », IEEE Standards Association, IEEE, New York, NY 10016-5997, IEEE Std 2030.2TM-2015, 2015.

- [192] <https://www.albedotelecom.com/> accès en Avril 2022
- [193] Piat, H., Georges, D., Petrequin, A., Oualha, N., Correnson, L., Vignol, N., ... & Costa, F. (2013, January). Implementation of interdependent critical infrastructures for electricity supply.
- [194] L. Le-Thanh, R. Caire, B.Raison, S. Bacha, F. Blache, G.Valla "Test Bench for Self-healing Functionalities applied on Distribution Network with Distributed Generators", PowerTech 2009, 28 June - 2 July 2009, Bucharest, Romania
- [195] N. Hadjsaid, R. Caire, B. Raison "Decentralized Operating Modes for Electrical Distribution Systems with Distributed Energy Resources", IEEE PES General Meeting 2009, 26 - 30 July 2009, Calgary, Alberta, Canada
- [196] N. Hadjsaid, L. Le- Thanh, R. Caire, B. Raison, F.Blache, B. Ståhl, R. Gustavsson "Integrated ICT framework for Distribution Network with Decentralized Energy Resources: Prototype, Design and Development", IEEE conference, General Meeting 2010, 25-29 July 2010, Minneapolis, USA, papier invite
- [197] B. Stahl, L. Le Thanh, R. Caire, R. Gustavsson, "Experimenting with Infrastructures", The Fifth international CRIS conference on Critical Infrastructures, NCEPU, Beijing, 20-22 September 2010
- [198] G. Peppink, R. Kamphuis, K. Kok, A. Dimeas, E. Karfopoulos, N. Hatziaargyriou, N. Hadjsaid, R. Caire, R. Gustavsson, J. M. Salas, H. Niesing, J. van der Velde, L. Tena, F. Bliet, M. Eijgelaar, L. Hamilton, H. Akkermans, "INTEGRAL: ICT-platform based Distributed Control in electricity grids with a large share of Distributed Energy Resources and Renewable Energy Sources", 1st International ICST Conference on E-Energy. 14-15 October 2010 Athens Greece
- [199] Y. Benchaïb, A. Hecker, "VIRCONEL: A New Emulation Environment for Experiments with Networked IT Systems", HPCS 2008, Nicosia, Cyprus.
- [200] Y. Pradeep, P. Seshuraju, S. A. Khaparde, V. S. Warriar, S. Cherian, "CIM and IEC 61850 integration issues: Application to power systems," presented at the IEEE Power Energy Society General Meeting, Calgary, Canada, July 2009, pp. 1-6.
- [201] P. Bredillet, E. Lambert, E. Schultz, "CIM, 61850, COSEM standards used in a model driven integration approach to build the smart grid service oriented architecture," presented at the First IEEE International Conference on Smart Grid Communications, Gathersburg Maryland, USA, 2010, pp. 467-471.
- [202] IEC standard for Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs, IEC 61850-6, Dec 2009.
- [203] K. Kaneda, S.Tamura, N. Fujiyama, Y. Arata, H. Ito, "IEC61850 based substation automation system," presented at the Conference POWERCON, New Delhi, India, 2008, pp. 1-8.
- [204] S. Roostae, R. Hooshmand, M. Ataei, "Substation automation system using IEC 61850," presented at the 5th International Power Engineering and Optimization Conference, Malaysia, June 2011, pp. 393-397.
- [205] Q. Song, W. Sheng, L. Kou, D. Zhao, Z. Wu, H. Fang, "Smart substation integration technology and its application in distribution power grid." in CSEE Journal of Power and Energy Systems, vol 2, no 4, pp. 31-36, Dec. 2016.
- [206] D. M. E. Ingram, P. Schaub, R. R. Taylor and D. A. Campbell, "System-Level Tests of Transformer Differential Protection Using an IEC 61850 Process Bus," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 29, no. 3, pp. 1382-1389, June 2014.

- [207] S. Kariyawasam, A. Wickremasuriya and A. Rajapakse, "Teaching IEC 61850 based substation automation through hands-on experiences," presented at the IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), Saskatoon, 2017, pp. 1-6.
- [208] C. Ghafari. "Innovative numerical protection relay design on the basis of sampled measured values for smartgrids" PhD dissertation Université Grenoble Alpes, France, 2016.
- [209] A. Apostolov, "Multi-agent systems and IEC 61850," presented at the IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, 2006, .1-6.
- [210] <https://events.omicronenergy.com/website/4616/programme/>, accès Mai 2022
- [211] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group Methodologies to facilitate Smart Grid system interoperability through standardization, system and testing SG-CG/M490/I_Smart Grid Interoperability, 2014.
- [212] ISO Systèmes de traitement de l'information - Interconnexion de systèmes ouverts — Modèle de référence de base, ISO 7498-2,1989.
- [213] M. Yu and N. Ansari, "Smart grid communications: Modeling and validation," *Journal of Network and Computer Applications*, vol. 59, pp. 247–249, 2016.
- [214] R. M. Kolacinski and K. A. Loparo, "A mathematic framework for analysis of complex cyber-physical power systems," *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, no. July, pp. 1–8, 2012.
- [215] T. Yang, R. Zhao, W. Zhang, and Q. Yang, "On the Modeling and Analysis of Communication Traffic in Intelligent Electric Power Substations," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8977, no. m, pp. 1–1, 2016. [Online]. Available: <http://ieeexplore.ieee.org/lpdocs/epic03/wrapper.htm?arnumber=7479543>
- [216] Z. Cai, M. Yu, M. Steurer, H. Li, and Y. Dong, "A network model for the real-time communications of a smart grid prototype," *Journal of Network and Computer Applications*, vol. 59, pp. 264–273, 2016. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.1016/j.jnca.2015.05.024>
- [217] Ronak Feizimirkhani. Modeling and Analysis of Smart Grids as Cyber-Physical Systems. Automatic. Université Grenoble Alpes [2020-..], 2020. English. (NNT : 2020GRALT086). (tel-03285450)
- [218] Z. Zhang, X. Huang, B. Keune, Y. Cao, S. Member, Y. Li, and S. Member, "8-Modeling and Simulation of Data Flow for VLAN-Based Communication in Substations," pp. 1–12, 2015.
- [219] A. Pankratz, *Forecasting with Univariate Box-Jenkins Models*, 1983.
- [220] G. Box, George, Jenkins, Gwilym, Reinsel, Gregory, Ljung, *Time series analysis: forecasting and control*, 2016.
- [221] P. J. Brockwell and R. A. Davis, *Introduction to Time Series and Forecasting*.
- [222] Y. Zhang, Z. Cai, X. Li, and R. He, "Analytical Modeling of Traffic Flow in the Substation Communication Network," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 30, no. 5, pp. 2119–2127, 2015.
- [223] R. Feizimirkhani et al., "Application of Long Short-Term Memory (LSTM) Neural Network for the estimation of communication network delay in smart grid applications," 2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope51590.2021.9584791.
- [224] T. j. Hastie, R. J. Tibshirani. *Generalized Additive Models*. s.l. : Chapman & Hall/CRC, 1990.
- [225] Wood, S. N. *Generalized Additive Models: an introduction with R*. [ed.] FL: CRC Press. s.l. : Boca Raton, 2017. Vol. 2nd Edn.

- [226] K. Ravikumar, N. Schulz, A. Srivastava. Distributed simulation of power systems using real-time digital simulator. IEEE/PES power systems conference and exposition. 2009, Vol. 9, pp. 1-6.
- [227] Long Short-Term Memory. Neural Comput. Hochreiter, S., and Schmidhuber, J., 8, November 15, 1997, Vol. 9, pp. 1735–1780.
- [228] Olah, C. Understanding LSTM Networks. . [Online] Available online: <http://colah.github.io/posts/2015-08>.
- [229] Yan, S. Understanding LSTM and Its Diagrams. . [Online] Available online: <https://medium.com/mlreview/>.
- [230] Rossum, G. Python tutorial. CWI (Centre for Mathematics and Computer Science). 1995.
- [231] Van Der Walt, S., Colbert, S.C., Varoquaux, G. The NumPy Array: A Structure for Efficient Numerical Computation. IEEE Computing in Science & Engineering. March 7, 2011, Vol. 13, 2, pp. 22-30.
- [232] McKinney, W. Data structures for statistical computing in Python. In Proceedings of the 9th Python in Science. June-July 28-3, 2010, pp. 51-56.
- [233] Hunter, J.D. Matplotlib: A 2D graphics environment. IEEE Computing in Science & Engineering. June 18 , 2007, Vol. 9, 3, pp. 90-95.
- [234] Abadi, M., Agarwal, A., Barham, P., Brevdo, E., Chen, Z., Citro, C., Corrado, G. S. and Davis, A., Dean, J. et al. TensorFlow: Large-scale machine learning on heterogeneous distributed systems. Distributed, Parallel, and Cluster Computing, Machine Learning. March 2016, 2.
- [235] <https://www.albedotelecom.com/> , accès en Mai 2022
- [236] Projet IRICE : Installations de Recherche et d'Innovation Centrées Entreprises : https://www.auvergnerhonealpes.fr/uploads/Document/ad/495_385_Cahier-des-charges-IRICE.pdf, accès en Juin 2022
- [237] Moreau, P. (2002). Wolff et Goclenius. Archives de Philosophie, 65, 7-14. <https://doi.org/10.3917/aphi.651.0007>
- [238] Levinas, E. (1932). Martin Heidegger et l'ontologie. Revue Philosophique de La France et de l'Étranger, 113, 395–431. <http://www.jstor.org/stable/41082927>
- [239] Thierry, Y. (2006). Discussion avec l'ontologie (Levinas et Merleau-Ponty). Cités, 25, 101-110. <https://doi.org/10.3917/cite.025.0101>
- [240] Poirier, S. (2016). Ontologies. Anthrophen
- [241] Vesselin Petrov, Ontological Landscapes : Recent Thought on Conceptual Interfaces Between Science and Philosophy, Ontos Verlag, Vesselin Petrov, ed, 2011, 137 ff (ISBN 978-3-86838-107-8 et 3-86838-107-4, lire en ligne [archive]), « Chapter VI: Process ontology in the context of applied philosophy »
- [242] Zouaq, A., Nkambou, R. (2010). A Survey of Domain Ontology Engineering: Methods and Tools. In: Nkambou, R., Bourdeau, J., Mizoguchi, R. (eds) Advances in Intelligent Tutoring Systems. Studies in Computational Intelligence, vol 308. Springer, Berlin, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-14363-2_6
- [243] Euzenat, J., & Shvaiko, P. (2007). Ontology matching (Vol. 18). Heidelberg: springer.
- [244] Ghafour, S. A. (2004). Méthodes et outils pour l'intégration des ontologies. Mémoire de stage de DEA" Documents Multimédia, Images, et Systèmes d'Information Communicants", Laboratoire d'InfoRmatique en Images et Systèmes d'information (LIRIS), Ecole Doctorale" Informatique et Information pour la Société"(EDA 335), 51.
- [245] Tom Gruber. A translation approach to portable ontology specifications. Knowledge Acquisition, 5(2):199–220, 1993

- [246] Lamine Traore, Amina Chniti, Sajjad Hussain, Nicolas Griffon, Stéfan Darmoni, et al.. Plateforme d'interopérabilité sémantique gérant les terminologies d'interface au sein d'un espace de partage. IC - 25èmes Journées francophones d'Ingénierie des Connaissances, May 2014, Clermont-Ferrand, France. pp.75-86. (hal-01015196)
- [247] N'Guessan, B. G. (2016). Propositions de méthodologies pour la valorisation de la médecine traditionnelle fondées sur une ontologie (Doctoral dissertation, UNIVERSITE NANGUI ABROGOUA).
- [248] Teixeira, B., Santos, G., Pinto, T., Vale, Z., & Corchado, J. M. (2020). Application ontology for multi-agent and web-services' co-simulation in power and energy systems. *IEEE Access*, 8, 81129-81141.
- [249] C. Hildebrandt et al., "Ontology Building for Cyber–Physical Systems: Application in the Manufacturing Domain," in *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, vol. 17, no. 3, pp. 1266-1282, July 2020, doi: 10.1109/TASE.2020.2991777.
- [250] M. Mohammed, A. Romli and R. Mohamed, "Existing Semantic Ontology and its Challenges for Enhancing Interoperability in IoT Environment," 2021 International Conference on Software Engineering & Computer Systems and 4th International Conference on Computational Science and Information Management (ICSECS-ICOCSIM), 2021, pp. 22-26, doi: 10.1109/ICSECS52883.2021.00011.
- [251] Cimmino, A., Andreadou, N., Fernández-Izquierdo, A., Patsonakis, C., Tsolakis, A. C., Lucas, A., ... & García-Castro, R. (2020, September). Semantic interoperability for DR schemes employing the sgam framework. In 2020 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST) (pp. 1-6). IEEE.
- [252] V. H. Nguyen, Q. T. Tran, D. Picault, and Y. Besanger, "PPInterop Interopérabilité des plateformes PREDIS et PRISMES - Livrable 1 : État de l'art," G2Elab, CEA Ines, Grenoble, France, Livrable de projet, Sep. 2015.
- [253] Le, M. T., Tran, Q. T., Besanger, Y., Braconnier, T., Labonne, A., & Buttin, H. (2017, December). CIM compliant multiplatform approach for cyber-physical energy system assessment. In 2017 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia) (pp. 1-6). IEEE.
- [254] A. A. van der Meer et al., "Cyber-Physical Energy Systems Modeling, Test Specification, and Co-Simulation Based Testing," presented at the 2017 Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES), Pittsburgh, PA, USA, May 2017.
- [255] IEEE P2030 Working Group, IEEE Guide for Smart Grid Interoperability of Energy Technology and Information Technology Operation with the Electric Power System (EPS), End-Use Applications, and Loads. 2011.
- [256] M. Stevic et al., "Multi-site European framework for real-time co-simulation of power systems," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 11(17), 2017.
- [257] B. Lundstrom, S. Chakraborty, G. Lauss, R. Brundlinger, and R. Conklin, "Evaluation of System-Integrated Smart Grid Devices using Soft-ware and Hardware-in-the-loop.," presented at the IEEE ISGT NA 2016, Minneapolis, USA, Sep. 2016.
- [258] F. Marten, A. Mand, A. Bernard, B. K. Mielsch, and M. Vogt, "Result processing approaches for large smart grid co-simulations," in *Computer Science - Research and Development*, 2017, 2017.
- [259] W. Yu et al., "A Distributed Control Scheme of Microgrids in Energy Internet Paradigm and Its Multi-Site Implementation," *IEEE Trans. Ind. Inform.*, Feb. 2020.

- [260] L. Massel and A. Massel, "Ontologies as a Basis for Constructing Digital Twins in Energy," 2021 International Symposium on Knowledge, Ontology, and Theory (KNOTH), 2021, pp. 1-5, doi: 10.1109/KNOTH54462.2021.9685031.
- [261] M. Schluse, L. Atorf and J. Rossmann, "Experimentable digital twins for model-based systems engineering and simulation-based development," 2017 Annual IEEE International Systems Conference (SysCon), 2017, pp. 1-8, doi: 10.1109/SYSCON.2017.7934796.
- [262] VanDerHorn, E., & Mahadevan, S. (2021). Digital Twin: Generalization, characterization and implementation. *Decision Support Systems*, 145, 113524.
- [263] D. Syed, A. Zainab, A. Ghayeb, S. S. Refaat, H. Abu-Rub and O. Bouhali, "Smart Grid Big Data Analytics: Survey of Technologies, Techniques, and Applications," in *IEEE Access*, vol. 9, pp. 59564-59585, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3041178.
- [264] M. Ghorbanian, S. H. Dolatabadi and P. Siano, "Big Data Issues in Smart Grids: A Survey," in *IEEE Systems Journal*, vol. 13, no. 4, pp. 4158-4168, Dec. 2019, doi: 10.1109/JSYST.2019.2931879.
- [265] Antonopoulos, I., Robu, V., Couraud, B., Kirli, D., Norbu, S., Kiprakis, A., ... & Wattam, S. (2020). Artificial intelligence and machine learning approaches to energy demand-side response: A systematic review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 130, 109899.
- [266] Pitts, W., McCulloch, W.S. How we know universals the perception of auditory and visual forms. *Bulletin of Mathematical Biophysics* 9, 127–147 (1947). <https://doi.org/10.1007/BF02478291>
- [267] Von Neumann, J., & Morgenstern, O. (2007). *Theory of games and economic behavior*. In *Theory of games and economic behavior*. Princeton university press.
- [268] V. H. Nguyen, Q. T. Tran, Y. Besanger and A. Labonne, "Complementary business models for distribution system operator in a peer-to-peer electricity market," 2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEEIC/ICPSEurope51590.2021.9584532.
- [269] Bruno Meyer, Michel Jerosolimski, Marc Stubbe, « Outils de simulation dynamique des réseaux électriques », *Techniques de l'Ingénieur, traité Génie électrique*, D 4 120, novembre 1998
- [270] H. Doi, M. Goto, T. Kawai, S. Yokokawa and T. Suzuki, "Advanced power system analogue simulator," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 3, pp. 962-968, Aug. 1990, doi: 10.1109/59.65926.
- [271] Christophe Gombert. *Simulation temps-réel des dispositifs d'Electronique de Puissance dédiés aux réseaux d'énergie électrique*. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2005. Français. (tel-00171082)
- [272] Dan Ocnasu. *Modélisation, Commande et Simulation Temps-Réel Hybride des Systèmes de Génération Non Conventionnels*. Sciences de l'ingénieur [physics]. Université Joseph-Fourier - Grenoble I, 2008. Français. (tel-00339664)
- [273] I. Munteanu, A. I. Bratcu, S. Bacha, D. Roye and J. Guiraud, "Hardware-in-the-Loop-based Simulator for a Class of Variable-speed Wind Energy Conversion Systems: Design and Performance Assessment," in *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 25, no. 2, pp. 564-576, June 2010, doi: 10.1109/TEC.2010.2042218.
- [274] O. Crăciun, A. Florescu, S. Bacha, I. Munteanu and A. I. Bratcu, "Hardware-in-the-loop testing of PV control systems using RT-Lab simulator," *Proceedings of 14th International Power Electronics and Motion Control Conference EPE-PEMC 2010*, 2010, pp. S2-1-S2-6, doi: 10.1109/EPEPEMC.2010.5606595.

- [275] van Hoa Nguyen, Yvon Besanger, Tuan Tran Quoc, Nguyen Tung Lam, Cédric Boudinet, et al.. Real-Time Simulation and Hardware-in-the-Loop Approaches for Integrating Renewable Energy Sources into Smart Grids: Challenges & Actions . IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Asia 2017, Dec 2017, Auckland, New Zealand. (hal-01662735)
- [276] A. Spina, R. Palaniappan, D. Hilbrich, U. Häger and C. Rehtanz, "Comparison between CHIL simulation and hardware test of a Dynamic Power Flow Controller," 2017 IEEE Manchester PowerTech, 2017, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2017.7980968.
- [277] Y. Li, L. Fan, L. Bao and Z. Miao, "CHIL Testbed of Consensus Control-Based Battery Energy Storage Systems," 2020 52nd North American Power Symposium (NAPS), 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS50074.2021.9449815.
- [278] A. Florescu, S. Bacha, A. Rumeau, I. Munteanu and A. I. Bratcu, "PHIL simulation for validating power management strategies in all-electric vehicles," 2013 15th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), 2013, pp. 1-6, doi: 10.1109/EPE.2013.6634712.
- [279] L. Subramanian, V. Debusschere, H. B. Gooi and N. Hadjsaid, "A Distributed Model Predictive Control Framework for Grid-Friendly Distributed Energy Resources," in IEEE Transactions on Sustainable Energy, vol. 12, no. 1, pp. 727-738, Jan. 2021, doi: 10.1109/TSTE.2020.3018913.
- [280] D. X. Morales, R. D. Medina and Y. Besanger, "Proposal and requirements for a real-time hybrid simulator of the distribution network," 2015 CHILEAN Conference on Electrical, Electronics Engineering, Information and Communication Technologies (CHILECON), 2015, pp. 591-596, doi: 10.1109/Chilecon.2015.7400438.
- [281] Gouin, V., Alvarez-Hérault, M. C., & Raison, B. (2017). Innovative planning method for the construction of electrical distribution network master plans. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 10, 84-91.
- [282] Yu Wang, Tung Lam Nguyen, Mazheruddin Hussain Syed, Yan Xu, Efrén Guillo-Sansano, et al.. A distributed control scheme of microgrids in energy internet paradigm and its multisite implementation. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 2021, 17 (2), pp.1141--1153. (10.1109/TII.2020.2976830). (hal-03651644)
- [283] Montoya, J., Brandl, R., Vishwanath, K., Johnson, J., Darbali-Zamora, R., Summers, A., ... & Bründlinger, R. (2020). Advanced laboratory testing methods using real-time simulation and hardware-in-the-loop techniques: A survey of smart grid international research facility network activities. *Energies*, 13(12), 3267.
- [284] Heussen K, Steinbrink C, Abdulhadi IF, Nguyen VH, Degefa MZ, Merino J, Jensen TV, Guo H, Gehrke O, Bondy DEM, Babazadeh D, Prössl Andrén F, Strasser TI. ERIGrid Holistic Test Description for Validating Cyber-Physical Energy Systems. *Energies*. 2019; 12(14):2722. <https://doi.org/10.3390/en12142722>
- [285] Strasser, T. I., de Jong, E. C., & Sosnina, M. (2020). European guide to power system testing: the ERIGrid holistic approach for evaluating complex smart grid configurations (p. 132). Springer Nature.
- [286] <https://sginterop.g2elab.grenoble-inp.fr/login>, accès Juin 2022
- [287] S. K. Shahzad, M. Granitzer and D. Helic, "Ontological model driven GUI development: User Interface Ontology approach," 2011 6th International Conference on Computer Sciences and Convergence Information Technology (ICCIT), 2011, pp. 214-218.
- [288] <https://thingsboard.io/>, accès en Juin 2022
- [289] A. Seyedamir, B. R. Ferrer and J. L. Martinez Lastra, "An ISA-95 based Ontology for Manufacturing Systems Knowledge Description Extended with Semantic Rules," 2018

- IEEE 16th International Conference on Industrial Informatics (INDIN), 2018, pp. 374-380, doi: 10.1109/INDIN.2018.8471929.
- [290] I. Villanueva-Miranda, H. Nazeran and R. Martinek, "A Semantic Interoperability Approach to Heterogeneous Internet of Medical Things (IoMT) Platforms," 2018 IEEE 20th International Conference on e-Health Networking, Applications and Services (Healthcom), 2018, pp. 1-5, doi: 10.1109/HealthCom.2018.8531103.
- [291] E. Kotsakis, A. Lucas, N. Andreadou, G. Fulli and M. Masera, "Recent research conducted at the SGILab towards an efficient and interoperable smart grid," 2018 AEIT International Annual Conference, 2018, pp. 1-6, doi: 10.23919/AEIT.2018.8577412.
- [292] C. Siaterlis, B. Genge and M. Hohenadel, "EPIC: A Testbed for Scientifically Rigorous Cyber-Physical Security Experimentation," in IEEE Transactions on Emerging Topics in Computing, vol. 1, no. 2, pp. 319-330, Dec. 2013, doi: 10.1109/TETC.2013.2287188.
- [293] Van Hoa Nguyen, Quoc Tuan Tran, Yvon Besanger, SCADA as a service approach for interoperability of micro-grid platforms, Sustainable Energy, Grids and Networks, Volume 8, 2016, Pages 26-36, ISSN 2352-4677, <https://doi.org/10.1016/j.segan.2016.08.001>.
- [294] N. Van Hoa, Y. Besanger and Q. T. Tran, "Novel hybrid cloud based SCADA approach for interoperability of micro-grid platforms," 2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT), 2016, pp. 1-5, doi: 10.1109/ISGT.2016.7781214.
- [295] J. Engländer, L. Wenger, Y. Kledzinski, T. Schmid, V. Zeller and V. Stich, "A methodology to realize energy-related use cases for a cloud-based smart energy management," 2019 IEEE International Conference on Smart Cloud (SmartCloud), 2019, pp. 19-24, doi: 10.1109/SmartCloud.2019.00013.
- [296] A. B. Risco, R. I. González Salinas, A. O. Guerrero and D. L. Barrera Esparta, "IoT-based SCADA System for Smart Grid Stability Monitoring using Machine Learning Algorithms," 2021 IEEE XXVIII International Conference on Electronics, Electrical Engineering and Computing (INTERCON), 2021, pp. 1-4, doi: 10.1109/INTERCON52678.2021.9532668
- [297] P. Church et al., "Moving SCADA Systems to IaaS Clouds," 2015 IEEE International Conference on Smart City/SocialCom/SustainCom (SmartCity), 2015, pp. 908-914, doi: 10.1109/SmartCity.2015.186.
- [298] <https://www.msh-alpes.fr/plateformes/pud-ga>