HAL
open science

Vers une gestion décentralisée des données des réseaux de capteurs dans le contexte des smart grids

Natalie Matta

To cite this version:

Natalie Matta. Vers une gestion décentralisée des données des réseaux de capteurs dans le contexte des smart grids. Réseaux et télécommunications [cs.NI]. Université de Technologie de Troyes; Université Libanaise, 2014. Français. NNT : 2014TROY0010 . tel-03356052

HAL Id: tel-03356052

https://theses.hal.science/tel-03356052v1

Submitted on 27 Sep 2021

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
de doctorat
de l'UTT

Natalie MATTA

Vers une gestion décentralisée des données des réseaux de capteurs dans le contexte des smart grids

Spécialité :
Réseaux, Connaissances, Organisations

2014TROY0010

Année 2014

Thèse en cotutelle avec l'Université Libanaise - Beyrouth - Liban

Université Libanaise
École Doctorale
Sciences et Technologies

utt
université de technologie
Troyes

THESE

pour l'obtention du grade de

DOCTEUR de l'UNIVERSITE DE TECHNOLOGIE DE TROYES

Spécialité : RESEAUX, CONNAISSANCES, ORGANISATIONS

présentée et soutenue par

Natalie MATTA

le 20 mars 2014

Vers une gestion décentralisée des données des réseaux de capteurs dans le contexte des smart grids

JURY

M. M. DIAS DE AMORIM	DIRECTEUR DE RECHERCHE CNRS	Président
M. Y. GHAMRI-DOUDANE	PROFESSEUR DES UNIVERSITES	Rapporteur
M. A. JRAD	PROFESSEUR	Directeur de thèse
Mme R. KILANY	PROFESSEUR ASSOCIE	Examinateur
Mme F. KRIEF	PROFESSEUR DES UNIVERSITES	Rapporteur
Mme L. MERGHEM-BOULAHIA	MAITRE DE CONFERENCES - HDR	Directrice de thèse
Mme R. RAHIM-AMOUD	ENSEIGNANTE CHERCHEUSE	Directrice de thèse

A ma très chère grand-mère Melvina

Remerciements

"*It is good to have an end to journey toward ; but it is the journey that matters, in the end*" (Ernest Hemingway). Ce manuscrit marque la fin de mon parcours en thèse de doctorat, une expérience particulière que j'ai vécue entre Troyes, Beyrouth et Tripoli. En cette fin de thèse, je souhaite adresser mes remerciements à de nombreuses personnes qui ont enrichi mon parcours et rendu ce travail possible par leur aide, leur soutien et leur amitié.

Mes premiers remerciements vont à mes trois co-directeurs de thèse pour la confiance qu'ils m'ont accordée en acceptant d'encadrer ce travail. Je les remercie pour m'avoir guidée durant les différentes étapes pour ainsi mieux appréhender ce que représente un travail de recherche. Je remercie Leila Merghem-Boulahia pour avoir cru en moi, pour sa disponibilité, ses nombreux conseils avisés et son soutien durant les périodes de doute. Je remercie Rana Rahim-Amoud qui m'a encadrée avec enthousiasme et m'a accompagnée par ses conseils précieux depuis le début de ce travail. Merci à Akil Jrad pour sa présence encourageante.

Mes profonds remerciements vont à Francine Krief et Yacine Ghamri-Doudane, rapporteurs et membres du jury, pour la lecture approfondie et l'évaluation de cette thèse. Je remercie également Rima Kilany et Marcelo Dias De Amorim qui ont accepté d'évaluer ce travail en tant que membres du jury.

Depuis le début de cette thèse, j'ai été acceuillie au sein du laboratoire ERA à l'UTT. Je remercie Dominique Gaïti ainsi que tous les membres de l'équipe pour leur acceuil chaleureux. Mes remerciements vont également à Mohamad Khalil et à Hassan Amoud pour m'avoir respectivement acceuillie au centre Azm et au Campus Numérique Francophone du Liban Nord, à Tripoli. Merci aux membres du centre et du campus pour m'avoir réservé un acceuil chaleureux. J'associe à mes

remerciements Stéphanie Jacotin et Christine Henry, secrétaires du Pôle HETIC à l'UTT, pour leur gentillesse, leur efficacité, leur disponibilité et le soutien qu'elles m'ont apporté.

Je souhaite exprimer ma profonde gratitude au directeur de l'école doctorale de l'UTT Régis Lengellé, sans qui cette cotutelle n'aurait pas vu le jour, ainsi qu'à Pascale Denis pour sa disponibilité, sa compétence et son aide. Merci également à Thérèse Kazarian et Isabelle Leclercq. Je remercie de même la doyenne de l'école doctorale de l'UL Zeinab Saad pour avoir mis en place la convention de thèse en cotutelle du réseau UT-INSA avec l'UL, ainsi que son assistante Zeinab Ibrahim pour son aide précieuse.

Merci aussi aux collègues et amis rencontrés à Troyes au cours de ces quelques années qui m'ont apportés de nombreux moments de détente et sans qui mes longs séjours à Troyes n'auraient pas eu le même goût. Merci à mes amis qui m'ont toujours encouragée et soutenue.

Je garde une place particulière pour toute ma famille. Merci à mes parents Thérèse et Gebran, mon frère Patrick, ma grand-mère Melvina et ma tante Liliane qui durant toute cette aventure n'ont cessé de m'encourager. Je remercie mon fiancé Elie pour son amour sans limites, sa grande confiance et son constant encouragement. Je les remercie infiniment pour leur soutien indéfectible, leurs encouragements et leur affection continue. Sans vous, ce travail n'aurait jamais vu le jour.

Natalie MATTA

Table des matières

Résumé **xv**

Abstract **xvii**

Introduction générale **1**

1 Les réseaux électriques intelligents **7**

1.1 Introduction 8
1.2 Fonctionnement du réseau électrique 9
1.3 Un réseau électrique dynamique : caractéristiques et fonctionnalités 12
1.3.1 Qu'est-ce qu'un smart grid ? 12
1.3.2 Besoins et exigences attendus des smart grids 15
1.3.3 Caractéristiques et fonctionnalités d'un smart grid 16
1.3.3.1 Un nouveau type de consommateurs 17
1.3.3.2 Intégration des véhicules électriques 19
1.3.3.3 Gestion de la génération distribuée et du stockage . 20
1.3.3.4 Un réseau autonome 21
1.3.3.5 Systèmes de surveillance et de contrôle 21
1.3.3.6 Infrastructure de compteurs intelligents 22
1.3.3.7 Gestion de la demande 23
1.4 Les outils au service des smart grids 23
1.4.1 Les réseaux d'information et de communication 24
1.4.1.1 Les réseaux d'information 24
1.4.1.2 Les technologies de communication 26
1.4.2 Les Systèmes Multi-Agents 30
1.4.2.1 Introduction aux SMAs 31
1.4.2.2 Utilisation des SMAs dans les smart grids 34

1.5 Conclusion 37

2 Le rôle des réseaux de capteurs sans fil dans les smart grids 39

2.1 Introduction 40

2.1.1 Définition d'un RCSF 40

2.1.2 L'agrégation de données dans les RCSFs 42

2.2 Les réseaux de capteurs et les smart grids 44

2.2.1 L'utilisation des RCSFs dans les smart grids 45

2.2.2 La surveillance et le contrôle des réseaux de transmission et de distribution 46

2.2.3 Les opportunités côtés production et consommation 48

2.2.3.1 La surveillance des installations de production . . . 48

2.2.3.2 La gestion de l'énergie pour le résidentiel 49

2.2.3.3 La lecture automatique sans fil des compteurs . . . 49

2.2.3.4 L'intégration des véhicules électriques 50

2.3 L'agrégation de données dans les smart grids 51

2.3.1 L'agrégation de données et les problématiques de sécurité . . 52

2.3.2 L'agrégation de données et les réseaux de capteurs 54

2.4 Conclusion 57

3 Gestion des données des réseaux de capteurs dans le réseau de distribution d'un smart grid : problématiques identifiées et solution proposée 59

3.1 Introduction 60

3.2 Architecture globale pour la gestion décentralisée des données et de l'énergie d'un smart grid 60

3.2.1 Les SMAs pour la gestion des données et de l'énergie d'un smart grid 61

3.2.2 Contexte de travail : gestion des données dans le réseau de distribution d'un smart grid 63

3.2.3 Besoins de gestion et de pilotage du réseau de distribution d'un smart grid 63

3.3 Gestion des données dans un smart grid : problématiques 66

3.4 Vers une approche décentralisée 67

3.4.1 Objectifs d'une gestion efficace des données 67

3.4.2 Limites des travaux existants 68

3.4.3 Les agents-capteurs *SmartSens* 69

3.5 Conclusion 71

4 PriBaCC : Approche d'agrégation de données dans les RCSFs déployés pour les applications de surveillance et de contrôle 73
4.1 Introduction 74
4.2 Scénario d'application : le cas d'une sous-station 74
4.3 PriBaCC : traitement de données pour les applications de surveillance des réseaux de capteurs 77
4.3.1 Description de la méthode adoptée 78
4.3.2 Communication basée sur les priorités 78
4.3.3 Communication coopérative 79
4.3.4 Phase 1 : Evaluation de l'importance des données 84
4.3.5 Phase 2 : Sélection du schéma de communication 84
4.4 Evaluation des performances de PriBaCC 86
4.4.1 Configuration des simulations 87
4.4.2 Approches comparées et critères de performances 89
4.4.3 Analyse des résultats 91
4.4.3.1 Nombre moyen de messages envoyés par nœud . . . 91
4.4.3.2 Consommation moyenne d'énergie par nœud 93
4.4.3.3 Délai moyen de bout-en-bout 95
4.4.3.4 Impact de la coopération entre agents 97
4.5 Conclusion 98

5 CoDA : Approche d'agrégation de données dans l'infrastructure de compteurs intelligents 101
5.1 Introduction 102
5.1.1 Contexte 102
5.2 Scénario d'application : le cas d'une zone résidentielle 103
5.3 CoDA : approche d'agrégation basée sur la corrélation pour la gestion des données de surveillance dans l'AMI 105
5.3.1 Aperçu des principes de la logique floue 106
5.3.2 Critères de décision 107
5.3.3 Messages de corrélation 110
5.4 Evaluation des performances de CoDA 112
5.4.1 Configuration des simulations 112
5.4.2 Approches comparées et critères de performance 113
5.4.3 Agrégation statique 115
5.4.3.1 Analyse des résultats 115
5.4.3.2 Discussion 117
5.4.4 Agrégation dynamique 120
5.4.4.1 Analyse des résultats 121
5.4.4.2 Discussion 123
5.4.5 Variante CoDA-hybride 124

5.5 Conclusion 127

Conclusion générale **129**

Perspectives **133**

Glossaire **135**

Liste des publications **137**

Bibliographie **139**

Table des figures

1.1 Illustration du réseau électrique : de la production à la consommation 10
1.2 Vue d'ensemble du réseau électrique français (adaptée de [1]) 11
1.3 Le réseau électrique physique se double d'un réseau d'information et de communication 13
1.4 Les couches d'un smart grid 14
1.5 Les relations et interactions entre les domaines d'un smart grid [2] . 16
1.6 Les concepts clés autour d'un smart grid 18
1.7 Les réseaux informatiques pour l'échange de données dans un smart grid [2] 25
1.8 L'architecture multi-tiers de Trilliant pour les communications au sein d'un smart grid (adaptée de [3]) 26
1.9 Illustration des principaux niveaux des réseaux d'information, des applications typiques qui en font usage et des technologies de communication qui pourraient y être utilisées 30
1.10 Architecture d'un agent : perception, décision et action 32

2.1 Les principaux éléments d'un nœud capteur 41
2.2 Abstraction du réseau AMI considéré par Bartoli *et al.* [4] (adaptée) 53

3.1 Double niveau de déploiement des agents pour la gestion des données et de l'énergie d'un smart grid 62
3.2 Double niveau d'utilisation des agents dans un smart grid : le plan de collecte de données et le plan d'exploitation de données 64
3.3 Illustration de l'agent *SmartSens* 70

4.1 Les capteurs sur un tranformateur surveillant plusieurs paramètres [5] (adaptée) 76
4.2 Le chemin de la puissance dans une sous-station de distribution [6] . 77

4.3 Les étapes de l'algorithme PriBaCC 78
4.4 Illustration du RCSF dans une sous-station 79
4.5 Diagramme de l'algorithme de coopération avec polling pour CoopComm 81
4.6 Diagramme de l'algorithme de l'initiateur de poll pour CoopComm 82
4.7 Un exemple d'échange de messages entre les agents 83
4.8 Exemples illustratifs de messages de coopération 86
4.9 Diagramme d'état d'un agent *SmartSens* dont le comportement est régi par PriBaCC 88
4.10 Nombre moyen de messages envoyés par nœud (Réseau A) 92
4.11 Pourcentage de réduction du nombre moyen de messages envoyés par nœud 93
4.12 Nombre moyen de messages envoyés par nœud (Réseau B) 93
4.13 Consommation d'énergie moyenne par nœud (Réseau B) 94
4.14 Consommation d'énergie moyenne par nœud (Réseau B) 94
4.15 Délai moyen de communication (Réseau B) 95
4.16 Délai moyen de communication en fonction du nombre de sauts jusqu'au sink (Réseau B) 96
4.17 Délai moyen de communication (Réseau B) 96
4.18 Pourcentage de réduction du nombre de messages envoyés par rapport à VR 98
4.19 Délai de communication 98

5.1 Illustration du scénario considéré 105
5.2 Principaux composants d'un système de logique floue 107
5.3 Modèle du FLS proposé 108
5.4 Fonctions d'appartenance des entrées et sortie de notre FLS 109
5.5 Exemple de fuzzification de la variable en entrée *distance* 109
5.6 Exemple de corrélation suite à une perturbation 111
5.7 Charge utile d'un message d'agrégation en fonction du nombre de paquets-compteurs agrégés dont la taille est de 20 octets 115
5.8 Messages envoyés par le concentrateur en fonction du pourcentage de données corrélées présentes dans le réseau 116
5.9 Nombre de messages envoyés par le concentrateur en fonction du nombre de paquets-compteurs agrégés 117
5.10 Nombre de messages envoyés par le concentrateur en fonction du nombre de compteurs qui lui sont rattachés 118
5.11 Nombre de messages envoyés par le concentrateur en fonction du nombre de compteurs qui lui sont rattachés 120
5.12 Latence moyenne des données (depuis un compteurs jusqu'à la passerelle) 120

5.13 Nombre de paquets-compteurs agrégés par message 121
5.14 Messages envoyés par le concentrateur 122
5.15 Latence 123
5.16 Comparaison des cas d'agrégation statique et dynamique (avec un timeout de 10 ms) 125
5.17 Comparaison du pourcentage de réduction du nombre de messages envoyés par le concentrateur en fonction du nombre de compteurs . 126
5.18 Comparaison du pourcentage de réduction moyen du nombre de messages envoyés par le concentrateur en fonction du pourcentage de données corrélées (pour 100 compteurs) 127
5.19 Comparaison du délai de transmission 127

Liste des tableaux

1.1 Les sept domaines d'un smart grid et leurs acteurs selon le NIST . . 15
1.2 Exemples des techniques SMAs utilisées dans les smart grids 36

2.1 Récapitulatif des applications des RCSFs dans les smart grids . . . 50

3.1 Principales caractéristiques des données recueillies par les RCSFs et l'AMI dans un smart grid 72

4.1 Exemple d'évaluation de priorités 84
4.2 Les priorités considérées et leur schéma de communication associé . 85
4.3 Principaux paramètres de simulation 90

5.1 Base de règles floues de notre FLS 110
5.2 Principaux paramètres de simulation 113

Résumé

Cette thèse s'intéresse à la gestion décentralisée des données récoltées par les réseaux de capteurs sans fil dans le contexte des réseaux électriques intelligents (*smart grids*). Nous proposons ainsi une architecture décentralisée basée sur les systèmes multi-agents pour la gestion des données et de l'énergie dans un smart grid. En particulier, nos travaux traitent de la gestion des données des réseaux de capteurs déployés dans le réseau de distribution d'un smart grid et ont pour objectif de lever deux verrous essentiels : (1) l'identification et la détection de défaillances et de changements nécessitant une prise de décision et la mise en œuvre des actions correspondantes ; (2) la gestion des grandes quantités de données qui seront récoltées suite à la prolifération des capteurs et autres entités de captage tels que les compteurs communicants. La gestion de ces informations peut faire appel à plusieurs méthodes, dont l'agrégation des paquets de données sur laquelle nous nous focalisons dans cette thèse. Pour ce faire, nous proposons d'agréger (PriBaCC) et/ou de corréler (CoDA) le contenu de ces paquets de données de manière décentralisée. Ainsi, le traitement de ces données s'effectuera plus rapidement et par voie de conséquence aboutira à une prise de décision rapide et efficace concernant la gestion de l'énergie. La validation par simulation de nos contributions (PriBaCC et CoDA) a montré que celles-ci répondent aux enjeux identifiés, notamment en réduisant le volume des données à gérer et le délai de communication des données prioritaires.

Mots-clés : Agrégation de données ; Infrastructure de compteurs intelligents ; Réseaux de capteurs sans fil ; Réseaux électriques intelligents ; Systèmes multi-agents.

Abstract

This thesis focuses on the decentralized management of data collected by wireless sensor networks which are deployed in a smart grid, i.e. the evolved new generation electricity network. It proposes a decentralized architecture based on multi-agent systems for both data and energy management in the smart grid. In particular, our works deal with data management of sensor networks which are deployed in the distribution electric subsystem of a smart grid. They aim at answering two key challenges : (1) detection and identification of failure and disturbances requiring swift reporting and appropriate reactions ; (2) efficient management of the growing volume of data caused by the proliferation of sensors and other sensing entities such as smart meters. The management of this data can call upon several methods, including the aggregation of data packets on which we focus in this thesis. To this end, we propose to aggregate (PriBaCC) and/or to correlate (CoDA) the contents of these data packets in a decentralized manner. Data processing will thus be done faster, consequently leading to rapid and efficient decision-making concerning energy management. The validation of our contributions by means of simulation has shown that they meet the identified challenges. It has also put forward their enhancements with respect to other existing approaches, particularly in terms of reducing data volume as well as transmission delay of high priority data.

Keywords : Data aggregation ; Advanced metering infrastructure ; Wireless sensor networks ; Smart grids ; Multi-agent systems.

Introduction générale

Les réseaux électriques actuels sont destinés à connaître une profonde mutation dans les prochaines années. La nouvelle génération du réseau électrique, i.e. le réseau électrique intelligent ou *smart grid*, se caractérise par une couche d'information et de communication rendant les différents composants du réseau communicants. Par ailleurs, les smart grids intègrent les énergies renouvelables intermittentes et distribuées ainsi que de nouveaux usages électriques tels que les véhicules électriques, le stockage de l'énergie, la maîtrise de la demande et se préoccupent de l'optimisation de l'efficacité des réseaux, tout en ayant comme souci principal le maintien de l'équilibre entre production et consommation.

La modernisation du réseau électrique passe par la surveillance, la protection et le contrôle de ses différents composants. En effet, le gestionnaire du réseau doit être en mesure d'isoler les sections de réseau en défaut et de piloter à distance la reconfiguration de certaines branches de réseau selon les incidents encourus. D'autre part, la gestion et le pilotage des réseaux électriques nécessitent la mise en œuvre de systèmes de contrôle en temps réel au niveau des réseaux de transport et de distribution. Ces systèmes se basent sur les informations fournies par les capteurs répartis dans le réseau électrique.

En examinant de plus près les besoins d'un réseau de distribution électrique intelligent, nous pouvons identifier, entre autres, la nécessité d'améliorer la conduite et l'exploitation du réseau ainsi que l'optimisation de la durée de vie et de la disponibilité des différents équipements installés sur le réseau. Pour ce faire, le

gestionnaire du réseau doit être capable d'abord de collecter des données à partir de ces équipements. Ces données seront ensuite analysées pour détecter les défauts et des actions appropriées devront être prises pour limiter la propagation des incidents et réduire le temps des interruptions de service.

La mise en place de ces fonctionnalités nécessite, entre autres, le déploiement de réseaux de capteurs sans fil dans les réseaux de distribution électriques. Du côté des consommateurs, ce sont les réseaux de compteurs intelligents ou *smart meters* qui seront déployés. En effet, ces compteurs sont capables de fournir deux types de données : (1) les données de comptage permettant la facturation, la modélisation des usages, la mise en place des programmes d'effacement de la charge, etc. ; (2) et les données relatives au fonctionnement du réseau électrique permettant de détecter les défauts, les fluctuations de tension et les pannes. Dans tous les cas, les informations collectées par ces réseaux devront être traitées, analysées et agrégées, si nécessaire, afin de mettre en place un système de surveillance et de contrôle efficace et décentralisé.

Dans le contexte actuel de l'application des réseaux de capteurs dans les smart grids, une des problématiques importantes qui se pose est celle de la gestion des informations collectées par ces réseaux. En effet, deux verrous essentiels doivent être levés afin que le déploiement des réseaux de capteurs soit rentable : (1) l'identification et la détection de défaillances et de changements nécessitant une prise de décision et la mise en œuvre des actions permettant de limiter les dommages et de revenir à un état de fonctionnement stable ; (2) la gestion des grandes quantités de données qui seront récoltées suite à la prolifération des capteurs et autres entités de captage tels que les compteurs communicants. La gestion de ces informations peut faire appel à plusieurs méthodes, dont l'agrégation des paquets de données sur laquelle nous nous focalisons dans cette thèse.

Nous proposons une solution à base de systèmes multi-agents (SMA) permettant d'agréger les données en intégrant des agents au sein des capteurs sans fil et des compteurs intelligents. Le but étant de réduire la quantité de données circulant sur le réseau en agrégeant et/ou corrélant le contenu de ces paquets de données de manière décentralisée. Ainsi, le traitement de ces données s'effectuera plus rapidement et par voie de conséquence aboutira à une prise de décision rapide et efficace concernant la gestion de l'énergie. L'utilisation des SMAs apporte les caractéris-

tiques d'autonomie et de décentralisation nécessaires pour la gestion et le contrôle d'un smart grid.

Afin d'atteindre les objectifs définis ci-dessus, nous proposons dans cette thèse deux solutions d'agrégation des données de surveillance dans le réseau de distribution d'un smart grid, la première (PriBaCC, *Priority-Based Cooperative Communications*) étant adaptée aux réseaux de capteurs sans fil (RCSFs) et la deuxième (CoDA, *Correlation-based Data Aggregation*) appliquée à l'infrastructure de compteurs intelligents.

Notre première contribution, PriBaCC, se base sur des agents incorporés au sein des capteurs et consiste à évaluer l'importance des données détectées avant de décider du schéma de communication selon lequel ces données seront transmises au nœud sink. Deux schémas de communication ont été définis dont un schéma basé sur la coopération multi-agents. PriBaCC permet le traitement local des données collectées aidant ainsi à la mise en place d'un système de contrôle décentralisé, ce qui favorise une réaction locale et rapide lorsqu'un incident est détecté. PriBaCC permet également de réduire la consommation énergétique des nœuds capteurs en réduisant le volume de donnés échangées et par conséquence d'augmenter leur durée de vie. Enfin, PriBaCC réduit la quantité de données transmises par le sink à l'agence de conduite du gestionnaire requiérant ainsi moins de bande passante, moins d'espace de stockage et un temps de traitement réduit vu que seules les informations importantes sont envoyées. PriBaCC apporte ainsi un premier niveau de réduction du volume de données, constituant un premier pas vers la gestion du problème de déluge des données dans les futurs réseaux électriques.

Notre deuxième contribution, CoDA, s'intéresse à l'agrégation des données de surveillance dans l'infrastructure de compteurs intelligents. Ces données seront remontées à la sous-station correspondante afin d'être intégrées avec les données collectées par le RCSF où nous appliquons PriBaCC. Notre agent incorporé dans le concentrateur de la zone concernée se charge d'évaluer, à l'aide d'un système basé sur la logique floue, le degré de corrélation entre les données qu'il reçoit des compteurs intelligents. Il décide alors de les agréger dans un message de corrélation, ou de les concaténer dans un même et seul message, avant de les communiquer à la sous-station de distribution à laquelle il est rattaché. CoDA permet ainsi de réduire

le volume du trafic et l'overhead sur le lien de communication entre le concentrateur et la sous-station. En outre, l'introduction de la composante de décision au niveau du concentrateur rend le réseau de distribution électrique plus intelligent et proactif, un atout dont maintes applications peuvent bénéficier. En combinant ces données avec celles collectées par le RCSF déployé dans la sous-station concernée, des décisions peuvent ainsi être prises de manière décentralisée au niveau d'une zone ou d'un réseau de distribution donnés.

Ce manuscrit est divisé en cinq chapitres. Le premier chapitre introduit le concept des smart grids, présente leurs caractéristiques et fonctionnalités, ainsi que les outils provenant du domaine des TICs qui sont au service des réseaux électriques intelligents.

Le deuxième chapitre s'intéresse au rôle des réseaux de capteurs dans les smart grids. Il introduit les réseaux de capteurs sans fil et montre comment ceux-ci sont intégrés au sein des réseaux électriques intelligents. Ce chapitre met également l'accent sur l'état de l'art de l'utilisation de l'agrégation de données dans les smart grids.

Dans le troisième chapitre, nous exposons une architecture de gestion d'un smart grid décentralisée et basée sur une approche multi-agents. Nous préconisons en effet un double niveau de déploiement des agents pour la gestion des données et de l'énergie dans un smart grid. D'une part, des agents-capteurs ont pour tâche d'acheminer les paquets de données des capteurs et compteurs intelligents et d'autre part, des agents-grids assurent l'équilibre production-consommation. Dans cette thèse, nous nous focalisons sur le premier niveau qui concerne le traitement des données récoltées par les entités de captage à l'échelle du réseau de distribution d'un smart grid ; nous introduisons alors nos agents-capteurs *SmartSens* en précisant leur architecture.

Le quatrième chapitre est dédié à notre première contribution PriBaCC. Nous introduisons notre approche d'agrégation de données dans les RCSFs déployés pour les applications de surveillance et de contrôle en considérant le cas d'une sous-station de distribution. Nous exposons les détails de notre approche et présentons les résultats de son évaluation. En résumé, les résultats ont montré que PriBaCC réussit à réduire le nombre de messages envoyés par les nœuds, sans pour

autant négliger les informations, surout celles qui sont critiques et importantes. Les données urgentes sont notamment communiquées avec un délai minimal. Ceci a impliqué également une moindre consommation énergétique au niveau des capteurs qui envoient désormais moins de messages.

Le cinquième chapitre présente notre deuxième contribution CoDA qui s'intéresse à l'agrégation de données de surveillance dans l'infrastructure de compteurs intelligents. Notre approche est détaillée et évaluée dans ce chapitre. Nous exposons comment notre agent incorporé dans le concentrateur d'une zone résidentielle se charge d'évaluer, à l'aide d'un système basé sur la logique floue, la corrélation entre les données qu'il reçoit des compteurs intelligents. Il décide alors de les agréger, si c'est pertinent, dans un message de corrélation ou de les concaténer, avant de les communiquer à la sous-station de distribution à laquelle il est rattaché afin que ces données soient intégrées avec celles collectées par le RCSF, déployé dans la sous-station en question, et acheminées au sink à l'aide de PriBaCC.

A la fin de ce manuscrit, nous tirons nos conclusions et présentons les perspectives que nous avons identifiées afin d'enrichir ce travail.

CHAPITRE 1

Les réseaux électriques intelligents

Sommaire

1.1 Introduction **8**
1.2 Fonctionnement du réseau électrique **9**
1.3 Un réseau électrique dynamique : caractéristiques et fonctionnalités **12**
1.3.1 Qu'est-ce qu'un smart grid ? 12
1.3.2 Besoins et exigences attendus des smart grids 15
1.3.3 Caractéristiques et fonctionnalités d'un smart grid . . . 16
1.4 Les outils au service des smart grids **23**
1.4.1 Les réseaux d'information et de communication 24
1.4.2 Les Systèmes Multi-Agents 30
1.5 Conclusion **37**

1.1 Introduction

L'appelation "smart grid" ou "réseau électrique intelligent" fait référence à la prochaine génération des réseaux électriques.

Le smart grid s'impose comme une réponse aux évolutions du marché de l'électricité. En effet, la demande de puissance augmente de manière considérable dans les pays développés et en voie de développement. En 2030, une augmentation de 50% et de 40% de la consommation d'énergie est attendue aux Etats-Unis et en Europe respectivement. Elle devrait tripler en Chine et en Inde et doubler au niveau mondial [7]. Cette augmentation doit être prise en compte et la qualité de service (pas d'interruptions, pas de variations de tension, etc.) doit être maintenue. En outre, la disponibilité des carburants ne peut plus être considérée comme acquise face à la demande toujours croissante de l'énergie [8]. Même si ces ressources étaient disponibles, et que le pic pétrolier (*peak oil*) est évité, l'impact à long terme des émissions de carbone dues aux combustibles fossiles endommagerait le climat mondial [8].

C'est pourquoi, il y a actuellement un consensus mondial sur la nécessité d'accroître l'efficacité énergétique, de stimuler l'utilisation des sources d'énergie renouvelables et de réduire les émissions de CO_2. Ainsi, nous assistons à l'introduction des véhicules électriques sur le marché et à la prolifération de l'utilisation de sources d'énergie durables comme l'énergie éolienne, solaire et marémotrice. Les directives adoptées par l'UE en 2008 imposent notamment que les énergies renouvelables constituent, d'ici 2020, 20% de la totalité des sources d'énergie et la solution pour respecter ces directives se trouve dans la mise en œuvre des smart grids qui rendent le réseau électrique plus flexible et apte à intégrer facilement de nouvelles sources d'énergie [9].

Néanmoins, l'intégration des véhicules électriques augmentera la demande en électricité, tandis que les énergies renouvelables nécessiteront une gestion efficace des sources de production hétérogènes afin de répondre à cette demande. Ceci représente, en effet, une partie des défis à relever par les smart grids.

D'un point de vue architectural, le smart grid consiste à superposer sur le réseau électrique physique un réseau de communication utilisant les outils issus du

domaine des TICs (Technologies de l'Information et de la Communication). Le réseau électrique devient donc communicant avec des éléments reliés non seulement physiquement par des lignes haute, moyenne et basse tension, mais également virtuellement par l'intermédiaire de compteurs et autres appareils communicants. Ceci permettra, entre autres, à un fournisseur de services public et à ses consommateurs de surveiller en permanence et d'ajuster la consommation d'électricité. Le smart grid est aussi caractérisé par une panoplie de fonctionnalités et d'applications qui sont rendues possibles par l'utilisation des TICs et qui ajoutent une valeur au réseau électrique.

Dans ce chapitre, nous exposerons l'architecture du réseau électrique avant de détailler les caractéristiques et fonctionnalités d'un smart grid. Par la suite, nous introduirons les technologies et outils qui seront utilisés au sein du smart grid, tels que les réseaux d'information et de communication et les systèmes multi-agents.

1.2 Fonctionnement du réseau électrique

Un réseau électrique est décomposé en quatre sous-systèmes associés à des niveaux de tension différents : la production, la transmission, la distribution et la consommation [10].

- La production de l'énergie électrique consiste à transformer les énergies convertibles en énergie électrique à moyenne tension. L'ensemble des énergies convertibles peut être divisé en deux grandes parties : d'une part, les sources d'énergie non renouvelables telles que le charbon, le fuel, les combustibles fossiles et le nucléaire, et d'autre part, les sources d'énergie renouvelables telles que l'énergie solaire, éolienne, hydrolique, marémotrice et houlomotrice.
- Les réseaux de transport et de distribution (T&D) transportent l'énergie électrique des points de production aux consommateurs, à très haute, haute et moyenne tension. L'énergie est transportée sous la forme de systèmes triphasés de tensions (sinusoïdales) dont les caractéristiques sont : la fréquence (50 Hz ou 60 Hz), les niveaux de tension normalisés (HTB et HTA) et les couplages des terminaisons (triangle ou étoile).
- Les consommateurs, particuliers et entreprises utilisent l'électricté à basse

tension (BT).

L'électricité produite par les centrales est d'abord acheminée par les réseaux de transmission sur de longues distances dans des lignes à haute et très haute tension (HTB) jusqu'aux postes d'interconnexion. Elle est ensuite transformée en électricité dans le domaine haute tension A (HTA) pour pouvoir être acheminée par le réseau de distribution. Une fois sur le réseau de distribution, l'électricité haute tension HTA alimente directement les clients industriels. Avant d'être livrée chez les autres clients, elle est convertie en basse tension (BT) par des postes de transformation situés sur les poteaux électriques [1] (cf. figure 1.1). La figure 1.2 montre une vue d'ensemble du réseau électrique français tel que présenté par ERDF [1].

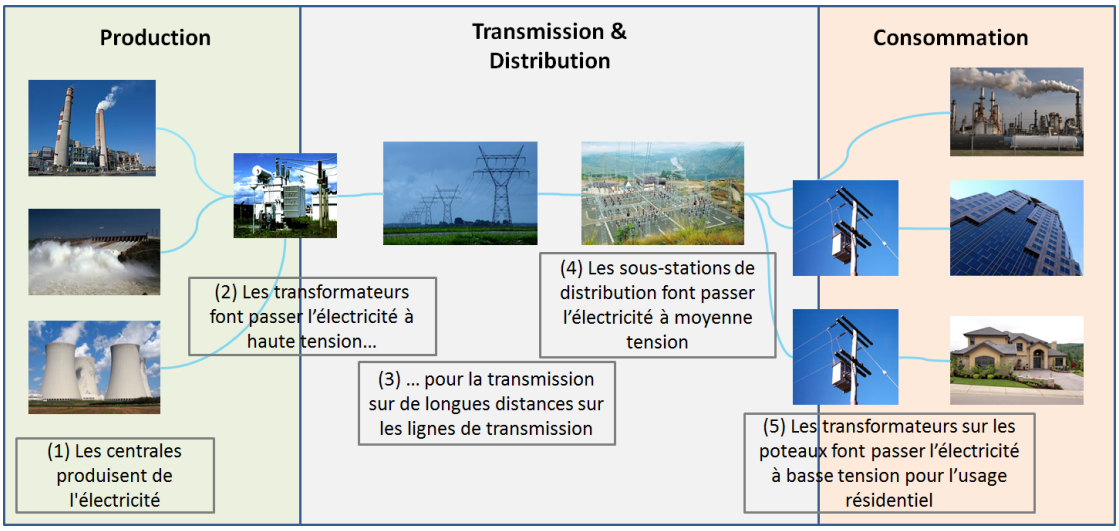


FIGURE 1.1 – Illustration du réseau électrique : de la production à la consommation

Outre les lignes de transmission, des composants tels que les transformateurs et les commutateurs jouent un rôle crucial dans le processus d'acheminement de l'électricité depuis les stations de production jusqu'aux consommateurs. Regroupés à des niveaux bien déterminés du réseau, ces composants se trouvent dans ce qui est appelé une sous-station ou un poste électrique. Les sous-stations font donc partie d'un réseau électrique de T&D ; elles y sont présentes à différents niveaux (transmission, distribution) et varient en taille (quelques dizaines de mètres jusqu'à des centaines de mètres).

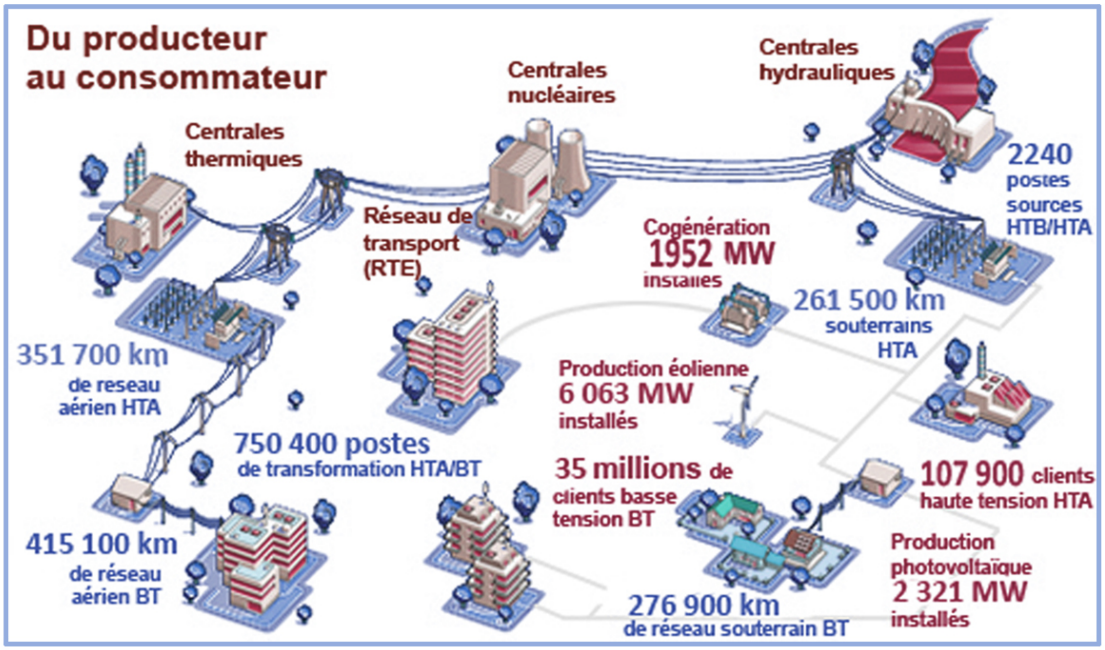


FIGURE 1.2 – Vue d'ensemble du réseau électrique français (adaptée de [1])

Au niveau de la transmission, deux types de sous-stations peuvent être distingués :

1. Celles qui reçoivent l'énergie électrique provenant d'une installation de génération à proximité et utilisent un transformateur de grande puissance pour augmenter la tension pour la transmission à destinations éloignées (*step-up transmission substations*) ;
2. Celles qui réduisent la tension de transmission à une tension de sous-transmission et servent de source aux postes de distribution (*step-down transmission substations*).

Quant aux sous-stations de distribution, elles sont situées à proximité des utilisateurs finaux. Les transformateurs des postes de distribution font passer la tension à des niveaux inférieurs pour l'utilisation finale.

Les sous-stations ont plusieurs fonctions, dont [6] :

- Changer la tension d'un niveau à un autre.
- Réguler la tension pour compenser les variations de tension du système.
- Mesurer la qualité de la puissance électrique circulant dans les circuits.
- Eliminer les foudres et autres surtensions électriques.
- Connecter les installations de production électrique au système.

Parmi les composants présents dans une sous-station, nous citons les transformateurs de courant et de puissance, les disjoncteurs, les commutateurs de circuit, les régulateurs de tension, les sectionneurs, les parafoudres et une station de contrôle.

1.3 Un réseau électrique dynamique : caractéristiques et fonctionnalités

Le smart grid est une révolution conceptuelle qui va toucher tous les aspects du réseau électrique, le rendant plus flexible [7]. Ce concept se présente comme une réponse aux évolutions du marché électrique, ayant pour but de gérer l'augmentation de la demande tout en assurant une meilleure qualité de service et plus de sécurité.

Dans cette section, nous commençons par exposer le concept du smart grid, pour ensuite détailler ses caractéristiques et fonctionnalités.

1.3.1 Qu'est-ce qu'un smart grid ?

Le but ultime du réseau électrique intelligent est de contrôler la consommation d'énergie afin de tirer le meilleur parti de l'électricité qui est produite. La Platforme de Technologie Européene définit un smart grid comme un réseau électrique qui peut intelligement intégrer le comportement et les actions des utilisateurs qui y sont connectés – les producteurs, consommateurs ainsi que les proconsommateurs (ceux qui assurent ces deux fonctions à la fois) – afin de fournir efficacement un approvisionnement en électricité qui soit durable, économique et sécurisé [11].

Selon Véolia, “un smart-grid ou un réseau électrique intelligent peut être défini comme un réseau électrique communicant, dont les différents éléments sont reliés non seulement physiquement par des lignes haute, moyenne et basse tension, mais également virtuellement par l'intermédiaire de compteurs et autres appareils communicants. Le réseau électrique physique se double ainsi d'un réseau de communication, tirant profit du développement des Technologies de l'Information et de la Communication” [7]. La Fig. 1.3 montre le flux bidirectionnel de l'information entre les différents sous-systèmes électriques qui est mis en place grâce au déploiement de réseaux de communication. Le smart grid ne se limite pas à l'utilisation des TICs. En effet, c'est une nouvelle vision du réseau électrique qui englobe l'intégration des énergies renouvelables et des véhicules électriques, ainsi que la maîtrise de la demande et le stockage de l'énergie.

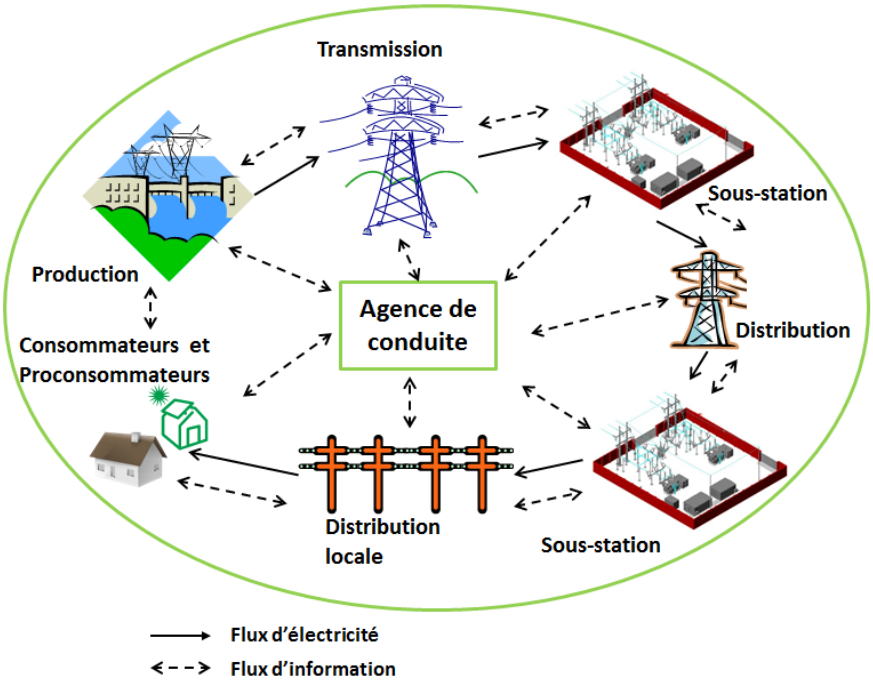


FIGURE 1.3 – Le réseau électrique physique se double d'un réseau d'information et de communication

Dans la nouvelle génération du réseau électrique, le réseau physique se double donc d'un réseau de communication, au-dessus duquel une couche de traitement d'information est présente. Une couche d'applications spécifiques au smart grid,

telles que le pilotage de la charge et le transfert bidirectionnel de l'électricité, apporte une valeur ajoutée au système électrique et à ses clients. Enfin, la sécurité est une problématique qui concerne tous les niveaux de cette architecture [12] (cf. figure 1.4).

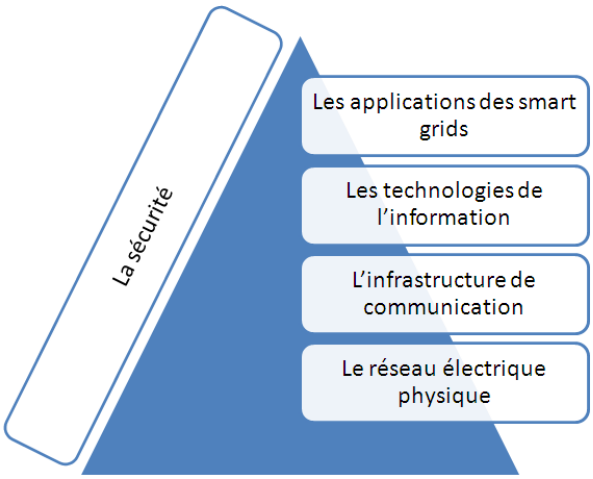


FIGURE 1.4 – Les couches d'un smart grid

Le National Institute of Standards and Technology (NIST) a présenté un modèle conceptuel du smart grid en le divisant en sept domaines, chacun comprenant un groupe d'acteurs et d'applications [2]. Les acteurs sont les entités qui prennent des décisions et échangent les informations nécessaires pour mettre en place les applications. Nous en citons par exemple les compteurs intelligents, les panneaux solaires photovoltaïques et les agents de contrôle. Quant aux applications, ce sont les tâches qui sont exécutées par un ou plusieurs acteurs dans un domaine, comme par exemple la production d'énergie solaire, le stockage et la gestion de l'énergie, etc. Les sept domaines ainsi que les acteurs correspondants à ce modèle conceptuel sont résumés dans le Tableau 1.1.

Pour mettre en place les fonctionnalités de réseau intelligent, les acteurs dans un domaine particulier interagissent souvent avec les acteurs d'autres domaines, comme le montre la figure 1.5. D'où la nécessité d'une couche de communication couplée à la gestion d'informations pour la prise de décision. Ces fonctionnalités et caractéristiques seront exposées à la sous-section 1.3.3, après avoir mis en avant les principaux besoins et exigences attendus des smart grids qui motivent la mise

TABLE 1.1 – Les sept domaines d'un smart grid et leurs acteurs selon le NIST

Domaine	**Acteurs**
Consommateurs	Les utilisateurs finaux de l'électricité (ex. industriels, particuliers, commerçants)
Marchés	Les opérateurs et les participants dans les marchés de l'électricité (ex. les fournisseurs, les transporteurs, les distributeurs, l'autorité de régulation et les clients)
Fournisseurs de services	Les organisations qui fournissent les services aux consommateurs d'électricité (ex. EDF Bleu Ciel [a], GDF, Direct Energie, Veolia)
Opérateurs	Les gestionnaires du mouvement de l'électricité (ex. ENERCAL, RTE, ERDF)
Production massive	Les producteurs d'électricité (ex. EDF)
Transmission	Les transporteurs d'électricité sur de longues distances (ex. RTE, National Grid [b])
Distribution	Les distributeurs d'électricité de et vers les clients (ex. ERDF en France)

a. Tous les exemples donnés sont pour des organisations françaises sauf indication contraire
b. Au Royaume-Uni

en place de ces fonctionnalités.

1.3.2 Besoins et exigences attendus des smart grids

Selon le National Energy Technology Laboratory (NETL) [13], la transition du réseau électrique actuel au réseau intelligent doit être principalement fondée sur des progrès qui ciblent les aspects suivants :

- La fiabilité : un réseau électrique plus fiable fournit la puissance avec la qualité requise à tout instant. Il avertit des problèmes croissants et résiste aux perturbations sans tomber en panne. Il prend des mesures correctives avant que la plupart des utilisateurs ne soient affectés.
- La sécurité : un réseau électrique sécurisé résiste aux attaques physiques et cybernétiques et protège la vie privée de ses clients. Il est aussi moins

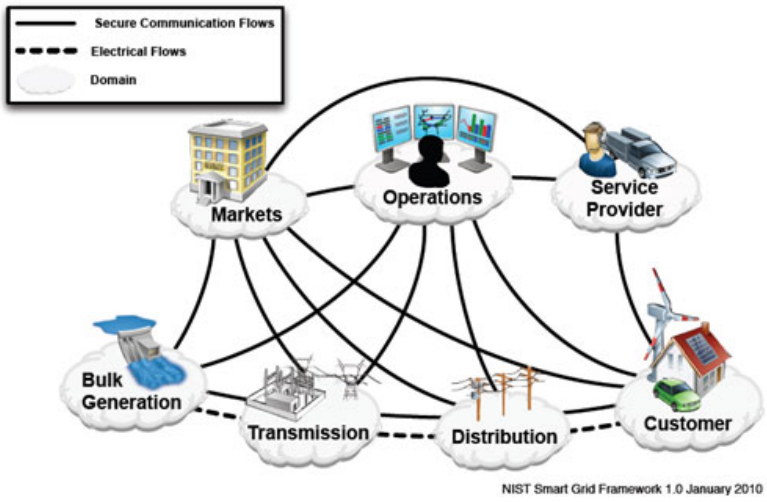


FIGURE 1.5 – Les relations et interactions entre les domaines d'un smart grid [2]

vulnérable aux catastrophes naturelles et récupère rapidement suite à une perturbation.

- L'efficacité : un réseau électrique plus efficace à tous les niveaux, mettant en œuvre le contrôle des coûts, réduisant les pertes sur le réseau de transport et de distribution et optimisant la production d'électricité.
- Le respect de l'environnement : un réseau électrique plus respectueux de l'environnement réduit ses impacts négatifs sur l'environnement grâce à l'utilisation d'un pourcentage plus élevé de sources d'énergie durable.
- L'économie : un réseau électrique économique offre des prix équitables et un approvisionnement adéquat.

Pour atteindre ces objectifs, la vision du réseau électrique intelligent est construite autour de concepts clés qui seront examinés dans la sous-section suivante.

1.3.3 Caractéristiques et fonctionnalités d'un smart grid

Les divers concepts autour desquels un smart grid est construit le dotent de caractéristiques et de fonctionnalités particulières qui se complémentent. Du côté de la production, des sources d'énergie renouvelable distribuées, hétérogènes et intermittentes doivent être gérées et peuvent aboutir à un accord de coopération pour constituer une centrale électrique virtuelle (VPP : *Virtual Power Plant*), leur

permettant de vendre leur production en tant qu'agrégat. En outre, les niveaux de production des différentes sources d'énergie distribuées (DER : *Distributed Energy Resources*) doivent être surveillés afin de coordonner et équilibrer la production et la demande. En particulier, au lieu que la production suive la demande d'électricité comme c'est le cas actuellement, le concept de la gestion de la demande (DSM : *Demand Side Management*) stipule que les consommateurs ajustent leur consommation afin de réduire la charge du réseau électrique. Ceci peut être réalisé en différant l'utilisation des appareils électroménagers (gestion de l'énergie résidentielle, ou *residential energy management*), en transférant l'électricité vers le réseau électrique ou en utilisant l'énergie à partir de périphériques de stockage. D'où la nécessité de gérer les différents périphériques de stockage distribués. A ce titre, les batteries des véhicules électriques constituent une option intéressante pour le stockage de l'énergie. Ainsi, nous assistons au développement de concepts tels que le transfert de l'électricité du véhicule au grid (V2G : *vehicule-to-grid*) et au domicile (V2H : *vehicle-to-home*). Tout cela va changer le marché de l'électricité, et nous aurons des consommateurs qui seront aussi en mesure de vendre de l'électricité au réseau. C'est l'infrastructure de compteurs intelligents (AMI : *Advanced Metering Infrastructure*) qui fournira le lien essentiel entre les consommateurs et le réseau. Enfin, le smart grid doit être doté de l'intelligence et des stratégies nécessaires le rendant autonome (ou *self-**). Ceci implique, inter alia, la capacité d'auto-réparation suite aux pannes et d'auto-adaptation suite aux fluctuations qui pourraient affecter la qualité de l'électricité. C'est pour cela que la surveillance et le contrôle de la qualité de l'électricité et des différents composants électriques sont primordiaux (cf. figure 1.6). Tous ces concepts sont détaillés dans les paragraphes suivants.

1.3.3.1 Un nouveau type de consommateurs

La révolution conceptuelle qu'apporte le smart grid impliquera un changement important du côté de la consommation où le consommateur deviendra également producteur, appelé proconsommateur, consom'acteur ou encore *prosumer*. Ayant soit la capacité de stockage de l'énergie (dans la batterie de son véhicule par exemple), soit une source de génération locale (comme des panneaux photovol-

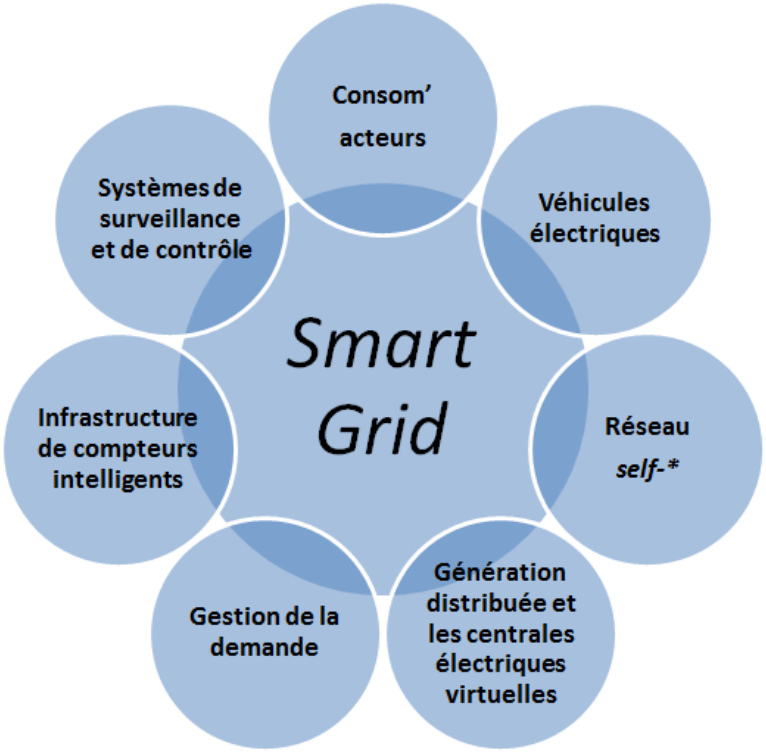


FIGURE 1.6 – Les concepts clés autour d'un smart grid

taïques), soit les deux, un proconsommateur est capable de vendre de l'électricité dans les nouveaux marchés électriques [8].

Ce changement introduit évidemment de nouveaux défis. En effet, contrairement aux consommateurs typiques qui sont principalement préoccupés par l'optimisation de leur consommation d'électricité et qui sont généralement agnostiques aux conditions en temps réel du marché de l'électricité, les consom'acteurs devront optimiser à la fois la production et la consommation d'énergie afin de prendre des décisions de trading en temps réel de façon à maximiser les profits qu'ils peuvent faire en achetant (en consommant ou stockant) et en vendant l'énergie (générée ou stockée plus tôt). Pour ce faire, les consom'acteurs devront être dotés de stratégies de négociation efficaces qui peuvent faire face à l'incertitude du marché. Pour minimiser cette incertitude, ils auront besoin de prédire leur propre demande (qui peut varier en fonction de leurs besoins et activités) et leur capacité de production, ainsi que le prix futur de l'électricité sur le marché [8]. La spéculation peut certes

contribuer à rendre le marché plus efficace. Il ne faudrait cependant pas oublier que les contraintes physiques des réseaux de transmission et de distribution doivent être respectées afin que les flux échangés n'impactent pas le fonctionnement du réseau électrique. Il est donc important d'avoir des mesures réglementaires visant à réduire la spéculation ainsi que de mettre en place des mécanismes de tarification spécifiques au sein du réseau de distribution.

1.3.3.2 Intégration des véhicules électriques

Les changements environnementaux, ainsi que le pic pétrolier, contribuent actuellement à la prolifération des véhicules électriques (VEs) qui ne génèrent aucune émission de CO_2 lors de leur utilisation.

Un VE est un véhicule dont la propulsion est assurée par un moteur fonctionnant exclusivement à l'énergie électrique, à la différence des véhicules hybrides qui disposent fréquemment de deux moteurs dont l'un est électrique. La première production massive de véhicules hybrides concernait la Toyota Prius introduite sur le marché en 2003, tandis que la première voiture électrique a été commercialisée par la société Nissan (Nissan Leaf) en 2010.

Un VE doit être branché au réseau électrique pour que sa batterie se recharge. Pour cela, des stations de recharge publiques sont mises à la disposition des utilisateurs dans les villes. On fait référence souvent aux véhicules hybrides qui sont capables de se recharger du smart grid en tant que *plug-in hybrid electric vehicles (PHEV)*.

Les VEs participeront de manière significative à la réduction des émissions de carbone, mais en même temps, ils constitueront une charge supplémentaire sur le réseau. En comparaison avec la consommation d'énergie quotidienne d'une maison typique qui se situe entre 20 et 50 kWh, la batterie d'un VE peut être rechargée de 32 kWh d'énergie en seulement quelques heures [8]. De plus, la forte densité urbaine ainsi que la variabilité dans le temps de la demande (journalière, hebdomadaire, saisonnière) devraient être prises en compte [14]. Ceci crée des défis quant à la gestion de la recharge de ces batteries, mais donne aussi lieu à de nouvelles applications telles que l'utilisation des batteries en tant que ressource distribuée de stockage de l'énergie et les concepts de flux bidirectionnels d'énergie

concrétisés par le vehicle-to-grid et le vehicle-to-home.

Les communications V2G et V2H visent à gérer l'utilisation de la batterie d'un VE en tant que dispositif de stockage d'énergie et comme un fournisseur de services accessoires au smart grid. Avec le V2G, lorsque les véhicules sont au repos, leurs batteries peuvent être utilisées pour stocker l'énergie excédentaire produite par le grid, qui serait ensuite récupérée lorsque cela est nécessaire. Les communications V2H permettent de contrôler l'échange du flux énergétique entre le VE, la station de charge domestique et l'habitation. Avec la transmission V2H, la charge électrique à l'intérieur du domicile peut être déplacée à l'aide du VE du propriétaire. En plus de permettre au véhicule d'être chargé à partir de l'électricité produite dans l'habitation par des ressources locales durables, le V2H permet également l'utilisation de la batterie comme un périphérique de stockage. L'énergie stockée peut être utilisée en cas de pannes ou de pénuries, ainsi que pendant les périodes de pointe où la demande et le prix de l'électricité sont élevés [15, 16]. Les sociétés Nissan et Toyota ont toutes les deux développé des systèmes V2H [17, 18].

1.3.3.3 Gestion de la génération distribuée et du stockage

Le concept de centrales électriques virtuelles (VPP) connaît un succès grandissant qui accompagne la libéralisation du marché électrique. Telles que définies dans [8], les VPPs représentent la notion d'acteurs hétérogènes distribués qui se réunissent pour vendre de l'électricité en tant qu'agrégat. Les VPPs permettent à des milliers de producteurs d'énergie renouvelable d'agir comme une seule usine de production. Les VPPs peuvent être considérées comme des coalitions de ressources d'énergie distribuées. D'après le consultant Pike Research, la production d'électricité de ce nouveau secteur augmentera de 65% de 2011 à 2017 pour atteindre les 91.7 gigawatts [19]. Cependant, un certain nombre de défis se pose quant à la formation et la gestion de ces VPPs. En effet, les différents acteurs et leurs niveaux de production doivent être surveillés en continu, la demande et la production équilibrées, les enchères et les transactions gérées, etc.

Le stockage de l'énergie est l'un des principaux piliers de la vision du smart grid qui vise à soutenir l'approvisionnement énergétique durable. Qu'il soit mis en œuvre par l'utilisation des batteries des véhicules ou des micro-dispositifs de sto-

ckage d'énergie dans les foyers, le stockage de l'énergie est un des moyens d'économiser de l'énergie et de réduire la dépendance aux combustibles fossiles. Toutefois, si les micro-dispositifs de stockage sont tous rechargés en même temps en faisant appel à la puissance du réseau électrique, cela signifie une hausse de la demande et exige, par conséquent, une plus grande capacité de production, entraînant aussi des émissions de carbone supplémentaires, et dans le pire des cas, causant des pannes dans le système suite à la sur-demande [20]. Il est donc clair qu'une bonne gestion est requise dans le contexte de la production et du stockage distribués.

1.3.3.4 Un réseau autonome

Nous avons vu jusqu'à présent un certain nombre de fonctionnalités qui rendront les flux d'électricité dans un smart grid bidirectionnels et de plus en plus imprévisibles. Cela se traduira par un besoin croissant de stratégies de contrôle décentralisées compte tenu du nombre considérable d'entités actives intégrées dans le système. Il est donc d'autant plus important que le smart grid soit un réseau *self-**, capable de s'auto-organiser, s'auto-adapter et de s'auto-réparer. Nous nous intéressons en particulier à cette dernière fonctionnalité. En effet, la reprise après une erreur qui se produit, la mise en place des mesures nécessaires, telles que l'îlotage et le délestage, afin d'éviter des conséquences en cascade, font partie de la fonction *self-healing* d'un smart grid. L'intelligence sur laquelle les diverses entités se baseront pour prendre des décisions concernant la consommation ou la production pourrait également être utilisée pour distribuer naturellement (et donc faire plus robuste) la prise de décision nécessaire pour appliquer les stratégies d'auto-réparation sur le réseau en cas de pannes [20]. Afin que la fonction d'auto-réparation soit mise en place, la surveillance des systèmes électriques est primordiale. Cela nécessite des systèmes de surveillance à plusieurs niveaux, comme la surveillance de la qualité de tension et le contrôle des lignes de transmission et des postes de transformation, couplés avec des systèmes d'alarme.

1.3.3.5 Systèmes de surveillance et de contrôle

L'amélioration de la fiabilité du réseau électrique est un objectif clé pour le smart grid, visant à réduire les pannes et les coupures dont souffre encore le système

électrique actuel. Nous en citons par exemple les pannes générales d'électricité ou *blackouts* qui ont affecté des millions de consommateurs en 2003 au Nord Est des Etats-Unis, en 2009 au Brésil et au Paraguay, et plus récemment, en 2012 en Inde [21].

La surveillance des sites de production est nécessaire pour pouvoir suivre de près les niveaux de production et les équilibrer en assurant la coordination entre les éléments de la génération distribuée (on parle de *Distributed Generation DG*). Ceci permettrait, à titre d'exemple, de mettre en marche ou d'arrêter un générateur selon les niveaux de production des sources d'énergie renouvelables.

La surveillance et le contrôle en temps réel des réseaux de transport et de distribution sont indispensables dans un smart grid. Le gestionnaire du réseau doit assurer un service ininterrompu à ses clients avec des niveaux acceptables de qualité de l'énergie, tout en équilibrant la demande et la production. Par exemple, la surveillance des transformateurs est clairement indiquée dans [22], étant donné que les transformateurs sont un des composants les plus chers et qu'ils jouent un rôle crucial dans le réseau électrique puisque leur défaillance conduit à des pannes.

Du côté du consommateur, c'est l'infrastructure des compteurs intelligents, introduite dans ce qui suit, qui assure la surveillance.

1.3.3.6 Infrastructure de compteurs intelligents

L'infrastructure de compteurs intelligents, ou *Advanced Metering Infrastructure (AMI)*, est l'une des bases d'un smart grid. Cette infrastructure est utilisée pour la collecte des données des compteurs intelligents et leur transmission jusqu'au système de gestion dédié, le *Meter Data Management System (MDMS)*, où les données collectées par les capteurs sur le statut de la production, de la transmission et de la distribution sont aussi stockées et gérées [23]. L'AMI fournit ainsi un lien essentiel entre les consommateurs et les autres sous-systèmes du réseau électrique [24]. Elle met en place des communications bidirectionnelles entre les compteurs intelligents, les capteurs et actionneurs et l'agence de conduite [4, 25].

Dans ce contexte, les agrégateurs ou concentrateurs de données jouent un rôle important. Ce sont des entités responsables de la collecte des données de l'AMI et de son acheminement vers le MDMS [23].

Il est important de noter que les données collectées par les compteurs étant de nature privée, l'AMI peut compromettre l'intégrité et la confidentialité de l'information. Il est donc nécessaire d'implémenter des techniques de sécurisation des transmissions des données afin de protéger les utilisateurs.

1.3.3.7 Gestion de la demande

Le concept de *Demand Side Management (DSM)* est un ensemble de mesures visant à améliorer le système d'énergie du côté de la consommation en reposant principalement sur deux activités [26, 27] :

1. Le déplacement de la charge (*load shifting*), connu sous le nom de programmes de *Demand Response (DR)*, qui consiste à transférer les charges des clients pendant les périodes de forte demande aux périodes hors pointe.
2. Les programmes d'amélioration de l'efficacité énergétique permettant aux clients d'utiliser moins d'énergie tout en recevant le même niveau de service final via l'utilisation de meilleurs appareils électroménagers par exemple.

L'AMI peut être utilisée pour mettre en place des programmes de DR. En effet, l'infrastructure de compteurs intelligents peut assurer les communications nécessaires pour mettre en œuvre les fonctions requises par ces programmes.

La mise en place des fonctionnalités que nous avons exposées requiert certains outils et technologies que nous introduisons dans la partie suivante.

1.4 Les outils au service des smart grids

Parmi les technologies et outils utilisés dans un smart grid, les technologies de l'information et de la communication occupent une place primordiale. Elles englobent les réseaux informatiques et les technologies de communication qui sont essentiels pour faire acheminer les données entre les différentes entités communicantes, et incluent aussi les réseaux de capteurs sans fil (RCSFs). Les systèmes multi-agents (SMAs) trouvent un vaste champ d'application dans les smart grids. Dans la suite de cette partie, nous détaillerons les réseaux d'information et de

communication et introduirons les SMAs, sachant que le chapitre 2 sera dédié aux RCSFs.

1.4.1 Les réseaux d'information et de communication

Sans les réseaux d'information et de communication, un smart grid ne pourrait satisfaire ses objectifs et mettre en place les fonctionnalités nécessaires aux applications qu'il offre. Dans cette partie, nous exposons les architectures des réseaux informatiques ainsi que les technologies de communication qui peuvent être déployées dans un smart grid.

1.4.1.1 Les réseaux d'information

Le smart grid est un réseau de réseaux [2] dans lequel de nombreux systèmes et sous-systèmes (avec des propriétés et des gestionnaires différents) sont interconnectés afin de fournir des services de bout-en-bout entre les divers acteurs du réseau ainsi qu'entre les dispositifs intelligents qui y sont déployés.

La figure 1.7 représente une vision de haut niveau du réseau d'information pour le smart grid. Les nuages représentent des réseaux dans lesquels des communications bidirectionnelles ont lieu entre les points d'extrémité des réseaux qui sont les applications et dispositifs des sept domaines qui ont été définis par le NIST [2]. La figure 1.7 montre que chaque domaine peut avoir son propre sous-réseau répondant aux besoins de communications spécifiques à ce domaine. Une application dans un domaine particulier doit être capable de communiquer avec une application dans tout autre domaine sur le réseau informatique (ex. les opérateurs doivent pouvoir suivre le mouvement de l'électricité dans les domaines de transmission et de distribution (cf. figure 1.7)). En outre, la sécurité est nécessaire pour veiller à ce que la confidentialité, l'intégrité et la disponibilité des informations du réseau intelligent, des systèmes de contrôle, et des systèmes d'information soient correctement protégées.

Au sein de chaque réseau, une structure hiérarchique composée de différents types de réseaux, tels que les HANs (Home Area Networks), les BANs (Building Area Networks), les IANs (Industrial Area Networks), les NANs (Neighborhood

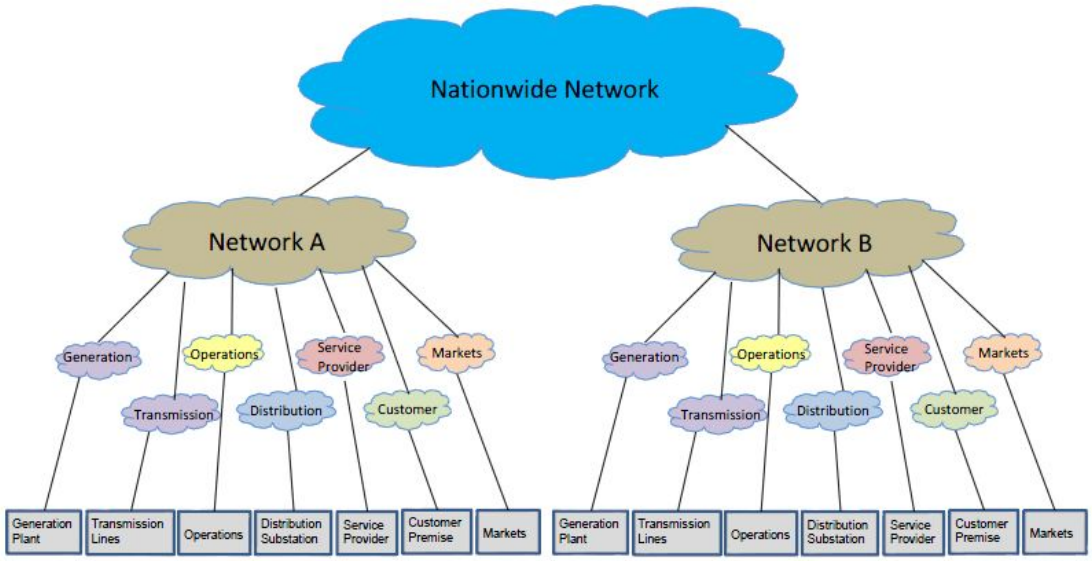


FIGURE 1.7 – Les réseaux informatiques pour l'échange de données dans un smart grid [2]

Area Networks), les FANs (Field Area Networks) et les WANs (Wide Area Networks), peut être mise en œuvre.

L'architecture de réseau intelligent adoptée par la société Trilliant [3] identifie un réseau multi-niveaux pour les communications au sein d'un smart grid (cf. figure 1.8) :

- Wide Area Network (WAN) : réseau sans fil à longue portée capable de couvrir des centaines de kilomètres carrés de la grille de distribution avec une bande passante élevée et une faible latence. Chaque réseau fournit la connectivité aux composantes du grid et transporte le trafic de backhaul des agrégateurs des données collectées par l'infrastructure de compteurs intelligents.
- Neighborhood Area Network (NAN) : réseau qui fournit un accès sécurisé, ainsi que la gestion nécessaire des différents types de compteurs connectés (eau, gaz, électrique). Ce réseau doit également assurer la connexion des locaux résidentiels et commerciaux avec le fournisseur d'électricité.
- Home Area Network (HAN) : le réseau des consommateurs qui connecte les appareils et dispositifs au sein du domicile.

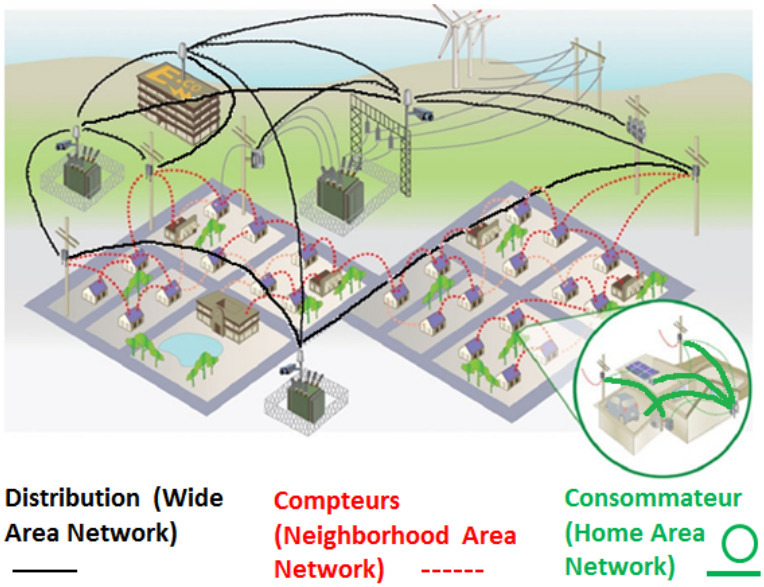


FIGURE 1.8 – L'architecture multi-tiers de Trilliant pour les communications au sein d'un smart grid (adaptée de [3])

Chacun de ces réseaux, compte tenu de ses exigences en termes de portée et de bande passante, utilise les technologies de communication appropriées que nous exposons dans ce qui suit.

1.4.1.2 Les technologies de communication

Comme expliqué dans le paragraphe précédent, plusieurs réseaux à portée différente peuvent être identifiés dans un smart grid et une grande variété de protocoles peut être utilisée pour les communications au sein de ces réseaux. Ces standards sont classés de manière générale selon le type de technologie qu'ils utilisent (filaire ou sans fil), et d'une manière plus spécifique selon les exigences de chaque type de réseau (WAN, NAN, HAN, etc.). Nous en citons principalement les réseaux cellulaires, le courant porteur en ligne ou *Power Line Communications* [12], le standard IEEE 802.15.4 et la nouvelle norme IEEE 802.11ah dont nous soulignerons le rôle dans les communications au sein d'un smart grid dans ce qui suit.

1.4.1.2.1 Les réseaux cellulaires

Les réseaux cellulaires tels que les réseaux 3G, 4G Long Term Evolution (LTE) et WiMAX sont considérés nécessaires et complémentaires dans un smart grid. En effet, selon Clark *et al.* [28], ces réseaux sont capables de différencier les maintes applications, de permettre un grand nombre de connexions simultanées, d'avoir une assez grande couverture et d'assurer une qualité de service au niveau du routage du trafic prioritaire. Ils proposent un modèle architectural hybride qui combine les technologies 3G, 4G LTE et WiMAX [28]. Les réseaux 3G actuellement disponibles offrent une couverture quelque peu limitée pour le contrôle à distance et les dispositifs de détection des réseaux à haute tension, les rendant une solution temporaire. Ils seraient remplacés par les réseaux 4G (WiMAX et LTE) qui fourniraient une meilleure qualité de service et une fiabilité plus importante.

De son côté, la société Ericsson, impliquée dans de nombreux projets de recherche sur les communications dans les smart grids, affirme que la technologie LTE dispose de fonctionnalités clés et de nombreux avantages pour répondre aux besoins de communication des smart grids. En effet, la LTE est capable de fournir une connectivité rentable et rapide ; elle devrait cependant être optimisée pour répondre aux différentes exigences des données qui co-existeront sur le réseau, en termes de bande passante, de latence et de sécurité [29]. A titre d'exemple, les exigences en termes de latence peuvent être satisfaites en appliquant un ordonnancement sur la liaison montante des stations de base. La latence est critique dans une sous-station et est de l'ordre de quelques dizaines de millisecondes.

Le courant porteur en ligne est aussi une technologie de communication qui peut être appliquée dans les smart grids. Nous l'introduisons dans ce qui suit.

1.4.1.2.2 Le courant porteur en ligne

La technologie de communication par courant porteur en ligne, ou *Power Line Communications (PLC)*, consiste à utiliser les lignes de transmission électriques en tant que réseau de communication. Les PLCs sont d'un grand intérêt pour les applications de contrôle et d'automatisation, surtout dans le domaine électrique. Récemment, le narrow-band PLC, opérant à des fréquences inférieures à 500 KHz, a suscité l'attention des chercheurs vu son potentiel d'utilisation pour l'infrastructure de communications au sein des smart grids [30].

Les PLCs trouvent leur application dans les réseaux à haute, moyenne et basse tension. Cependant, c'est dans les réseaux à basse tension que ces applications sont plus nombreuses. Nous en citons l'infrastructure de compteurs intelligents, les communications *vehicle-to-grid*, la gestion de la charge et la gestion de l'énergie résidentielle [31].

Malgré les difficultés techniques auxquelles font face les implémentations pratiques des PLCs, telles que les fortes atténuations, le bruit et les distortions en phase et en amplitude, cette technologie présente des avantages par rapport aux autres techniques de communication filaires et sans fil. En premier lieu, il n'y a pas besoin d'installer des câbles supplémentaires, et les gestionnaires du réseau électrique pourront avoir leur propre réseau de communications [32]. En second lieu, les PLCs fonctionnent là où les communications radio ne peuvent pas être implémentées, comme par exemple le cas où les compteurs intelligents sont placés au sous-sol d'un immeuble [33]. La viabilité des communications PLC dans le smart grid a été étudiée dans [32] où les auteurs proposent l'utilisation d'une combinaison de PLC à bande étroite et à bande large afin d'améliorer la fiabilité et la latence des communications pour répondre aux besoins des applications au sein d'un smart grid. Enfin, c'est la technologie qui est actuellement adoptée par le gestionnaire du réseau de distribution français ERDF pour le premier niveau de communication entre ses compteurs Linky et le concentrateur intégré aux postes de transformation auquel ils sont rattachés [34].

1.4.1.2.3 IEEE 802.15.4

Le standard IEEE 802.15.4 définit les spécifications des couches physique et MAC destinées aux réseaux sans fil de la famille des LR-WPAN (*Low Rate Wireless Personal Area Network*). Il est utilisé par de nombreuses implémentations telles que le ZigBee et le 6LoWPAN.

L'utilisation typique de cette pile protocolaire dans le contexte des smart grids concerne les communications au sein des HANs des smart homes. En particulier, selon le fondateur et CEO de la socité GreenPeak Technologies, ZigBee s'est développée comme la technologie de communication sans fil de choix dans les smart homes. ZigBee est une technologie sans fil à faible puissance qui se présente comme complémentaire à la technologie WiFi pour rendre nos maisons plus intelligentes,

plus sûres, plus confortables et économes en énergie [35]. ZigBee est particulièrement adapté aux différents capteurs, actionneurs et contrôleurs présents au niveau des divers équipements d'un smart home. Ces entités sont désormais dénommés "*sentrollers*" et s'intègrent dans la vision globale de l'*Internet of Things*.

1.4.1.2.4 IEEE 802.11ah

Le comité de standardisation IEEE 802 chapeaute un nouveau groupe de travail qui s'intéresse à mettre en place une nouvelle norme pour les communications Machine-to-Machine (M2M), le WiFi 802.11ah. Bien que la version définitive de cette norme n'est pas attendue avant début 2016, des puces mettant en œuvre une version *draft* de celle-ci sont attendues sur le marché dès 2015 [36]. Cette initiative est motivée par l'explosion du nombre d'objets connectés attendue dans les prochaines années.

Les smart grids bénéficieront de cette nouvelle norme notamment pour l'interconnexion des compteurs intelligents. La bande de 900 MHz choisie permettra d'obtenir un accès garanti pour la transmission de données durant de brèves périodes [36].

Il est clair qu'une seule technologie ne saura répondre à toutes les exigences des divers réseaux de communication d'un smart grid, et que des choix stratégiques et économiques devront être faits par les gestionnaires du réseau électrique. La Fig. 1.9 résume les principaux niveaux des réseaux d'information (HAN, NAN, WAN, respectivement) et donne des exemples d'applications typiques qui en font usage (HEMS, AMI, MDMS, respectivement) ainsi que les technologies de communication qui pourraient y être utilisées. En revenant à l'exemple du gestionnaire français ERDF, nous pouvons noter un premier niveau de communication utilisant la technologie PLC et un deuxième niveau faisant usage du réseau cellulaire GPRS [34].

Après avoir passé en revue l'utilisation des réseaux d'information et les technologies de communications dans les smart grids, nous présentons dans la partie suivante les applications des systèmes multi-agents dans les réseaux électriques intelligents. Les systèmes multi-agents font partie des techniques de l'intelligence

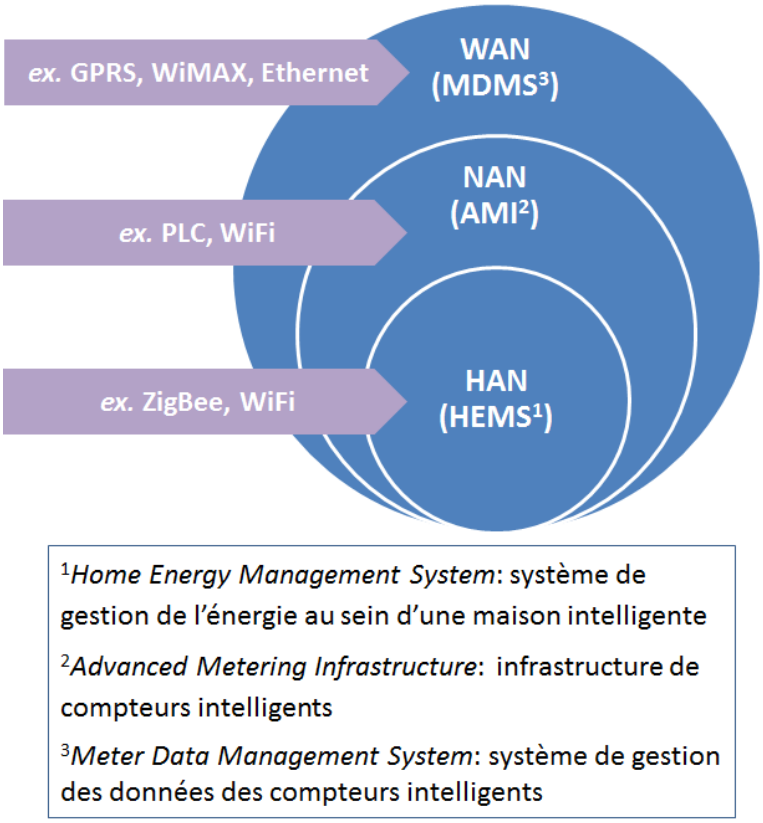


FIGURE 1.9 – Illustration des principaux niveaux des réseaux d'information, des applications typiques qui en font usage et des technologies de communication qui pourraient y être utilisées

artificielle distribuée et sont considérés comme un outil incontournable dans les smart grids.

1.4.2 Les Systèmes Multi-Agents

Les Systèmes Multi-Agents (SMAs) sont des systèmes composés de plusieurs entités en interaction, appelées agents. Ces agents sont des systèmes informatiques qui ont deux principales spécificités : ils sont capables (1) d'action autonome et (2) d'interaction avec d'autres agents de manière analogue à l'activité sociale dans laquelle nous nous engageons tous dans la vie quotidienne (la coopération, la coordination, la négociation, etc.).

Les SMAs ont trouvé dans les smart grids un vaste domaine d'application.

En effet, la communauté multi-agents est activement impliquée dans le contexte des smart grids. Nous citons en particulier la conférence AAMAS, incontournable dans le monde des agents, qui a accueilli durant quatre éditions (2010 à 2013) un workshop entièrement dédié à l'utilisation des SMAs dans les smart grids : ATES (Agent Technologies for Energy Systems) [37], ce qui montre l'intérêt de la communauté SMA aux smart grids. Nous signalons également le workshop MASGES (Multi-agent based Applications for Smart Grids and Sustainable Energy Systems) organisé au sein de la conférence PAAMS depuis son édition 2013 [38]. Par ailleurs, le projet SmartHouse/SmartGrid adopte l'approche multi-agents pour la coordination dans un micro-grid [39] pour laquelle la négociation multi-agents a été la solution adoptée et fournie par la technologie de PowerMatcher sous forme d'un marché électronique [40]. En outre, les projets iDEaS [41] et Intelligent Agents for Home Energy Management [42] à l'université de Southampton ciblent, d'une part, l'utilisation des SMAs pour la commande décentralisée, l'exploitation et la gestion des futurs réseaux électriques dans lesquels les capacités de micro-génération et de stockage sont omniprésentes (iDEaS) et d'autre part, l'application de nouvelles approches pour développer des agents intelligents qui permettront aux consommateurs domestiques de visualiser, comprendre et gérer leur consommation d'énergie (Intelligent Agents for Home Energy Management). Il existe bien évidemment beaucoup d'autres projets et travaux européens et internationaux. Nous en détaillerons une sélection au paragraphe 1.4.2.2.

Dans la suite, nous commençons par introduire les SMAs avant de voir quelles sont les applications de ce domaine dans les smart grids.

1.4.2.1 Introduction aux SMAs

Dans cette sous-partie, nous présentons une brève introduction aux SMAs en commençant par définir un agent pour ensuite exposer les interactions entre agents d'un SMA.

1.4.2.1.1 Qu'est-ce qu'un agent ?

Un agent est une entité physique ou logicielle située dans un environnement dans lequel elle est capable d'agir de façon autonome dans le but d'atteindre ses objectifs [43]. L'autonomie est la propriété principale d'un agent. Celle-ci lui donne la

capacité d'agir sans intervention externe d'humains ou d'autres systèmes [43, 44]. L'action est un concept fondamental dans un agent qui le distingue des autres systèmes classiques de l'Intelligence Artificielle [45]. En effet, dans son environnement, un agent prend en entrée les données des capteurs [1] et génère une action en sortie par le biais de ses actionneurs qui affecte partiellement son environnement. Nous insistons sur l'effet partiel parce que, dans la plupart des cas, un agent n'a pas un contrôle complet sur son environnement, mais plutôt une perception partielle et une influence limitée. En ayant toujours à l'esprit que l'agent a besoin de satisfaire au mieux ses objectifs, le choix de l'action est contrôlé par le processus décisionnel de l'agent. En résumé, un agent a la capacité de percevoir, de prendre des décisions et d'agir (cf. Fig. 1.10).

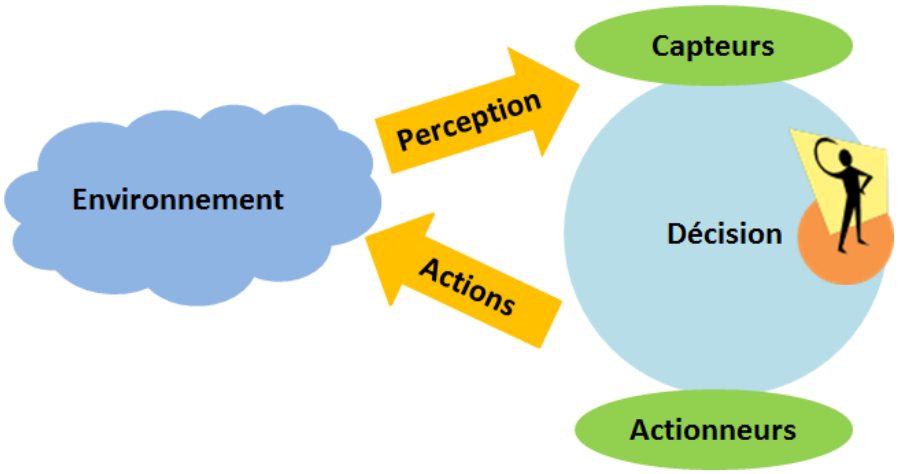


FIGURE 1.10 – Architecture d'un agent : perception, décision et action

Les capacités d'un agent sont déterminées par les propriétés qu'il possède. Pour qu'un agent soit intelligent, il doit être capable d'actions autonomes flexibles [43], et doit se caractériser par :

- La réactivité : un agent intelligent doit réagir aux changements qui peuvent se produire dans son environnement pour satisfaire ses objectifs.
- La proactivité : un agent intelligent peut prendre l'initiative et agir en anticipant ses besoins dans le but d'atteindre ses objectifs.

1. Selon le type de l'agent, ces capteurs peuvent être des capteurs physiques (caméras, capteurs de température, de pression, etc.) ou bien représenter un flux de données en entrée.

– La sociabilité : un agent intelligent est capable d'interagir avec d'autres agents, via des mécanismes de coopération, coordination et négociation, afin d'atteindre son but.

Un agent intelligent peut avoir d'autres caractéristiques optionnelles, telles que la mobilité, la bienveillance, et l'apprentissage.

Un agent n'opère généralement pas seul dans son environnement, mais il interagit et collabore avec d'autres agents afin de résoudre un problème déterminé qui dépasse ses capacités individuelles, d'où le concept des systèmes multi-agents.

1.4.2.1.2 Les interactions entre les agents d'un SMA

Les agents interagissent les uns avec les autres par le biais d'un système de communication qui permet aux agents de mieux atteindre leurs objectifs ; ils peuvent ainsi coordonner leurs actions et leur comportement.

Selon Ferber [45], l'interaction entre les agents est définie par la nature de leurs objectifs, de leurs ressources et de leurs capacités. Les interactions entre les agents peuvent être classifiées en trois catégories. D'abord, la coordination consiste à gérer les interdépendances entre les activités des agents. Elle a lieu par exemple lorsque deux agents souhaitent utiliser en même temps une ressource non partageable. Ensuite, lorsque les objectifs des agents sont compatibles (non-antagonistes), nous parlons de coopération. La coopération dans un SMA permet aux agents de travailler ensemble pour atteindre des buts communs. Enfin, la négociation réfère au cas où les agents sont égoïstes ou en compétition et permet aux agents de parvenir à des accords sur des questions d'intérêt commun. Elle implique généralement l'offre et la contre-offre, ainsi que des compromis de la part des participants. Les enchères sont, quant à eux, un cadre de négociation particulier où l'enjeu est d'affecter un bien à des agents.

Après avoir brièvement introduit les agents et les SMAs, nous allons voir comment ces outils sont utilisés dans les smart grids.

1.4.2.2 Utilisation des SMAs dans les smart grids

La plus-value d'une approche SMA dans le secteur de l'énergie a été affirmée dans de nombreux contextes, notamment par l'IEEE Power Engineering Society [46]. Les contributions des SMAs à ce domaine couvrent une grande variété d'applications, telles que la surveillance, le diagnostic et le contrôle distribué car les SMAs apportent les avantages de la gestion autonome et décentralisée requise dans un smart grid. En effet, selon Rogers et Jennings, *"The decentralized nature and expected autonomous, intelligent behaviour of the smart grid have much in common with the Internet"* [47]. C'est pourquoi des approches basées sur les TICs sont nécessaires pour construire et gérer un smart grid. En particulier, les SMAs constituent une technologie appropriée pour la construction de systèmes distribués dans lesquels des composants autonomes, pouvant être égoïstes, interagissent.

Plusieurs fonctionnalités d'un smart grid peuvent être mises en place en utilisant des mécanismes propres aux SMAs. Ceux-ci incluent les mécanismes de formation de coalitions pour supporter la production distribuée, le stockage, les énergies renouvelables ([20, 48]) et pour gérer les véhicules électriques ([49, 50]), ainsi que les marchés électroniques et les enchères pour la participation aux marchés de l'énergie ([40, 51]), pour n'en citer que quelques-uns. Maints travaux se sont intéressés à ces aspects ; nous en détaillons une sélection dans ce qui suit.

Un SMA est proposé pour le calcul d'indices de qualité afin de surveiller la qualité de la puissance dans [52]. Les avantages de l'architecture agent proposée comprennent l'adaptabilité, la reconfiguration en cas de panne et la capacité à aider les gestionnaires du réseau dans les décisions relatives aux perturbations de la qualité de puissance. Néanmoins, les auteurs ne tiennent pas compte du réseau de communication sous-jacent.

Par ailleurs, Kamboj *et al.* [49] appliquent la théorie de formation de coalitions dans le but de regrouper les VEs pour la régulation de la transmission *vehicle-to-grid*. Chaque véhicule étant représenté par un agent, il est nécessaire d'adapter la formation de coalitions traditionnelle, étudiée du point de vue de la théorie des jeux, au cas des VEs. Pour ce faire, les auteurs ont apporté des modifications au niveau de trois points principaux : (1) la charge de la batterie d'un véhicule au jeu i affectera sa participation au jeu $i+1$; (2) vue la mobilité des véhicules, l'ensemble

des agents participant à la coalition est imprévisible et varie sur une base horaire ; et (3) la formation de coalitions considérée sera partiellement centralisée (l'opérateur du réseau communiquera avec une seule entité, le serveur de coalitions, avec qui il signera les contrats et avec lequel il échangera les demandes de puissance). Une comparaison de plusieurs startégies de formation de coalition, basées soit sur la puissance maximale de tous les VEs, soit sur la charge réelle cumulative de toutes les batteries par exemple, a été réalisée.

Le smart grid va ouvrir le marché de l'électricité. Un proconsommateur sera en mesure de vendre de l'électricité au réseau. Ainsi des techniques de gestion pour le négoce de l'électricité sont nécessaires. Dans [51], les auteurs ont développé un mécanisme de marché et des stratégies de négociation pour le smart grid. Leur travail se base sur un type d'enchère double connue sous le nom de *Continuous Double Auction*. Les auteurs contribuent à l'adaptation de cette enchère au marché électrique en définissant : (1) la politique d'acceptation des offres dans le marché ; (2) la procédure de correspondance des offres et demandes ; et (3) quelles données doivent être fournies aux agents pour stimuler la compétition entre eux. Les mécanismes proposés sont capables de gérer la congestion dans le système, de faire face aux demandes imprévues et à l'augmentation de la capacité de production, tout en réalisant un taux d'efficacité (par rapport à la capacité moyenne des lignes de transmission) élevé.

La technologie PowerMatcher qui est un mécanisme de coordination basé sur les SMAs a été utilisée dans le projet Européen SmartHouse/SmartGrid [40]. Le système est basé sur la négociation multi-agents dans un marché électronique. La problématique considérée est celle de la coordination de l'offre et de la demande dans un réseau électrique où la génération devient de plus en plus distribuée. L'application du PowerMatcher dans le contexte d'un micro-grid a permis de réduire la part de production d'électricité dont la source est un générateur diesel [40].

De façon générale, les travaux dans la littérature considèrent des agents intelligents dans un contexte donné d'un smart grid et appliquent des techniques appropriées à ce contexte. Nous citons à titre d'exemples la formation de coalitions dynamique pour les VPPs et la coordination distribuée pour le DSM et le V2G. Le Tableau 1.2 en présente quelques exemples.

Il est clair que les SMAs seront présents dans les smart grids afin d'apporter

TABLE 1.2 – Exemples des techniques SMAs utilisées dans les smart grids

Concept Smart Grid	**Concept Agent**	**Exemples**
Demand Side Management (DSM)	Auto-organisation	[53]
	Coordination distribuée	[54, 55]
	Apprentissage et prédiction	[56]
Virtual Power Plant (VPP)	Formation de coalitions	[57]
Vehicle-to-Grid (V2G)	Coordination distibuée	[58]
	Formation de coalitions	[49]
Production distribuée (DER, DG) et stockage	Apprentissage, enchères, coordination et négociation	[20, 40, 59]
Négoce de l'électricté	Enchères	[51, 59]
Détection de pannes	Apprentissage	[60]

l'autonomie et le contrôle décentralisé qui représentent deux des piliers du concept de smart grid.

Notons que les outils pour les smart grids ne se limitent pas à ceux que nous avons détaillés dans cette partie. En effet, il existe également des travaux utilisant la recherche opérationnelle et les outils d'aide à la décision pour la modélisation et l'optimisation des systèmes énergétiques. De même, la théorie des jeux trouve dans les smart grids un large domaine d'application qui englobe les communications, le DSM, les micro-grids, etc. [61].

Le *Cloud Computing* peut aussi être appliqué pour la gestion de l'information dans les smart grids comme le suggèrent les auteurs du [62]. Enfin, la standardisation des technologies et services web, ainsi que les efforts pour permettre la découverte, l'invocation et la composition automatique des services web répandus REST [63], favorisera leur application aux réseaux intelligents et leur intégration au sein du nouveau paradigme *Internet of Energy* [64]. L'IETF a notamment récemment formé un groupe de travail chargé de définir un protocole basé sur les services web REST et adapté aux environnements contraignants [64].

Néanmoins, ces outils dépassent le cadre de notre étude et ne seront pas dé-

taillés dans ce manuscrit.

Enfin, nous citons les réseaux de capteurs sans fil (RCSFs), principal outil de collecte d'informations dans les smart grids, que nous introduirons dans le chapitre suivant en détaillant leurs rôles et leurs applications dans les réseaux électriques intelligents.

1.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons brièvement présenté le fonctionnement et l'architecture du réseau électrique, ainsi que les nouveaux concepts qui y seront ajoutés pour le faire évoluer vers un réseau intelligent. Nous avons exposé les caractéritsiques et fonctionnalités d'un tel réseau et avons passé en revue les différents outils du domaine des TICs qui sont nécessaires à son déploiement. Parmi ceux-ci, diverses technologies de communication seront utilisées au sein des différents réseaux d'information, et les systèmes multi-agents doteront les smart grids de l'intelligence distribuée requise pour une gestion autonome et décentralisée. Enfin, les réseaux de capteurs sans fil représentent un outil indispensable de collecte de données, ils seront présentés dans le chapitre suivant.

CHAPITRE 2

Le rôle des réseaux de capteurs sans fil dans les smart grids

Sommaire

2.1 Introduction **40**
2.1.1 Définition d'un RCSF 40
2.1.2 L'agrégation de données dans les RCSFs 42
2.2 Les réseaux de capteurs et les smart grids **44**
2.2.1 L'utilisation des RCSFs dans les smart grids 45
2.2.2 La surveillance et le contrôle des réseaux de transmission et de distribution 46
2.2.3 Les opportunités côtés production et consommation . . 48
2.3 L'agrégation de données dans les smart grids **51**
2.3.1 L'agrégation de données et les problématiques de sécurité 52
2.3.2 L'agrégation de données et les réseaux de capteurs . . . 54
2.4 Conclusion **57**

2.1 Introduction

Le développement de nœuds capteurs intelligents a joué un rôle majeur dans la prolifération des réseaux de capteurs sans fil (RCSFs) dont les applications couvrent un large éventail de domaines tels que la surveillance de l'environnement, le suivi et la classification des cibles, la surveillance de patients et les smart grids.

Nous allons voir tout au long de ce chapitre les diverses applications des RCSFs aux différents niveaux du réseau électrique. Par ailleurs, un réseau électrique intelligent peut être considéré comme un réseau de capteurs qui collecte des données distribuées à partir des différentes entités qui y sont présentes. En effet, un smart grid intègre d'importantes capacités de détection ; il s'agit notamment de RCSFs déployés dans les divers sous-systèmes du réseau électrique et de l'infrastructure de compteurs intelligents (AMI) auxquels nous nous intéressons dans ce travail.

Dans ce chapitre, nous commençons par donner une définition succinte des RCSFs pour ensuite en exposer l'une des préoccupations principales qui est l'agrégation de données. Nous présentons par la suite les diverses utilisations des réseaux de capteurs dans les smart grids. Enfin, nous nous intéressons à l'agrégation des données des capteurs et compteurs intelligents dans les smart grids.

2.1.1 Définition d'un RCSF

Un RCSF est un réseau composé d'un ensemble de nœuds capteurs communiquant en sans fil et d'une station de base appelée *sink*. Les capteurs ont pour rôle de collecter des informations de l'environnement dans lequel ils sont déployés et de les transmettre au sink.

Un capteur est une entité capable de transformer une grandeur physique ou chimique observée dans son environnement en une grandeur mesurable, comme par exemple un signal électrique. Parmi les processus mesurables par un capteur, nous pouvons citer la température, la pression, l'accélération et l'intensité de la lumière. Un capteur est composé de plusieurs éléments, principalement une unité de captage, un processeur, une mémoire, un transducteur, une source d'énergie et une unité de communication, représentés à la figure 2.1. Notons qu'un capteur a une durée de vie finie qui dépend du niveau de sa batterie alors que le sink

est directement relié à une source d'alimentation et n'a donc pas de contraintes énergétiques.

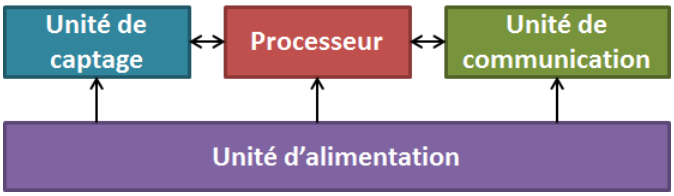


FIGURE 2.1 – Les principaux éléments d'un nœud capteur

Un RCSF est composé d'un grand nombre de capteurs qui sont répartis pour surveiller l'environnement dans lequel ils sont déployés mais peut aussi contenir des nœuds qui sont capables d'agir sur cet environnement ; ce sont les actionneurs [65]. Les nœuds d'un RCSF sont autonomes et forment un réseau ad hoc. Les RCSFs peuvent être généralement classés en fonction des caractéristiques de leurs capteurs. Dans un RCSF hétérogène, les nœuds varient en termes de ressources (énergie, puissance de traitement, etc.) alors que dans un RCSF homogène, tous les nœuds ont des propriétés similaires. Selon l'environnement à surveiller, les capteurs peuvent être déployés à la main ou aléatoirement (lancés depuis un avion par exemple).

Les RCSFs sont distribués par nature et les capteurs, qui sont en interface avec le milieu physique dans lequel ils sont déployés, coopèrent afin d'exécuter une fonctionnalité prédéfinie [66]. Cependant, la coopération dans ce contexte est basée sur le simple fait de relayer l'information recueillie par un capteur jusqu'au sink, éventuellement via des capteurs intermédiaires sur le chemin vers le sink. Ces derniers ne participent en aucune façon au traitement de cette information. Un nœud se voit donc attribué deux rôles indépendants mais complémentaires : (1) envoyer des données et (2) router des données [67]. Le sink utilise les données recueillies localement, via les actionneurs par exemple, ou bien relaie ces informations à un autre réseau auquel il est connecté par le biais d'une passerelle [65]. Il est cependant possible, en utilisant les outils appropriés, que les nœuds prennent conscience de la signification et de l'importance de la valeur détectée avant de l'envoyer ou non, au sink, et donc que les données soient traitées localement par chaque nœud et éventuellement agrégées. Intégrer un agent au sein d'un nœud

permettra à ce dernier d'avoir de telles capacités comme nous le verrons dans la sous-section suivante.

2.1.2 L'agrégation de données dans les RCSFs

Le traitement des données dans un RCSF consiste principalement à agréger les données sur le chemin vers le sink [68]. Nous trouvons dans la littérature plusieurs termes, autres que l'agrégation, liés à ce traitement comme la fusion, la collecte et la concaténation de données. Le lecteur peut se référer au travail de Sardouk *et al.* [69] dans lequel les différences, parfois subtiles, entre ces termes sont mises en avant. L'agrégation des données vise à combiner les données qui proviennent de nombreux nœuds capteurs afin d'en extraire des informations utiles par l'intermédiaire d'un ensemble de fonctions automatisées (e.g. des opérations de base comme la moyenne, la somme, le minimum, etc). Au lieu d'agir comme un simple nœud de détection et de transmission, un nœud agrégateur est responsable de décider si le calcul doit être appliqué à l'information qu'il a reçue de ses voisins et si oui, de choisir la fonction à utiliser [70]. Le choix de la méthode d'agrégation dépend des propriétés du RCSF et de l'application considérée.

Les mécanismes d'agrégation de données peuvent être classifiés selon qu'ils requièrent, ou non, une structure bien définie du RCSF. Il y a donc des approches structurées, basées sur une architecture d'arbre ou de clusters, mais qui requièrent un certain coût pour créer et maintenir la structure du réseau ; des approches non structurées dont l'une des limitations est le passage à l'échelle ; et d'autres hybrides [69]. Par ailleurs, la précision et la redondance de l'information et la consommation énergétique des capteurs sont d'autres problématiques à prendre en compte lors du choix d'une technique d'agrégation pour un RCSF.

Le traitement des données dans un RCSF a un double objectif. D'une part, c'est l'une des approches orientées données [1] utilisées pour la conservation d'énergie dans

1. Les approches pour la conservation d'énergie dans les RCSFs peuvent être classées selon trois grandes catégories [68] : la première catégorie se base sur le rapport cyclique ou *duty cycling* (contrôle de la topologie, protocoles de mise en veille, protocoles MAC à rapport cyclique réduit) ; la deuxième concerne les méthodes orientées données (réduction des données par traitement ou compression, acquisition de données de manière plus efficace) ; la troisième catégorie est relative aux approches basées sur la mobilité (sink ou relais mobiles).

les RCSFs. Elle permet de réduire la quantité de données communiquées entre les nœuds et le sink et par conséquent, de diminuer la consommation d'énergie des capteurs. En effet, les études ont montré que les transmissions radio utilisées pour communiquer les données entre les nœuds, en particulier entre un capteur distant et le sink, sont la principale source de consommation d'énergie d'un nœud capteur [71–73]. Comme le montre [74], l'énergie nécessaire pour mesurer, analyser et traiter les paramètres de l'environnement est négligeable par rapport à la consommation énergétique des transmissions radio. Notons qu'une approche différente pour conserver l'énergie, néanmoins complémentaire à la réduction des données, consiste à réapprovisionner les batteries des capteurs en énergie supplémentaire grâce à des techniques de récupération d'énergie et de transfert d'énergie sans fil. Une combinaison d'approches permettant une faible consommation d'énergie et la récupération d'énergie pourrait être utilisée pour réaliser un RCSF autonome. D'autre part, le traitement des données dans un RCSF permet de mettre en place l'analyse et l'évaluation des données au niveau des nœuds si les outils appropriés sont déployés. Nous allons voir dans la section 2.2 que, dans le contexte des smart grids, ce traitement est important étant donné que nous cherchons à gérer les données de manière décentralisée. En effet, il est prévu que les données collectées par les différentes unités de captage (capteurs, compteurs intelligents, etc.) soient traitées localement pour en extraire celles qui sont importantes et significatives, avant de les transmettre sur de longues distances aux locaux des gestionnaires du réseau. Ceci évitera de consommer inutilement de la bande passante et permettra d'économiser de l'espace de stockage et des ressources de traitement. En définitive, ceci réduira la congestion du trafic et améliorera donc la qualité de service dans les réseaux d'information et de communication d'un smart grid.

Pour ce faire, nous adoptons une approche basée sur les systèmes multi-agents que nous avons introduits à la sous-section 1.4.2 du chapitre 1. La nature distribuée des réseaux de capteurs et le comportement autonome attendu d'eux présentent plusieurs défis auxquels les approches multi-agents sont capables de répondre. En effet, le réseau doit s'adapter de manière autonome dans un environnement dynamique, de telle sorte qu'il puisse atteindre les objectifs du système à long terme sans intervention humaine directe [75].

Les SMAs ont été appliqués aux RCSFs dans plusieurs domaines, tels que

le routage et le traitement des données [76]. En particulier, afin de mettre en place une agrégation de données multi-critères, Sardouk *et al.* [77, 78] proposent un mécanisme d'agrégation basé sur les SMAs dont l'objectif est de réduire le taux de communication, en nombre de messages et en quantité de données, entre les nœuds et le sink, afin de réduire la consommation énergétique des capteurs et de prolonger la durée de vie du réseau. Les agents, placés sur les capteurs, coopèrent selon une stratégie multi-critères qui prend en considération le niveau d'énergie des capteurs, leur position dans le réseau, l'importance de l'information et la densité du réseau propre à chaque nœud. Cette proposition a montré de bonnes performances dans un grand RCSF déployé aléatoirement (présentant une quantité importante de données redondantes) en termes de consommation énergétique. Cependant, la stratégie agent et le traitement local ont induit un délai supplémentaire dans la réception des messages.

Avant de voir comment l'agrégation de données a été appliquée aux réseaux de capteurs dans le contexte des smart grids, nous nous intéressons dans la partie suivante à l'intégration et au rôle des réseaux de capteurs dans ce contexte-là.

2.2 Les réseaux de capteurs et les smart grids

Un smart grid peut être étudié selon deux optiques différentes, la première étant celle de la transmission de l'énergie et la deuxième celle de la transmission de l'information. Ce dernier point de vue, auquel nous nous intéressons dans ce travail, considère le réseau électrique intelligent comme un réseau de capteurs qui collecte des données distribuées à partir des différentes entités qui y sont présentes (fournisseurs, consomm'acteurs, DERs, etc.). Pour ce faire, un smart grid intègre d'importantes capacités de détection qui peuvent simuler plusieurs caractéristiques des RCSFs. Il s'agit notamment de la collecte de données distribuées dans un environnement à grande échelle (faisant usage de capteurs électriques tels que les unités de mesure de phaseur ou PMU), ainsi que la détection robuste et précise dans des infrastructures spécifiques aux smart grids telles que l'infrastructure de compteurs intelligents. Néanmoins, notons que les réseaux électriques intelligents se distinguent des RCSFs conventionnels, entre autres, par l'interaction entre leurs divers acteurs générée par l'ajustement du prix de l'électricité et la consommation

d'énergie des utilisateurs.

Tout au long de cette partie, nous verrons comment et à quel niveau les réseaux de capteurs (RCSFs, AMI) seront intégrés et utilisés au service des diverses applications smart grids.

2.2.1 L'utilisation des RCSFs dans les smart grids

Aux différents niveaux du système de contrôle du réseau électrique, l'utilisation des RCSFs est d'un grand intérêt. Leurs applications sont typiquement classées selon le sous-système du réseau électrique dans lequel elles sont déployées, c'est-à-dire côté production, côté T&D et côté consommation [65, 79, 80]. L'utilisation des RCSFs permet de mettre en place la surveillance à distance, comme par exemple la surveillance de la température, la détection de pannes et de perturbations, etc., ainsi que la gestion de la demande qui permet de mettre en place de nouveaux processus tel que la tarification en temps réel [65].

Les opportunités et l'importance des RCSFs dans les smart grids ont été mises en avant dans un bon nombre d'études telles que [79–85]. En effet, un réseau filaire de surveillance est coûteux et nécessite un entretien continu des câbles, alors que les communications dans un smart grid doivent être extensibles et omniprésentes. Les avantages des RCSFs incluent leur faible coût par rapport à un réseau de capteurs filaire [86], leur caractère pervasif, ainsi que la flexibilité et la rapidité de leur déploiement, même à grande échelle.

Selon [84], il est prévu que le réseau électrique de nouvelle génération migre de son architecture de commande centralisée et limitée, vers un système distribué de prise de décision et d'action qui est établi grâce aux communications de capteurs sans fil. Les auteurs de [84] exposent les avantages, applications et défis liés au déploiement des réseaux de capteurs multimédia et d'actionneurs sans fil dans un smart grid. Les capteurs multimédia sont capables d'enregistrer des vidéos, de capter son et images, et de collecter des données de leur environnement. Dans les installations des réseaux de T&D par exemple, ils peuvent fournir une vue plus large du champ surveillé ce qui contribue à améliorer la qualité et la précision de la surveillance. S'ils sont placés sur les véhicules électriques, ces capteurs peuvent partager des données sur le trafic et des images avec les capteurs des véhicules à

proximité. Les actionneurs ont la capacité d'agir sur les dispositifs. Un composant défectueux, comme par exemple une éolienne dans un parc éolien, peut être arrêté par l'intermédiaire d'un actionneur. D'une manière similaire, les composants de secours peuvent être mis en ligne en cas de besoin. Un des défis majeurs pour les RCSFs sera la gestion des données recueillies. Les auteurs suggèrent que la mise en place d'une architecture hiérarchique permettant le traitement de ces données aux niveaux inférieurs (lors de la détection par exemple) éviterait des transmissions inutiles jusqu'au siège du gestionnaire du réseau. C'est pourquoi le traitement local et l'agrégration de données (pour supprimer les redondances, calculer les moyennes, etc.) doivent être mis en œuvre pour avancer vers un système décisionnel distribué. Les détails d'une telle architecture doivent encore être définis.

Dans [82], Gungor *et al.* signalent que les RCSFs ont été reconnus comme une technologie prometteuse pour les smart grids, ayant la capacité d'améliorer ses trois sous-systèmes, c'est-à-dire la production, la transmission et la distribution ainsi que la consommation. Leurs applications incluent la lecture automatique des compteurs, la surveillance du système à distance et le diagnostic des défaillances de l'équipement. Les auteurs ont également souligné les défis techniques de l'application des RCSFs dans le réseau électrique intelligent, tels que les conditions environnementales difficiles, la fiabilité, la latence et les contraintes de ressources [82].

Dans la section suivante, nous présentons plus en détails les applications des RCSFs dans les réseaux de transmission et de distribution.

2.2.2 La surveillance et le contrôle des réseaux de transmission et de distribution

Comme nous l'avons vu à la section 1.3 du chapitre 1, l'amélioration de la fiabilité du réseau électrique est un des objectifs des smart grids. En effet, le système électrique d'aujourd'hui souffre encore de pannes et de coupures en raison de l'absence d'analyse automatisée et de la mauvaise visibilité qu'a le fournisseur de service sur le réseau [87]. Le déploiement des RCSFs donnera au gestionnaire du réseau le point de vue et le contrôle dont il a besoin par le biais de la collecte d'informations dans les différents sous-systèmes du smart grid et en y plaçant les actionneurs appropriés.

Le fournisseur d'électricité devrait être en mesure de surveiller, contrôler et gérer ses systèmes de T&D en temps réel, d'où l'intérêt de déployer les RCSFs dans les réseaux de T&D [81]. L'information acquise par ces réseaux peut être analysée pour détecter et diagnostiquer les défauts à un stade précoce et prendre les mesures adéquates dès que possible. La réduction du temps requis pour détecter les perturbations et les pannes, ainsi que la réduction des interruptions de service, sont essentielles pour un fournisseur d'électricité toujours soucieux de satisfaire ses clients [88]. Il devrait également être en mesure de calculer des indices de qualité (comme les indices de qualité de l'électricité, la durée moyenne d'interruption de service, etc.) afin d'évaluer les performances de son réseau électrique [88]. Tout ceci peut être réalisé en analysant les données qui sont collectées via les RCSFs. Cependant, une architecture de gestion de données des RCSFs pour les réseaux de T&D permettant le traitement local de l'information pour une prise de décision rapide ainsi que le relais approprié d'informations pour l'analyse à long terme n'a pas encore été établie [81].

Un exemple d'utilisation des RCSFs est la mesure des caractéristiques de la phase du courant sur les lignes électriques de sous-stations secondaires, comme présenté dans [89] où les auteurs exposent comment détecter une panne et comment localiser les courts-circuits et les défauts monophasés.

Dans [90], les auteurs introduisent une architecture décentralisée de surveillance de la qualité de la tension utilisant les RCSFs dont les avantages par rapport au modèle client/serveur sont l'extensibilité et la répartition des tâches qui soulage le serveur central distant. Les auteurs considèrent un scénario où chaque partie du réseau électrique est surveillée par un réseau de capteurs et proposent un mécanisme de coopération entre ces réseaux afin de propager leurs indices de qualité respectifs. Cependant, la façon dont les nœuds d'un réseau unique communiquent afin d'évaluer l'indice local n'est pas traitée dans [90]. En outre, la consommation d'énergie par les capteurs n'a pas été abordée par les auteurs.

La surveillance des transformateurs, composants dont le rôle est crucial dans le réseau électrique [22], peut être mise en place grâce aux capteurs qui sont capables par exemple de surveiller la température des transformateurs et leur niveau de gaz dissous, mais aussi de rapporter ces valeurs au niveau de la sous-station concernée.

Au niveau de la transmission, l'état des lignes peut également être surveillé. Des exemples de capteurs utilisés dans ce contexte sont les capteurs de tension, les capteurs de courant et de température. Dans le cadre du projet *ParadiseNet*, Nasipuri *et al.* ont conçu et déployé plusieurs types de capteurs sans fil pour la surveillance des transformateurs, disjoncteurs et autres éléments dans une sous-station dans le Kentucky aux Etats-Unis [91]. Cette mise en œuvre pratique, consistant d'un RCSF composé de 122 nœuds, a montré l'intérêt et l'importance de la mise en place de la surveillance des sous-stations par le biais d'un RCSF.

L'utilisation des RCSFs dans les smart grids ne se limite pas à ceci. Le reste de cette section présente un aperçu d'autres applications des RCSFs dans le réseau intelligent, comme la surveillance des installations de production, la gestion énergétique résidentielle et la lecture automatique sans fil des compteurs du côté de la consommation et l'utilisation de RCSFs pour l'intégration des véhicules électriques à travers des applications telles que le *vehicle-to-home* et le *vehicle-to-grid*.

2.2.3 Les opportunités côtés production et consommation

Dans cette partie, nous passons en revue d'autres applications dans lesquelles les RCSFs jouent un rôle primordial.

2.2.3.1 La surveillance des installations de production

Qu'elle soit à partir de sources durables (éolienne, solaire, marémotrice) ou non renouvelables (combustibles fossiles), la production d'électricité doit être constamment surveillée parce que la production et la demande doivent toujours être en équilibre. D'une part, dans le cas de niveaux de production excédentaires, spécialement à partir de ressources durables, des solutions de stockage pourraient être considérées [84]. D'autre part, lorsque la demande augmente, la production devrait suivre.

En outre, la surveillance des parcs éoliens et solaires peut être faite par l'intermédiaire de RCSFs. Pour les panneaux solaires, température, courant, et données de rayonnement solaire peuvent être utilisés pour prédire leur production. L'information sur la température, la pression, l'humidité, et l'orientation du vent qui

affectent la puissance d'une éolienne peuvent aussi être collectées [84]. Par ailleurs, un RCSF peut être utilisé pour surveiller l'état mécanique des turbines afin de détecter toute défaillance possible [92].

2.2.3.2 La gestion de l'énergie pour le résidentiel

Dans leur proposition pour la gestion énergétique du secteur résidentiel dans les réseaux intelligents [93,94], Erol-Kantarci et Mouftah font usage du RCSF existant dans la maison (qui aurait été initialement installé pour la surveillance médicale et pour les applications de confort) afin de mettre en place un cadre de coordination des appareils électroménagers pour réduire les pointes de consommation. Dans leur proposition ACORD-FI, les appareils communiquent avec une unité de gestion de l'énergie, l'EMU (*Energy Management Unit*), en envoyant leurs requêtes via le RCSF. L'EMU est chargée du calcul d'une heure de début idéale pour la tâche demandée, après avoir communiqué avec l'unité de production d'énergie locale et le compteur intelligent. A noter que la décision finale concernant le temps d'exécution de la tâche est laissée au consommateur.

2.2.3.3 La lecture automatique sans fil des compteurs

La lecture automatique sans fil des compteurs, ou *Wireless Automatic Meter Reading (WAMR)*, est une autre application des RCSFs dans le smart grid, dans laquelle les compteurs intelligents sont équipés de capteurs sans fil offrant la possibilité de communications bidirectionnelles avec le gestionnaire du réseau pour lequel cette application apporte de nombreux avantages [82,88,95]. Nous en citons d'abord une réduction des coûts opérationnels suite à l'élimination de la nécessité des lecteurs qui se déplacent chez le consommateur. De plus, la capacité de surveillance en temps réel de la consommation d'énergie et de l'état des compteurs intelligents (pour empêcher les actes de vandalisme, par exemple), ainsi que la possibilité de mettre en œuvre un modèle de tarification en temps réel [82,88] sont rendues possibles. En outre, le WAMR basé sur les RCSFs est une solution flexible et à faible coût pour la collecte des données des compteurs. Une architecture pour un RCSF basé sur le WiFi pour les compteurs est proposée dans [95], où chaque bâtiment possède un concentrateur qui agit comme un sink pour les nœuds

compteurs. A leur tour, les concentrateurs des bâtiments transmettent les informations à un concentrateur central au niveau du quartier. Les spécificités d'une telle architecture, telles que la consommation énergétique des nœuds, et la gestion des données recueillies auprès des différents compteurs d'énergie, ne sont pas détaillées par les auteurs.

2.2.3.4 L'intégration des véhicules électriques

Nous avons introduit au chapitre 1 les communications *vehicle-to-grid* (V2G) et *vehicle-to-home* (V2H) qui ont émergé avec l'introduction des VEs dans le réseau intelligent. Pour que ces applications soient mises en place, un véhicule doit être capable de communiquer avec la maison intelligente et avec le réseau électrique, et les données doivent être mises à la disposition de ces trois acteurs. Les RCSFs seront déployés dans les VEs, les foyers et dans les réseaux électriques de T&D, et leurs données peuvent être utilisées pour coordonner, soutenir et contrôler les transmissions de puissance dans le V2G et le V2H [96].

Le Tableau 2.1 résume les principales applications des RCSFs dans le cadre du réseau électrique intelligent qui ont été exposées dans cette partie.

TABLE 2.1 – Récapitulatif des applications des RCSFs dans les smart grids

Production	**T&D**	**Consommation**
Surveillance des niveaux de production	Surveillance et contrôle des sous-stations	Gestion de l'énergie pour le résidentiel
Surveillance des éoliennes	Surveillance des lignes de transmission	Lecture automatique des compteurs
Surveillance des panneaux photovoltaïques	Diagnostic des défaillances	Vehicle-to-home
	Calcul des indices de qualité	Vehicle-to-grid

2.3 L'agrégation de données dans les smart grids

Comme nous venons de le voir, avec l'évolution des technologies dans le secteur de l'énergie et le déploiement de dispositifs de captage tels que les compteurs intelligents et les capteurs, les gestionnaires du réseau sont confrontés à un volume croissant de données à gérer. L'agrégation de données s'est révélée être une technique incontournable pour la gestion de l'information dans les réseaux électriques intelligents, surtout dans les réseaux déployés au niveau de la distribution électrique tels que l'AMI. En effet, les données recueillies par le réseau résidentiel HAN (Home Area Network) seront regroupées au niveau du compteur intelligent de la résidence pour être relayées à l'entité concernée (ex. fournisseur de service) via le réseau de zone de voisinage NAN (Neighborhood Area Network) [97]. Les données relayées par les NANs peuvent aussi être regroupées au niveau de la sous-station de distribution où des communications avec d'autres actifs du réseau électrique (ex. les centrales de production, d'autres sous-stations) peuvent avoir lieu.

La motivation principale derrière l'utilisation de l'agrégation de données est de réduire le volume de données transmises sur les réseaux afin de réduire les coûts de communications et de stockage de données et d'améliorer la rapidité et la qualité de l'analyse des données pour soutenir une meilleure prise de décision. En plus, l'agrégation de données peut tirer profit de la corrélation qui existerait entre les données collectées afin d'acheminer des informations plus significatives, comme nous le verrons dans le chapitre 5.

Les travaux sur l'agrégation de données dans les réseaux électriques intelligents se sont principalement focalisés sur le contexte de l'AMI. Alors que certains travaux ont porté sur les stratégies d'agrégation de données, d'autres ont mis l'accent sur les questions de sécurité. En effet, la collecte de données de consommation privées dans l'AMI a introduit de nouveaux défis liés à la sécurisation de ces données [98] ; c'est pourquoi de nombreux travaux ont été soucieux de préserver la confidentialité et l'intégrité des données récoltées par les compteurs intelligents comme nous le verrons dans le paragraphe suivant.

2.3.1 L'agrégation de données et les problématiques de sécurité

A l'échelle des communications résidentielles, l'agrégation de données sécurisée dans un HAN est considérée entre le compteur intelligent et les différents dispositifs intelligents dans [99].

Alors que l'agrégation de données réduit la consommation d'énergie des capteurs, les communications sur les réseaux multi-sauts augmentent le risque pour des attaquants d'écouter, de modifier ou de supprimer une grande partie des données contenues dans un paquet agrégé. Ceci compromet la confidentialité et l'intégrité des données de mesure collectées qui sont de nature privée et qui doivent conserver leur authenticité. Bartoli *et al.* [4] présentent un protocole pour l'agrégation sécurisée dans l'AMI dont les objectifs sont d'assurer à la fois une sécurité au niveau de chaque saut ainsi que de bout-en-bout, tout en minimisant le trafic sur le réseau en utilisant l'agrégation de données. L'architecture du réseau considéré par les auteurs suppose la présence de nœuds agrégateurs qui collectent les données d'un ensemble de compteurs et qui se chargent d'agréger les paquets en les concaténant avant de les relayer à la passerelle du réseau, éventuellement via d'autres nœuds routeurs (cf. figure 2.2). L'évaluation du protocole proposé sous différentes valeurs du rapport signal sur bruit a révélé que pour des valeurs du rapport inférieures à 3.5 dB l'agrégation n'est pas recommandée. En effet, lorsque le canal est très bruité, le taux de pertes de paquets est très élevé et par conséquent, le nombre total d'octets transmis (y compris les retransmissions) est plus grand que lorsque la concaténation n'est pas appliquée [4].

Dans l'approche considérée par Li *et al.* [100], l'agrégation de données est réalisée de manière répartie par l'ensemble des compteurs intelligents impliqués dans le routage des données de la source à la destination. Pour protéger la vie privée des utilisateurs, le chiffrement homomorphique est utilisé afin de sécuriser les données sur le chemin vers la destination, ce qui rend impossible pour un compteur intelligent donné d'avoir accès aux données d'un autre compteur, même si celui-ci participe au processus d'agrégation. Cependant, bien que cela assure la confidentialité des données de comptage, ce processus n'empêche pas un nœud frauduleux de modifier ses propres données.

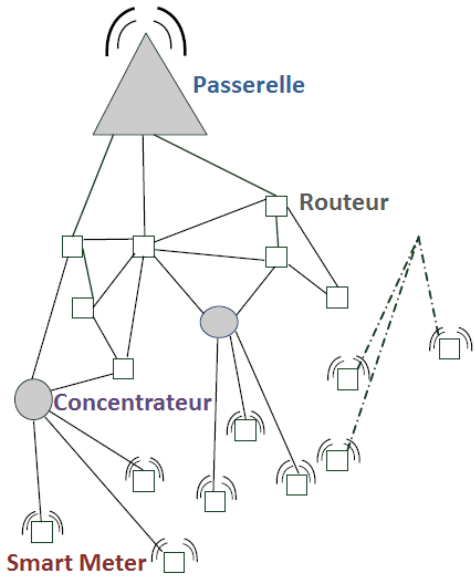


FIGURE 2.2 – Abstraction du réseau AMI considéré par Bartoli *et al.* [4] (adaptée)

L'agrégation de données avec chiffrement homomorphique a également été proposée dans [101] dans le but d'assurer des communications sécurisées et efficaces pour la gestion d'énergie dans un smart grid. Cette même technique a également été utilisée dans [102] pour sécuriser les données agrégées au niveau des réseaux HANs, BANs et NANs qui seront ensuite communiquées à la sous-station. Dans [103], les auteurs proposent d'agréger et de sécuriser en utilisant le chiffrement homomorphique au niveau du HAN les données multidimensionnelles (l types de données) collectées à partir de différents compteurs intelligents installés dans une maison (ex. eau, électricité, gaz) avant de les relayer à la passerelle. Cette dernière récupère les données des maisons d'une zone donnée et se charge d'agréger et de sécuriser les données avant de les communiquer au centre d'opérations du gestionnaire du réseau électrique.

Kursawe *et al.* présentent et discutent des propriétés de certains protocoles qui peuvent être utilisés pour calculer, sans le révéler, un agrégat des relevés d'un ensemble défini de compteurs [104]. Ils en concluent que les lectures des compteurs peuvent être communiquées au moyen de protocoles existants sans jamais avoir à révéler leur contenu et que la présence d'un tiers de confiance pour recueillir

tous les relevés de compteurs et les agréger, comme il est actuellement en cours de discussion pour le déploiement des compteurs intelligents au Royaume-Uni, n'est pas nécessaire.

Enfin, pour un aperçu des techniques d'agrégation de données préservant la vie privée dans les systèmes de compteurs intelligents, le lecteur peut consulter l'article de Erkin *et al.* [105]. Les auteurs comparent la complexité de quelques approches existantes et font le point sur les défis liés aux limitations matérielles, aux protocoles cryptographiques sécurisés et au domaine de traitement du signal qui se posent dans le contexte de la préservation de la vie privée dans l'AMI.

Outre ces questions de sécurité, l'agrégation de données vise à traiter le défi de déluge de données qui accompagne la prolifération des compteurs intelligents et des divers réseaux de capteurs dans les smart grids. Relever ce défi a été l'une des principales motivations de notre travail que nous détaillerons dans les chapitres 4 et 5 de ce manuscrit. Dans la sous-section suivante, nous présentons les travaux de la littérature qui se sont également intéressés à cet aspect.

2.3.2 L'agrégation de données et les réseaux de capteurs

Vue la grande quantité de données recueillies par les différents types de capteurs, qui nécessitent une bande passante élevée ainsi qu'un espace de stockage volumineux [106], la problématique de déluge de données se pose dans les smart grids [107]. Avec l'augmentation du volume, de la vitesse et de la diversité des informations, de nouvelles opportunités se présentent aux entreprises du secteur de l'énergie qui sauront exploiter ces données [106]. En effet, ces entreprises doivent améliorer leur capacité à traduire l'information en intelligence décisionnelle et exploiter les données afin de prendre des décisions stratégiques [107].

L'utilisation de l'agrégation de données dans les réseaux de capteurs déployés dans les smart grids fournit une solution à certains de ces défis. D'une part, cette technique permet de réduire l'overhead des communications et l'espace requis pour le stockage. D'autre part, grâce à l'agrégation de données décentralisée, de meilleures décisions peuvent être prises plus rapidement. En conséquence, certains travaux ont employé des techniques d'agrégation de données afin de réduire et

d'intégrer efficacement les données des capteurs et des compteurs intelligents.

Dans [108], les auteurs étudient l'utilisation de deux fonctions d'agrégation de données afin de réduire l'overhead de communication résultant de la mise en place de réseaux de capteurs sans fil dans les smart grids. En effet, en utilisant des fonctions d'agrégation, le trafic de communication généré par les capteurs intelligents peut être réduit, néanmoins au détriment du délai, d'où un gain précieux en bande passante qui pourra de ce fait être utilisée pour d'autres opérations de contrôle. La première fonction d'agrégation étudiée est appelée "*quantize aggregation*" et consiste à réduire le nombre de bits utilisés pour la représentation numérique d'un signal analogique (comme le courant par exemple). Dans l'agrégation à b-bits d'un tuple $(x_1, x_2, ..., x_n)$, seuls les b bits les plus significatifs de chaque élément seront utilisés et envoyés. Les auteurs étudient aussi les performances d'une deuxième technique d'agrégation qui consiste à calculer la moyenne des valeurs relevées par des capteurs déployés aux alentours d'un même point (un type de déploiement qui pourrait être utilisé afin d'alléger les effets d'un éventuel dysfonctionnement d'un capteur). L'évaluation de ces deux techniques a montré que : (1) la latence augmente avec le nombre de capteurs déployés ; (2) la bande passante disponible sur un lien est inversement proportionnelle au nombre de capteurs envoyant leurs données sur ce lien et est plus importante lorsque la fonction moyenne est utilisée. Bien que ces fonctions d'agrégation pourraient contribuer à la réduction du volume de données circulant sur les liens de communication dans un smart grid, elles manquent d'intelligence distribuée nécessaire menant à une gestion proactive du smart grid.

Les auteurs du papier [109] discutent des stratégies d'agrégation décentralisées possibles pour le calcul périodique de la consommation énergétique totale dans un réseau de distribution donné, le but étant d'intégrer cette consommation aux mesures collectées par les capteurs PMUs (ou unités de mesure de phaseur) dans la sous-station de distribution concernée pour des fins de planification et de conception plus efficaces et fiables. En premier lieu, les auteurs considèrent l'agrégation des paquets, ou la concaténation, au niveau de chaque compteur. Ils soulignent que malgré la simplicité de cette méthode, la taille du paquet de concaténation peut

rapidement devenir trop grande pour être acheminé de manière rapide et fiable. C'est pour cela qu'ils s'intéressent en second lieu à l'agrégation des valeurs des relevés de compteurs. Ils modélisent les cas où les compteurs transmettent leurs relevés de façon synchrone et asynchrone et montrent que, sous-certaines conditions, la totalité de la consommation de la zone considérée peut être retrouvée à la sous-station dans les deux cas. Cependant, la solution proposée par les auteurs ne protège ni la confidentialité ni l'intégrité des données de consommation des utilisateurs. D'autre part, bien que l'impact de cette agrégation sur la latence n'a pas été étudié par les auteurs, nous préconisons que les techniques proposées ne seraient pas convenables pour la transmission de données de surveillance importantes qui signaleraient une panne quelconque sur le réseau électrique, surtout si le nombre de compteurs dans la zone est important.

Par ailleurs, dans [110], les auteurs proposent l'architecture CPS-Net dans le but d'assurer les exigences en termes de qualité de service pour les applications qui se basent sur des mesures relevées par les PMUs. Pour y parvenir, les auteurs proposent d'utiliser l'une des quatre méthodes (*data prioritization*, *data dropping*, *data clustering* et *partial computations*) de réduction de données pendant la congestion du réseau électrique (représentée par la charge du réseau électrique en MW) et l'appliquent au calcul de l'index de stabilité de la tension. Les PMUs sont regroupés en zones dans lesquelles un concentrateur de données s'occupe d'appliquer la fonction d'agrégation choisie (selon les besoins de chaque application) avant d'envoyer les données au concentrateur central. Les résultats d'application des différentes méthodes montrent bien l'intérêt de l'agrégation de données dans les réseaux électriques intelligents. En termes de réduction du volume de trafic, les meilleurs résultats ont été obtenus avec la méthode des calculs partiels, talonnée par la priorisation des données. Notons que la première méthode ne peut être utilisée que lorsque l'application requiert qu'un certain calcul soit fait (ex. calcul de l'index de stabilité de la tension), alors que la seconde est mieux adaptée aux applications qui ont besoin des données relevées par les capteurs sans calcul supplémentaire (ex. surveillance de la tension). L'architecture proposée par les auteurs permet aux applications de choisir l'agrégation la mieux adaptée à leurs besoins. Cependant, la solution fournit ne permettrait pas une prise de décision décentralisée basée sur

les données collectées et qui pourrait être mise en place grâce aux SMAs.

2.4 Conclusion

Ce chapitre a mis l'accent sur les diverses applications des réseaux de capteurs dans le contexte des smart grids. Nous avons ainsi vu que les réseaux de capteurs sont indispensables pour la mise en œuvre des fonctionnalités principales des smart grids, telles que la surveillance et le contrôle décentralisé des réseaux de distribution. Après avoir identifié le besoin d'agréger les données collectées par les réseaux de capteurs dédiés aux applications smart grids, nous nous sommes attardés sur les travaux existants dans la littérature qui ont traité de l'agrégation de données dans ce contexte-là.

Dans le chapitre suivant, nous allons mettre en évidence les besoins de gestion et de pilotage du réseau de distribution d'un smart grid et proposer une architecture de gestion décentralisée basée sur les systèmes multi-agents. Nous définirons ensuite le contexte précis de nos travaux ainsi que les problématiques que nous avons traitées dans cette thèse.

CHAPITRE 3

Gestion des données des réseaux de capteurs dans le réseau de distribution d'un smart grid : problématiques identifiées et solution proposée

Sommaire

3.1 Introduction **60**
3.2 Architecture globale pour la gestion décentralisée des données et de l'énergie d'un smart grid **60**
3.2.1 Les SMAs pour la gestion des données et de l'énergie d'un smart grid 61
3.2.2 Contexte de travail : gestion des données dans le réseau de distribution d'un smart grid 63
3.2.3 Besoins de gestion et de pilotage du réseau de distribution d'un smart grid 63
3.3 Gestion des données dans un smart grid : problématiques **66**
3.4 Vers une approche décentralisée **67**
3.4.1 Objectifs d'une gestion efficace des données 67
3.4.2 Limites des travaux existants 68
3.4.3 Les agents-capteurs *SmartSens* 69
3.5 Conclusion **71**

3.1 Introduction

Nous avons identifié dans le chapitre précédent les utilisations possibles des réseaux de capteurs dans les divers sous-systèmes des réseaux électriques intelligents ainsi que les défis liés à la gestion des données collectées par ces réseaux. A l'échelle du réseau de distribution qui s'étend de la sous-station jusqu'aux compteurs intelligents et auquel nous nous intéressons dans le reste de ce manuscrit, les RCSFs seront déployés pour collecter des données qui serviront aux applications de surveillance et de contrôle des sous-stations. Par ailleurs, au plus proche des consommateurs, cette collecte sera effectuée par les compteurs intelligents.

Les travaux qui se sont intéressés à l'agrégation de données dans ce contexte, se sont focalisés sur deux points principaux : le premier concerne l'emploi de l'agrégation afin de sécuriser les communications des données privées relatives à la consommation des utilisateurs ; tandis que le deuxième concerne l'utilisation de l'agrégation pour réduire l'overhead de communication. A notre connaissance, aucun de ces travaux ne s'est intéressé aux données relatives à la qualité de l'électricité, ni a introduit un traitement quelconque des données de manière décentralisée afin d'accélerer la détection des problèmes électriques.

Dans ce chapitre, nous présentons, en premier lieu, les besoins de gestion et de pilotage du réseau de distribution d'un smart grid. Nous définissons en second lieu notre contexte de travail, les problématiques considérées ainsi que l'approche que nous avons adoptée et qui est basée sur les systèmes multi-agents permettant ainsi de mettre en œuvre une gestion décentralisée du réseau de distribution électrique.

3.2 Architecture globale pour la gestion décentralisée des données et de l'énergie d'un smart grid

Les réseaux électriques, de plus en plus complexes et connaissant une multiplication considérable des acteurs, ne peuvent plus avoir un pilotage entièrement centralisé. Il est donc nécessaire de délocaliser diverses fonctions du réseau en

introduisant de l'intelligence locale. En effet, pour optimiser son rendement, le gestionnaire du réseau de distribution doit élargir son rayon d'action et sa capacité d'analyse [14]. Le domaine des systèmes multi-agents que nous avons introduit à la sous-section 1.4.2 du chapitre 1, constitue une solution prometteuse adaptée aux besoins de gestion décentralisée des smart grids.

3.2.1 Les SMAs pour la gestion des données et de l'énergie d'un smart grid

A travers les divers projets qui se sont intéressés aux smart grids, les systèmes multi-agents ont pu apporter maintes réponses aux besoins émergents de la nouvelle génération de réseaux électriques. Dans notre vision, l'utilisation des SMAs dans les smart grids a un double objectif. En premier lieu, les SMAs seront utilisés comme outil permettant l'agrégation décentralisée de données récoltées par les capteurs dans un smart grid, afin de faire face au déluge de données que devra acheminer et traiter le réseau. En second lieu, les SMAs favoriseront l'exploitation de ces informations pour prendre des décisions concernant la gestion de la consommation et l'équilibrage de charge. Cependant, ce dernier aspect sort du cadre de cette thèse et n'y sera pas détaillé.

La Fig. 3.1 montre notre vision de l'utilisation double des SMAs dans un smart grid :

1. Le premier niveau d'utilisation concerne l'acheminement assurant la qualité de service des paquets de données en intégrant des agents au sein des capteurs sans fil et des compteurs intelligents. Le but étant de réduire la quantité de données circulant sur le réseau en agrégeant et/ou corrélant le contenu de ces paquets de données, ceci de manière tout à fait décentralisée. Ainsi, le traitement de ces données s'effectuera plus rapidement et par voie de conséquence aboutira à une prise de décision rapide et efficace concernant la gestion de l'énergie. A titre d'exemple, les agents déployés sur les capteurs de la sous-station1 vont agréger leurs informations envoyées au sink. L'agent présent sur ce dernier, identifié par SS1 sur la Fig. 3.1, représentera alors la sous-station1 dans les communications avec les autres entités du smart grid. De même, un agent situé au sein du concentrateur CONC2 pourra s'occu-

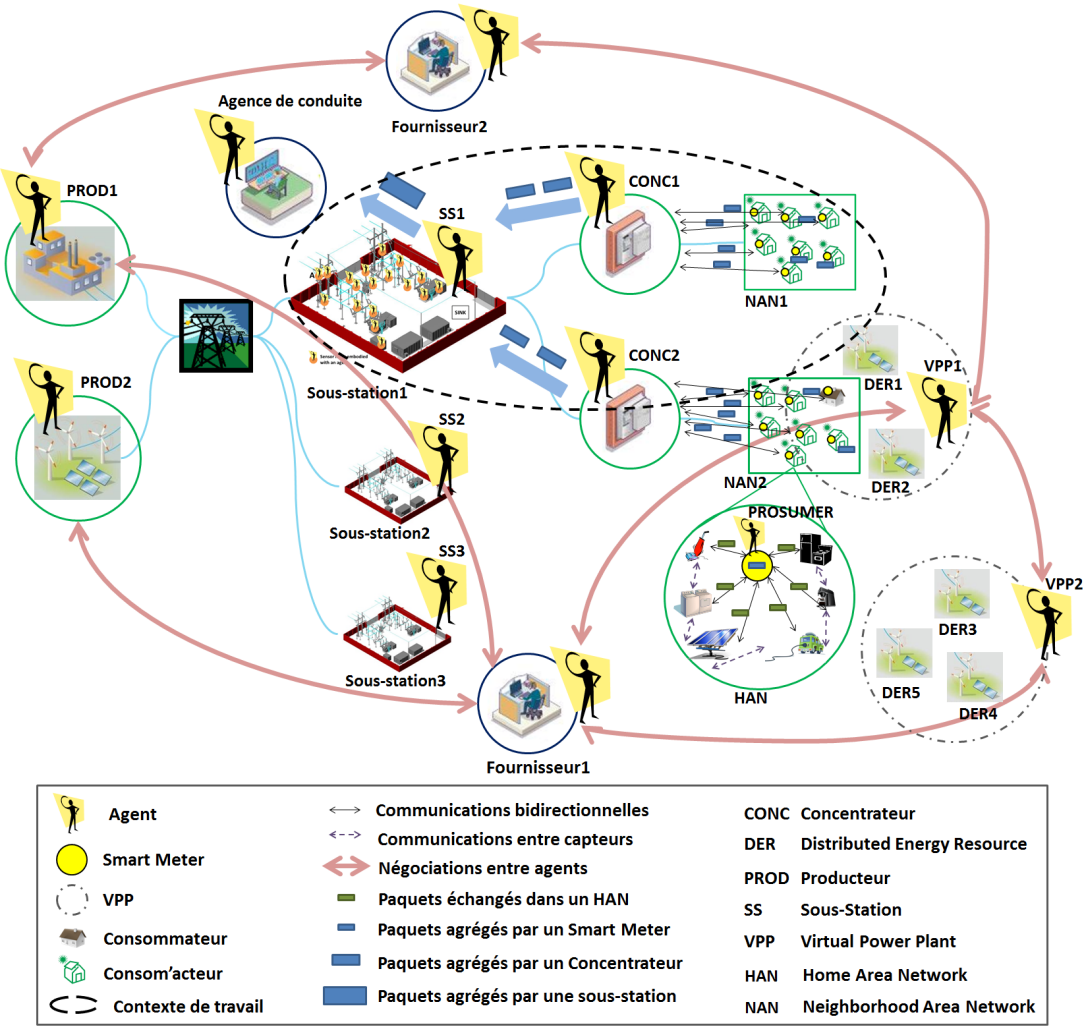


FIGURE 3.1 – Double niveau de déploiement des agents pour la gestion des données et de l'énergie d'un smart grid

per de corréler les informations remontées par un ensemble de compteurs intelligents dans la zone de voisinage NAN2.

2. Le deuxième niveau concerne l'utilisation des algorithmes de coopération et négociation multi-agents pour une meilleure utilisation des ressources énergétiques. L'étude de ces algorithmes dépasse le cadre de cette thèse et ne sera pas détaillée dans ce manuscrit.

3.2.2 Contexte de travail : gestion des données dans le réseau de distribution d'un smart grid

Dans cette thèse, nous nous positionnons au premier niveau d'utilisation des SMAs que nous avons présenté précédemment et qui concerne le traitement des données récoltées par les entités de captage et à l'échelle du réseau de distribution d'un smart grid (notre contexte de travail est identifié sur la Fig. 3.1 par l'ellipse pointillée). Les objectifs de ce traitement sont, d'une part, la mise en place d'un système de gestion de données décentralisé permettant l'extraction et l'acheminement d'informations plus significatives aux entités concernées afin d'accélérer les temps de réaction du système ; et d'autre part, l'amélioration de la qualité de service des réseaux de communication quelle qu'en soit la technologie sous-jacente. Notons que nous nous sommes intéressés, au-delà de notre contexte de travail identifié ci-dessus, à deux autres aspects qui dépassent le cadre de ce manuscrit et qui n'y seront pas détaillés. En résumé, le premier aspect s'intéresse à une architecture coopérative basée sur les SMAs pour les communications *vehicule-to-grid* [111] ; tandis que le deuxième aspect traite de la participation des maisons intelligentes, représentées par des agents consommateurs et pro'consommateurs, au marché électrique pour une gestion plus efficace et plus responsable de leur consommation énergétique [112].

La Fig. 3.2 illustre le double niveau d'utilisation des SMAs, représenté par un premier plan de collecte de données dans lequel seront présents nos agents-capteurs que nous définirons dans la section 3.4, et par un deuxième plan d'exploitation de données où des agents-grids se chargeront de l'équilibre production-consommation.

3.2.3 Besoins de gestion et de pilotage du réseau de distribution d'un smart grid

Nous avons identifié au chapitre 1, sous-section 1.3.2, le besoin d'améliorer la fiabilité du réseau électrique. Dans cette perspective, et parmi les diverses fonctions du réseau électrique qu'il sera nécessaire de décentraliser, nous nous intéressons dans cette thèse à la surveillance et au contrôle du réseau de distribution électrique, motivés par l'objectif de la prévention des interruptions de service et la réduction

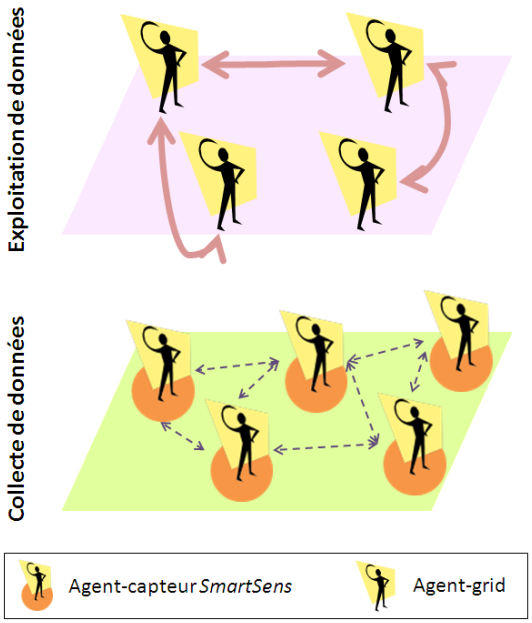


FIGURE 3.2 – Double niveau d'utilisation des agents dans un smart grid : le plan de collecte de données et le plan d'exploitation de données

de leur durée et de leur impact lorsqu'elles ont lieu. En particulier, il sera nécessaire de mettre en place la surveillance du réseau et de ses équipements pour en améliorer la fiabilité, ainsi que la surveillance de l'alimentation pour améliorer la qualité de la puissance [113]. Par ailleurs, selon Gimélec [14] (un regroupement d'industriels au service de l'intelligence énergétique), afin d'intégrer un réseau véritablement intelligent, les besoins du réseau de distribution comprennent :

- L'amélioration de la conduite et de l'exploitation du réseau par le biais de la collecte de données tout au long du réseau de distribution (1.3 millions de kilomètres de câbles pour le réseau de distribution français [1]). Le gestionnaire du réseau doit aussi être capable de prendre des décisions instantanées en se basant sur ces données.
- L'optimisation et la facilité d'intégration des différents équipements à travers le développement des capacités de prévision de défaillances et de détection de pannes, tant à distance que sur le lieu de la panne. Ces outils reposent, entre autres, sur la collecte et la transmission des données du réseau.

Pour cela, les équipements de mesure et d'instrumentation tels que les capteurs et les unités de mesure de phaseurs, permettent d'obtenir les informations nécessaires à la gestion des réseaux énergétiques et à la protection de leur infrastructure. Ces données peuvent être de nature variée (phase, fréquence, tension, intensité, etc.).

Dans cette optique, le but de ce travail est de fournir l'intelligence locale nécessaire pour la gestion des données collectées par les RCSFs et les compteurs intelligents déployés dans le réseau de distribution électrique.

De manière générale, les perturbations de la qualité de la puissance peuvent être divisées en deux catégories : les variations et les événements. Les variations sont mesurées et évaluées de façon continue, tandis que les événements sont imprévus et nécessitent une action [113]. Un système de gestion de la distribution doit fournir des réponses en temps réel, avoir la capacité d'auto-réparation et pouvoir détecter et réagir aux perturbations et conditions instables avec le moins d'impact sur les consommateurs [114]. Dans un tel système, les capteurs ont pour rôle de détecter les fluctuations et signaler les actions à entreprendre (isoler une certaine zone, par exemple).

A un niveau plus large, une meilleure conduite du réseau passe par de nouveaux moyens de supervision, de pilotage et de contrôle des infrastructures du réseau basse tension. En effet, le gestionnaire du réseau est aujourd'hui informé par les consommateurs des pannes qui surviennent au-delà d'un poste source [14]. Il ne faut donc pas oublier que le réseau de distribution s'étend jusqu'aux consommateurs où l'infrastructure de compteurs intelligents fournit un lien de communication bidirectionnel entre les consom'acteurs, le fournisseur et le gestionnaire du réseau électrique. Entre autres, les *smart meters* sont capables de relever des données qui concernent le fonctionnement du réseau électrique, notamment de signaler les fluctuations et les perturbations.

3.3 Gestion des données dans un smart grid : problématiques

Dans le contexte des smart grids et particulièrement celui du réseau de distribution électrique, le problème de déluge de données constitue une problématique majeure, récemment identifiée par de nombreux industriels dont Oracle [107] et IBM [106], pour les gestionnaires du réseau ainsi que pour les fournisseurs. Les différentes entités de captage (capteurs, compteurs, etc.) vont collecter une très grande quantité de données à travers le smart grid ce qui nécessite une grande capacité de bande passante et de stockage pour être transférée aux locaux des gestionnaires. Cette quantité peut être considérablement réduite si les données sont traitées localement pour en extraire les informations qui sont utilisables et importantes. De plus, celles-ci peuvent être converties en intelligence décisionnelle afin que la réponse face à n'importe quel problème au niveau du smart grid soit plus proactive [107].

De plus, une des problématiques qui se posent est comment rendre un réseau de capteurs suffisament autonome pour que l'évaluation des données et la prise de décision se fassent de la manière la plus décentralisée possible (au sein même d'un RCSF, par exemple). Dans l'architecture d'un RCSF classique, les données détectées par les nœuds sont envoyées au sink sans aucun traitement. Si le sink possède l'intelligence nécessaire, il pourra analyser ces données. Sinon, celles-ci seront relayées au gestionnaire du réseau pour analyse et prise de décision centralisées. Ceci introduit évidemment un grand délai entre la détection éventuelle d'un événement et l'envoi de la décision à l'actionneur se trouvant sur le composant où l'événement a été détecté.

Enfin, l'architecture de contrôle complètement centralisée ne conviendra plus au réseau électrique intelligent. En effet, en considérant la sous-station dans son écosystème énergétique, celui-ci comprendra (1) l'intégration des sources d'énergie renouvelables qui sont de nature intermittente et distribuée, (2) l'implémentation de l'infrastructure de compteurs intelligents qui sont capables de capter des données relatives à la qualité de la tension et (3) les véhicules électriques qui constituent une charge variable et mobile dans le réseau. Il faudrait donc que le réseau

de distribution puisse gérer ces nouveaux éléments de façon plus dynamique et intelligente pour permettre la prise de décision locale. Pour cela, nous pensons qu'une architecture de contrôle décentralisée est mieux adaptée au smart grid en général et à son réseau de distribution en particulier.

Afin d'aborder ces questions, nous adoptons une approche décentralisée de gestion de l'information permettant des délais de réaction plus courts, la réduction de la quantité de données transmises et une prise de décision locale.

3.4 Vers une approche décentralisée

Comme nous l'avons vu à la section 3.2, nous basons notre approche de gestion décentralisée des données des RCSFs sur les SMAs. Avant d'introduire nos agents-capteurs, nous rappelons les objectifs d'une gestion efficace des données ainsi que les limites des travaux de la littérature.

3.4.1 Objectifs d'une gestion efficace des données

Toute approche de gestion de l'information collectée par les capteurs doit permettre de :

- Gérer la grande quantité de données collectées par les capteurs : toutes les informations détectées ne sont pas significatives et certaines peuvent être corrélées.
- Exécuter les actions appropriées en cas de besoin avec le moindre délai possible (ex. en informant les actionneurs concernés).
- Rendre le réseau suffisamment autonome pour une prise de décision décentralisée à partir des informations locales.
- Assurer une bonne qualité de communications, réduire la congestion dans le réseau et minimiser le délai de transmission.
- Déterminer les composants affectés par un problème et l'étendue de celui-ci.
- Réduire la consommation d'énergie des capteurs pour prolonger leur durée de vie. En effet, même si diverses techniques de récolte d'énergie deviennent de plus en plus disponibles pour les capteurs dans les applications électriques, la puissance de sortie d'un module de récolte d'énergie reste variable et faible

[115].

Aucun des travaux issus de la littérature n'a fourni une solution qui pourrait répondre à ces objectifs dans le cadre d'un smart grid. Nous visons à travers cette thèse à répondre à un maximum de ces besoins.

3.4.2 Limites des travaux existants

Les travaux que nous avons présentés dans les chapitres 1 et 2 ont d'une part traité de l'usage des SMAs pour introduire de l'intelligence aux différents niveaux d'un smart grid et se sont intéressés, d'autre part, à l'emploi et l'utilité des RCSFs dans les réseaux électriques intelligents. En outre, l'agrégation de données a été perçue comme une méthode de protection de la vie privée dans les réseaux d'un smart grid tels que le réseau de collecte de données des compteurs intelligents (l'AMI) [4, 100]. Cette méthode de gestion de données peut aussi apporter des solutions au problème de déluge de données. En effet, comme le suggèrent les auteurs dans [108], les méthodes d'agrégation contribuent à la réduction de l'overhead introduit par les communications d'un RCSF.

Cependant, malgré le besoin plus que justifié d'une gestion décentralisée des données d'un RCSF, nous remarquons que très peu, voire aucun, de travaux de recherche se sont intéressés à l'utilisation de l'approche multi-agents pour l'agrégation de données dans un réseau de capteurs déployé au sein d'un smart grid, pour ensuite exploiter ces informations pour la gestion du smart grid, rendant ainsi notre proposition très originale et extrêmement pertinente. Il y a donc un réel besoin d'une solution de gestion de l'information répondant aux besoins du réseau électrique en termes de gestion décentralisée proactive et prenant en considération les contraintes imposées par le réseau sous-jacent tel que le RCSF. De plus, vue l'importance du réseau de transmission et de distribution électrique, il est d'autant plus important d'adapter la solution à ce contexte.

En outre, les travaux qui ont proposé des méthodes pour l'agrégation des relevés des compteurs dans l'AMI se sont intéressés aux données relatives à la consommation des maisons qui sont envoyées périodiquement et n'ont pas considéré le cas des données relatives aux perturbations électriques.

Nous visons, à travers cette thèse, à fournir une solution à ces problématiques

d'actualité comblant les limitations des propositions existantes en adoptant une approche basée sur les systèmes multi-agents qui sont naturellement adaptés aux systèmes distribués et qui leur apportent l'autonomie qui leur est nécessaire. Les agents-capteurs comportementaux *SmartSens*, faisant partie de notre approche, sont introduits dans le paragraphe suivant.

3.4.3 Les agents-capteurs *SmartSens*

Comme nous l'avons vu dans les chapitres précédents, les capteurs et les compteurs intelligents font partie intégrante des smart grids. Afin de gérer les données captées par ces entités et de décentraliser leur traitement, nous adoptons une approche basée sur les systèmes multi-agents. En effet, les SMAs sont capables de doter les capteurs de l'intelligence et l'autonomie nécessaires à cette gestion.

Selon le contexte dans lequel ils sont déployés, ces entités devront exécuter certaines tâches plutôt que d'autres. Nous introduisons ainsi notre agent-capteur comportemental *SmartSens* (cf. Fig. 3.3). Chaque comportement de cet agent est régi par un algorithme spécifique qui représente l'ensemble des tâches nécessaires pour une application donnée. En outre, il existe un socle commun (connaissances, algorithmes de coopération, négociation, etc.) utilisé par les comportements. Parmi ces derniers, nous citons à titre d'exemple, le comportement "Surveillance" qui est déclenché sur les capteurs déployés pour surveiller un paramètre spécifique, alors que le comportement "Facturation" est déclenché sur les compteurs intelligents. Notons que plusieurs comportements peuvent être déployés sur une même entité de captage. Ceci est le cas, par exemple, des compteurs intelligents qui fournissent des données de consommation pour les applications de facturation et de gestion de la charge ainsi que des données de qualité de l'électricité pour les applications de surveillance du réseau de distribution. D'autres comportements peuvent être envisagés, tels que le comportement "Consom'acteur" permettant à un smart meter de participer au marché de l'électricité ou encore le comportement "Concentrateur-AMI" activé sur l'entité concentrateur dans une zone donnée et qui s'occupe d'agréger les données des compteurs selon leur type.

En résumé, selon l'application qui a besoin des informations captées, l'agent *SmartSens* fera appel au comportement correspondant, permettant ainsi de créer

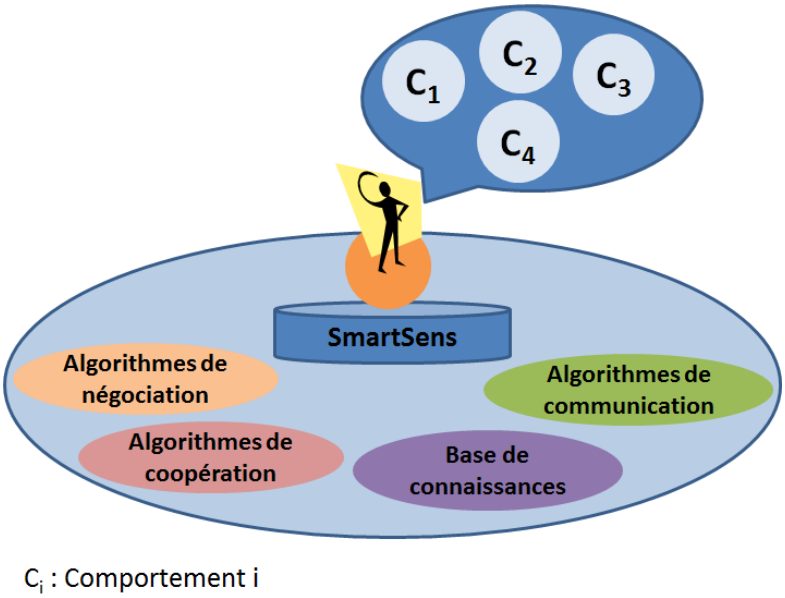


FIGURE 3.3 – Illustration de l'agent *SmartSens*

une couche virtuelle pour la gestion des données captées spécifique à chaque application.

Dans le reste de ce manuscrit, nous allons détailler les algorithmes qui régissent deux des comportements de notre agent *SmartSens*. Le premier, PriBaCC, concerne la surveillance et sera typiquement présent sur les capteurs déployés pour les applications de surveillance et de contrôle des équipements dans le réseau de distribution. Le deuxième, CoDA, s'intéresse à l'agrégation de données de surveillance dans l'AMI, typiquement présent sur les concentrateurs de données des compteurs intelligents. Pour chacun de ces comportements, nous détaillerons les tâches et la stratégie adoptée par nos agents.

Avant d'introduire ces deux algorithmes, nous mettons en exergue quelques caractéristiques des données recueillies par les RCSFs et l'AMI dans un smart grid dans le Tableau 3.1, notamment celles de la diversité, la vélocité et du volume de ces données. Celles-ci constitueront nos hypothèses concernant les données relevées dans chacun des scénarios que nous allons exposer aux chapitres 4 et 5. En premier

lieu, dans un RCSF déployé dans une sous-station par exemple, nous pouvons trouver divers types de capteurs, chacun pouvant détecter un seul type de données ([91]), alors que le même compteur intelligent peut relever plusieurs types de données (données de consommation et données de surveillance) [107]. En deuxième lieu, les capteurs peuvent relever des valeurs à différentes fréquences, selon les besoins en termes de précision de l'application. Celles-ci peuvent être de l'ordre des millisecondes, des secondes ou des minutes [91,116], identiques à celles des données de surveillance de la qualité de l'électricité des compteurs, tandis que les données de consommation sont relevées et communiquées beaucoup moins fréquemment (fréquence variant d'une dizaine de minutes à une ou plusieurs heures dans ce cas [106,117]). En troisième lieu, le volume des données de surveillance des capteurs et des compteurs se limite à quelques dizaines d'octets, alors que la taille des données de consommation atteint les centaines d'octets. Bien que le volume des données dans le secteur de l'énergie ne soit pas actuellement équivalent à celui d'autres secteurs traditionnellement intenses en données, il n'y a pas de doute que le volume des données devant être gérées par les industries du secteur est en train d'augmenter considérablement [106]. Selon une étude récente menée par l'Edison Foundation aux Etats-Unis, plus de 40% des foyers avaient déjà été équipés d'un compteur intelligent en Juillet 2013, soit 46 millions de compteurs intelligents [117]. Si les données de ces compteurs ne sont relevées que chaque heure, ceci constitue plus d'un milliard de points de données recueillies quotidiennement. Enfin, nous ajoutons que la consommation d'énergie d'un compteur intelligent n'affecterait pas sa durée de vie alors qu'elle pourrait être plutôt importante pour la durée de vie d'un RCSF.

3.5 Conclusion

Jusqu'ici, nous avons présenté une vue globale de notre contexte de travail et de ses particularités dans les chapitres 1 et 2. Dans ce chapitre, nous avons identifié les besoins et les problématiques de gestion de données dans le réseau de distribution électrique intelligent. Nous avons proposé une architecture basée sur les systèmes multi-agents visant, d'une part, un premier niveau de déploiement d'agents-capteurs ayant pour tâche l'acheminement des paquets de données des

TABLE 3.1 – Principales caractéristiques des données recueillies par les RCSFs et l'AMI dans un smart grid

	RCSF	**AMI**
Sous-système électrique	Production, Transmission et Distribution	Distribution
Technologie de communication	Sans fil	Filaire ou sans fil
Source d'énergie	Plutôt limitée	Non limitée
Diversité des données	n types de capteurs	1 type de compteur
	1 type de données par capteur	n types de données par capteur
Vélocité des données	ms, s ou min	min ou h (données de consommation)
		ms, s ou min (données de surveillance)
Volume des données	dizaine d'octets	centaine d'octets (données de consommation)
		dizaine d'octets (données de surveillance)
Notre contribution	PriBaCC (chapitre 4)	CoDA (chapitre 5)

capteurs et compteurs intelligents, et d'autre part, un deuxième niveau de déploiement d'agents-grids s'occupant d'assurer l'équilibre production-consommation.

Nous nous sommes ensuite positionnés au niveau des agents-capteurs et à l'échelle du réseau de distribution électrique et avons introduit nos agents-capteurs comportementaux *SmartSens*. Les chapitres qui suivent sont respectivement consacrés à nos contributions associées à deux comportements différents d'un agent *SmartSens* et appliquées aux deux scénarios d'étude suivants : l'agrégation de données au sein d'un RCSF déployé pour les applications de surveillance (chapitre 4) et l'agrégation de données dans l'AMI (chapitre 5).

Dans le chapitre suivant, nous exposons notre proposition pour la gestion des données d'un RCSF déployé pour la surveillance et le contrôle d'un réseau de distribution.

CHAPITRE 4

PriBaCC : Approche d'agrégation de données dans les RCSFs déployés pour les applications de surveillance et de contrôle

Sommaire

4.1 Introduction **74**
4.2 Scénario d'application : le cas d'une sous-station **74**
4.3 PriBaCC : traitement de données pour les applications de surveillance des réseaux de capteurs **77**
4.3.1 Description de la méthode adoptée 78
4.3.2 Communication basée sur les priorités 78
4.3.3 Communication coopérative 79
4.3.4 Phase 1 : Evaluation de l'importance des données 84
4.3.5 Phase 2 : Sélection du schéma de communication 84
4.4 Evaluation des performances de PriBaCC **86**
4.4.1 Configuration des simulations 87
4.4.2 Approches comparées et critères de performances 89
4.4.3 Analyse des résultats 91
4.5 Conclusion **98**

4.1 Introduction

Nous avons vu dans le chapitre 2 le rôle et l'importance des RCSFs dans les smart grids, en particulier dans la surveillance des réseaux de transport et de distribution. Nous avons aussi identifié les problématiques qui accompagnent leur déploiement dans les réseaux électriques intelligents, ainsi que le besoin de gestion efficace et intelligente de l'information collectée par les RCSFs et ceci pour faire face au problème de déluge de données, pour réduire les délais de réponse et pour concevoir une architecture plus adaptée à un smart grid.

Dans le chapitre 3, nous nous sommes positionnés à l'échelle du réseau de distribution d'un smart grid et avons proposé le déploiement d'agents-capteurs ayant pour tâche l'acheminement des paquets de données des capteurs et compteurs intelligents.

Ce chapitre est consacré à la gestion des données d'un RCSF déployé pour la surveillance et le contrôle d'un réseau de distribution que nous allons appliquer au cas de la sous-station. Le comportement "surveillance" de nos agents-capteurs est régi par l'algorithme PriBaCC. Ces agents ont pour tâche d'évaluer l'importance des données relevées par les capteurs afin de décider de les envoyer immédiatement au sink, de les agréger ou d'en garder une trace pour transmission ultérieure. L'algorithme PriBaCC est décrit en détail dans la section 4.3 tandis que les résultats de l'évaluation de ses performances sont donnés dans la section 4.4.

4.2 Scénario d'application : le cas d'une sous-station

Notre contribution s'applique à tout RCSF déployé pour des applications de surveillance et de contrôle dans un smart grid. Cependant, nous avons choisi d'illustrer son application en considérant le cas d'une sous-station de distribution. Ce choix est justifié par l'importance de cette partie du réseau de T&D électrique, ainsi que par le besoin actuel dans l'industrie de l'énergie de construire et de rénover des sous-stations smart grid dotées de systèmes de communication et de contrôle d'une complexité croissante [118].

En outre, vue l'importance du rôle d'une sous-station dans le réseau électrique, il est crucial que ses composants soient surveillés et contrôlés en temps réel. Ceci

peut être réalisé par le biais de capteurs et d'actionneurs. En effet, associés à des actionneurs, les capteurs de courant et de tension situés au pied de l'appareillage des postes électriques, constituent des éléments de base de l'intelligence du réseau [14]. Cependant, un réseau de capteurs filaire est coûteux et difficile à installer et maintenir. C'est pour cela que les gestionnaires du réseau électrique se sont intéressés depuis un certain temps aux RCSFs [91]. Parmi les applications de surveillance des composants critiques qui peuvent être déployées, un exemple serait la surveillance de la température d'un composant afin d'évaluer son état (si sa température est trop élevée, ceci pourrait indiquer un problème) [91]. De plus, il est nécessaire de surveiller les caractéristiques électriques telles que la tension, la fréquence et la puissance réactive.

Nous considérons donc un réseau de capteurs et d'actionneurs sans fil déployé dans une sous-station. Les capteurs sont installés sur les différents composants et surveillent différents paramètres. La Fig. 4.1 montre un exemple des capteurs placés sur un transformateur par la société Siemens [5] qui surveillent, entre autres, la température ambiante, la température et le niveau d'huile, les niveaux de gaz dissous et le courant. La station de base du RCSF se trouve dans la station de contrôle, typiquement présente à l'extrémité du terrain de la sous-station (cf. Fig. 4.2). La Fig. 4.2 montre le chemin de la puissance dans une sous-station de distribution typique, qui arrive par les lignes de transmission et sort par les lignes de distribution, ainsi que les divers éléments qui y sont présents (ex. disjoncteurs, transformateurs, régulateurs de tension, etc.).

Les particularités de ce cadre sont les suivantes :

- Les capteurs ne sont pas déployés aléatoirement. Leur position (x,y) est disponible.
- Les capteurs sont hétérogènes dans le sens où ils surveillent des paramètres différents (nous supposons un paramètre par capteur), mais qui peuvent être corrélés pour en extraire des informations plus significatives.
- Etant donnée la direction du flot de puissance, un événement relatif à la qualité de la puissance se propagera d'un composant au suivant sur le chemin de l'électricté. Le chemin de l'information suit alors celui de la puissance.

Nous allons considérer qu'un événement correspond à la détection d'une valeur

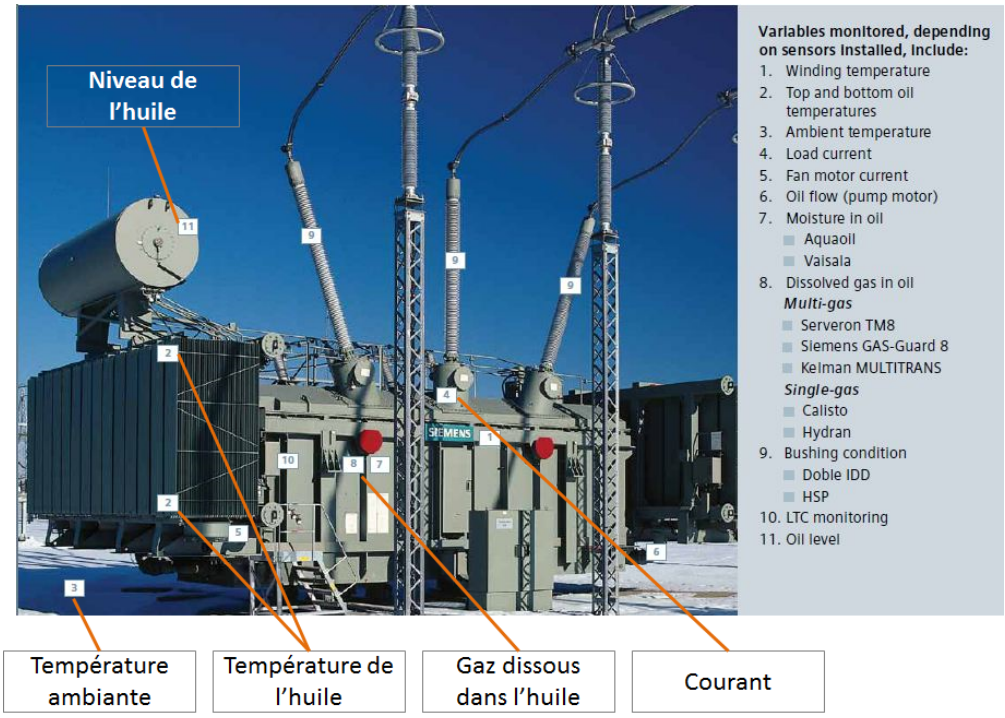


FIGURE 4.1 – Les capteurs sur un tranformateur surveillant plusieurs paramètres [5] (adaptée)

différente des valeurs normales de fonctionnement attendues (qui sont connues au préalable). Un événement peut signaler une perturbation de la qualité de la puissance, un malfonctionnement au niveau d'un équipement ou tout autre problème qui nécessite d'être signalé.

Tenant compte des besoins et objectifs que nous avons identifiés au chapitre 3, nous introduisons dans le paragraphe suivant notre algorithme de gestion des données récoltées par un RCSF déployé pour les applications de surveillance et de contrôle.

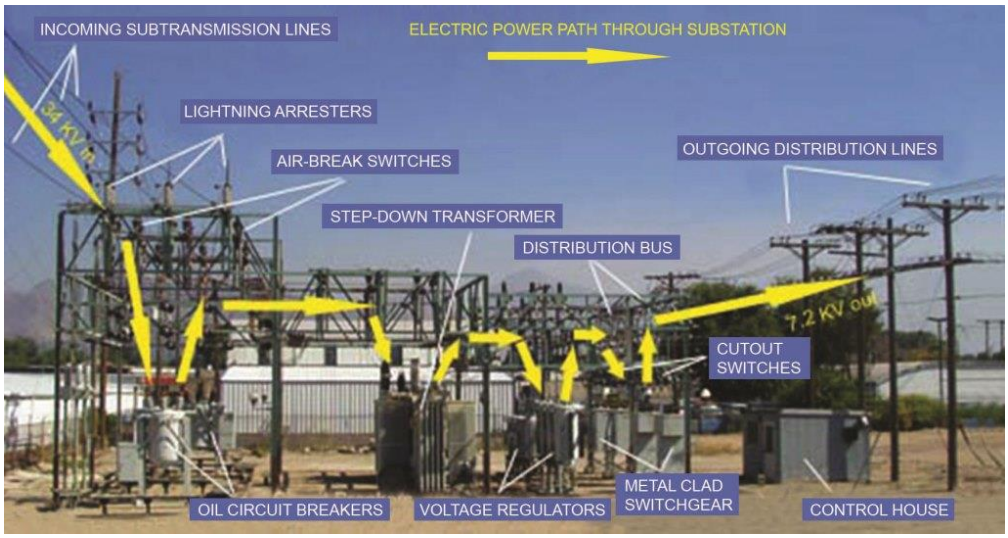


FIGURE 4.2 – Le chemin de la puissance dans une sous-station de distribution [6]

4.3 PriBaCC : traitement de données pour les applications de surveillance des réseaux de capteurs

Le comportement de surveillance et de contrôle de notre agent *SmartSens* est régi par PriBaCC (*Priority-Based Cooperative Communications*), un algorithme de traitement de données *in-network* (au sein du RCSF) efficace et hybride. Notre proposition présente les avantages suivants : (1) la capacité d'analyse des données au niveau local par la détermination de leur importance, (2) la réduction du volume et de l'overhead des communications et, par conséquent, (3) l'amélioration des temps de réponse aux situations critiques et urgentes.

Quel que soit le type de l'information recueillie par les capteurs, le besoin est commun : évaluer l'importance d'une valeur détectée et prendre les mesures appropriées en conséquence. Nous exposons dans cette section l'algorithme proposé pour relever les défis de ce contexte. Pour cela, nous nous basons sur un SMA et nous divisons notre algorithme PriBaCC en deux phases : (1) la phase d'évaluation de l'importance des données et (2) la phase de sélection du schéma de communication pour la transmission de ces données (cf. Fig. 4.3).

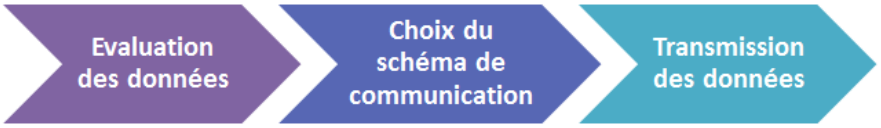


FIGURE 4.3 – Les étapes de l'algorithme PriBaCC

4.3.1 Description de la méthode adoptée

Afin de gérer la grande quantité de données collectée et d'en sélectionner les plus importantes, nous adoptons une sélection basée sur la priorité des valeurs détectées. Nous réduisons le taux de communication dans le RCSF, afin de diminuer la congestion dans le réseau, en ne transmettant que les données prioritaires. Les données de haute priorité sont envoyées au sink sans traitement supplémentaire alors que les données de priorité moyenne sont agrégées sur le chemin vers le sink. Afin de pouvoir déterminer l'étendue d'un problème donné et de prendre des décisions concernant les actions à exécuter localement, nous rendons les capteurs coopératifs, ce qui leur permet d'étendre leur vue locale.

Pour atteindre ces objectifs, nous nous basons sur les SMAs. Notre approche consiste, en effet, à incorporer un agent par nœud, formant ainsi un SMA. Autonomes et capables de coopérer avec leurs voisins et d'évaluer l'importance d'une valeur détectée, les agents seront responsables de la gestion des données captées par les nœuds. Une illustration du RCSF dans une sous-station est présentée dans la Fig. 4.4.

Avant de détailler chacune des phases de PriBaCC, nous introduisons les deux schémas de communication qui sont utilisées par PriBaCC. Le premier représente une communication basée sur les priorités alors que le deuxième offre une communication basée sur la coopération entre agents.

4.3.2 Communication basée sur les priorités

Ce schéma de communication, que nous avons baptisé *Priority-Based Value Reporting (PBVR)*, consiste à définir différentes priorités qui seront associées aux données captées. Il détermine aussi, selon leur priorité [1], quelles données devront être

1. L'administrateur pourra configurer la(les) priorité(s) qui devront être envoyées au sink

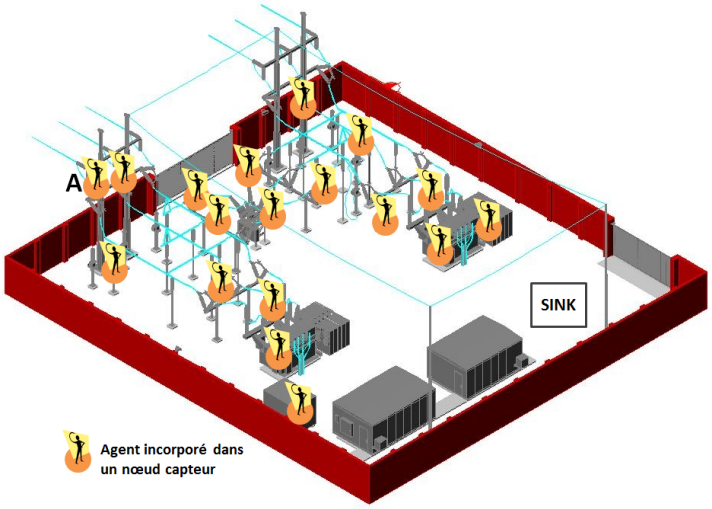


FIGURE 4.4 – Illustration du RCSF dans une sous-station

transmises au sink et lesquelles peuvent être seulement sauvegardées localement. La transmission au sink se fait alors suivant l'approche classique client/serveur, c'est-à-dire sans traitement supplémentaire au niveau des nœuds intermédiaires. L'algorithme correspondant à PBVR est présenté dans l'Algorithme 1.

Algorithm 1 Algorithme de PBVR

1: $sensVal \leftarrow getSensValue()$
2: $p \leftarrow getPriority(sensVal)$
3: **if** $(sendToSink(p) = \text{true})$ **then**
4: $\quad sendMessage(sensVal, SINK)$
5: **else**
6: $\quad keepTrace(sensVal)$
7: **end if**

4.3.3 Communication coopérative

Nous présentons dans cette sous-section un schéma de communication basé sur la coopération entre les agents que nous dénommons *Cooperative Communications (CoopComm)* et qui comporte les étapes suivantes :

1. Un mécanisme de *polling* qui est déclenché par un nœud qui demande à ses voisins de coopérer en lui envoyant les données dont ils disposent. Ce mécanisme est mis en place grâce aux messages de demandes (les *poll requests PoReq*) et aux messages de réponses (les *poll responses PoResp*). Le nœud qui initie ce mécanisme sera appelé *poll initiator*.
2. La construction d'un message de coopération par le poll initiator contenant les données qu'il a reçues de ses voisins et qu'il agrège avec les siennes.
3. L'agrégation des données des nœuds intermédiaires sur le chemin vers le sink au message de coopération.

La coopération entre les agents peut donc se faire à deux niveaux : (1) une coopération entre agents voisins via le mécanisme de polling et (2) une coopération entre agents se trouvant sur le chemin d'un nœud source vers le sink et dont le rôle principal est de relayer les données. Dans un réseau où tous les capteurs sont à un ou deux sauts du sink, la coopération entre agents voisins à un saut serait plus significative ; alors que dans un réseau multi-sauts, c'est la coopération entre agents sur le chemin vers le sink qui serait plus bénéfique. Nous décrivons ci-dessous les détails des deux niveaux de coopération.

Avant d'initier le mécanisme de polling, déclenché par la détection d'une nouvelle donnée (1)[2], un poll initiator devrait attendre un intervalle prédéfini *waitTimeBeforePoll* (nécessairement inférieur à la période d'échantillonnage). Pendant cet intervalle, si l'agent reçoit un message de coopération ou une demande PoReq, il réagira en conséquence (2). Dans le premier cas, lors de la réception d'un message de coopération, il va agréger ses données à ce message et y ajouter son adresse (4), puis transférer le message au nœud suivant sur le chemin vers le sink (5). Dans le second cas, quand une requête est reçue, l'agent y répond en envoyant sa valeur détectée à l'initiateur du poll (6).

Si l'intervalle prédéfini expire et qu'aucune des deux actions précédentes n'a lieu alors l'agent capteur déclenche le mécanisme de polling (3). Il envoie alors des requêtes aux voisins dans sa zone de couverture pour leur demander de coopérer (7). Vu que l'initiateur ne sait pas à l'avance le nombre de voisins susceptibles de

2. Les nombres indiqués entre parenthèses font référence aux étapes des diagrammes des Fig. 4.5 et 4.6.

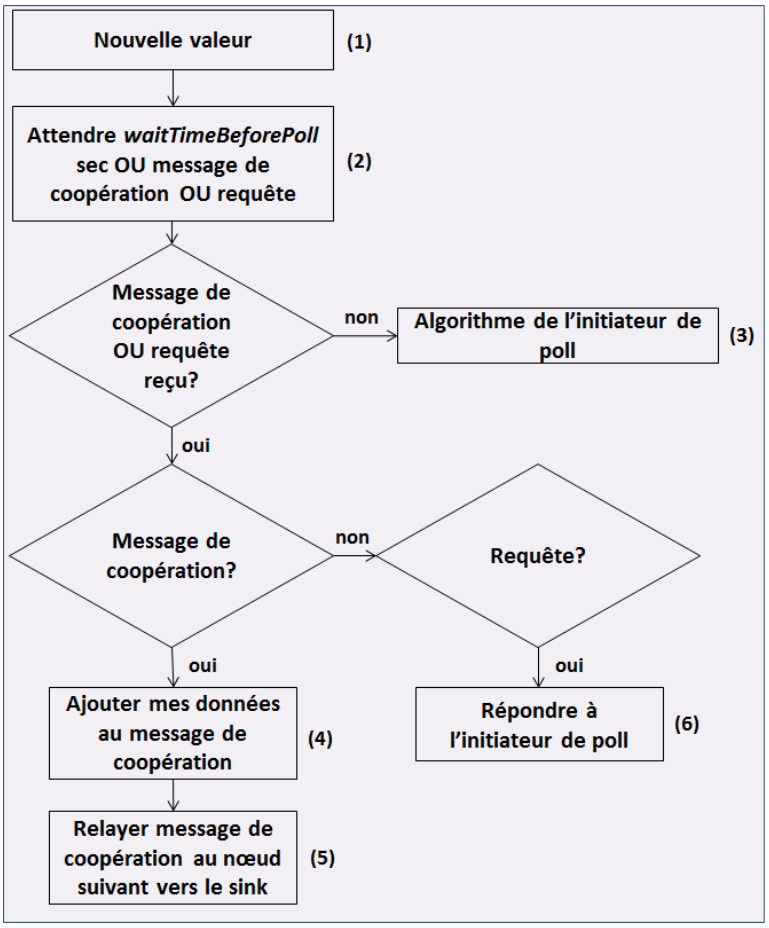


FIGURE 4.5 – Diagramme de l'algorithme de coopération avec polling pour CoopComm

répondre à sa demande, il attend un intervalle égal à *waitTimeForPollResponses* pour avoir les réponses de ses voisins. Notons que ce temps d'attente peut être configuré par l'administrateur du réseau. Le(s) voisin(s) ayant une donnée à communiquer, répond(ent) au poll initiator en lui communiquant cette valeur. L'initiateur construit alors un message de coopération qui contient la valeur agrégée des données reçues de ses voisins et de sa propre valeur, ainsi que les identifiants des nœuds participants (nodeID) (8), et le passe à son voisin à un saut sur le chemin vers le sink (9). Dans le cas où aucun voisin ne répond au *poll initiator* pendant l'intervalle de temps *waitTimeForPollResponses*, ce dernier construira le message de coopération avec sa propore valeur (10) et le transmettra à son voisin à un saut

qui se trouve sur le chemin vers le sink (9). Notons que ce dernier ne répond pas aux demandes de poll.

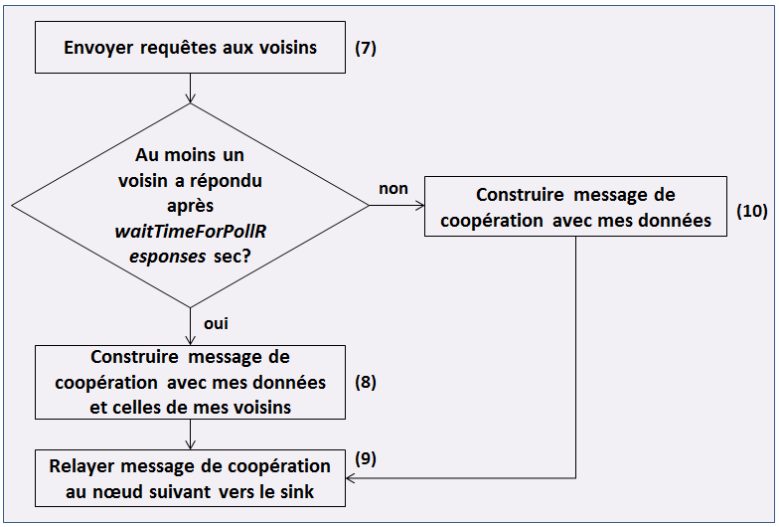


FIGURE 4.6 – Diagramme de l'algorithme de l'initiateur de poll pour CoopComm

Ce voisin, après avoir reçu un message de coopération, peut soit y agréger sa donnée, ajouter son identifiant et le faire passer au nœud suivant sur le chemin du sink, soit simplement le relayer au nœud suivant sans participer à la coopération. Nous verrons un peu plus loin sur quelle base un agent décide de participer ou pas à la coopération dans PriBaCC. Ce fonctionnement sera répété à chaque nœud jusqu'à ce que le sink soit atteint.

Grâce à ce processus, quand un message de coopération arrive au sink, il contient les données agrégées et les identifiants des nœuds participants à la coopération.

La Fig. 4.7 illustre un exemple d'échange de messages entre les agents. Lorsque le capteur A détecte une valeur, il envoie une requête aux capteurs dans sa zone de couverture, les capteurs B, C et D (étape (a) dans la Fig. 4.7) et attend leur réponse ($waitTimeForPollResponses$). Le capteur B a une valeur qu'il n'a pas encore envoyée, il répond alors à A avec un message de réponse contenant cette valeur (étape (b)). Le capteur C n'a rien à envoyer et ne répond donc pas à A, de même que le capteur D qui, malgré le fait qu'il possède une donnée à envoyer, préfère ne

pas répondre car il est sur le chemin de A vers le sink. Lorsque le temps d'attente expire, A construit le message de coopération (étape (c)) contenant la moyenne de la valeur envoyée par B et de sa propore valeur, ainsi que son identifiant et celui de B. Le message est alors envoyé à D, le voisin à un saut de A sur le chemin vers le sink (étape (d)). D ajoute la valeur qu'il n'a pas encore envoyée au message de coopération (étape (e)) et transmet le message à son voisin à un saut sur le chemin vers le sink, le capteur E (étape (f)). E reçoit le message de coopération et a une donnée à communiquer. Il agrège cette valeur au message et ajoute son identifiant (étape (g)) et l'envoie à F (étape (h)). Le nœud F n'a pas de données à envoyer, il transmettra le message de coopération au sink (étape (i)). Quand le message atteint le sink, les nœuds participants à l'agrégation sont identifiés (étape (j)).

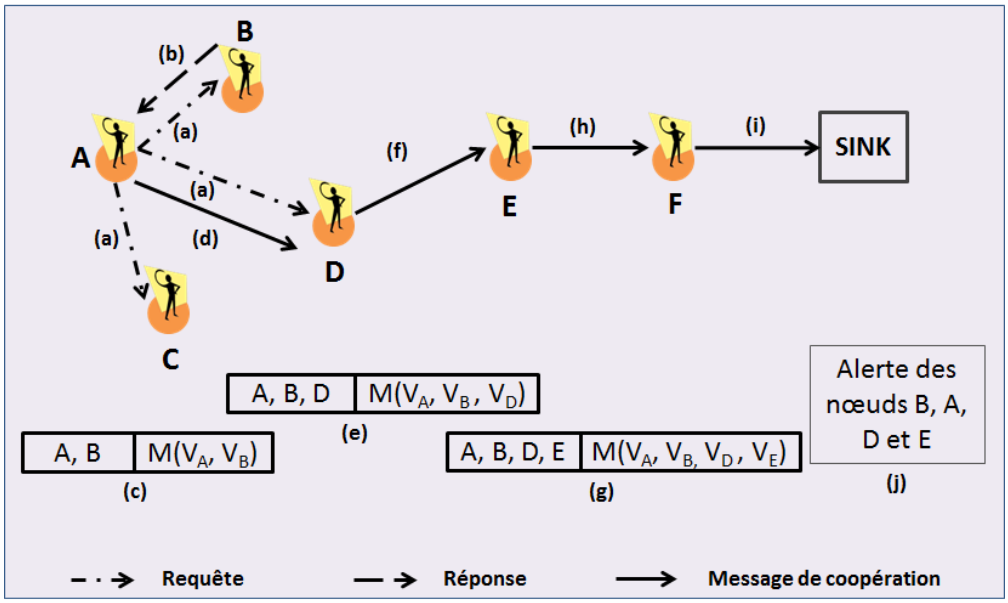


FIGURE 4.7 – Un exemple d'échange de messages entre les agents

Les deux schémas que nous venons de définir sont utilisés par notre approche PriBaCC dont les phases sont détaillées dans les deux sous-sections suivantes.

4.3.4 Phase 1 : Evaluation de l'importance des données

PriBaCC définit trois niveaux de priorités {Pri-1, Pri-2, Pri-3}, Pri-1 étant la plus importante. Pour chaque paramètre surveillé, nous décomposons sa gamme de valeurs possibles en intervalles et associons une priorité à chacun de ces intervalles. Typiquement, les valeurs normales (habituelles, correspondant au fonctionnement normal du système) seront associées à la priorité Pri-3. Les autres valeurs seront considérées de priorité Pri-1 si leur occurence constitue un cas d'urgence, sinon elles seront considérées de priorité Pri-2. Nous considérons, par exemple, que si la température d'un transformateur s'élève au-dessus de sa température de fonctionnement normale (qui est égale à la température ambiante + 55 degrés) de 10 à 15% , alors la température détectée est une valeur de priorité Pri-2. Toute lecture de la température qui indique une augmentation supérieure à 15% par rapport au cas normal sera une valeur de priorité Pri-1 (cf. Tableau 4.1).

TABLE 4.1 – Exemple d'évaluation de priorités

Température du transformateur	**Interprétation**	**Priorité**
$T_{ambiante}$ + 55°	Fonctionnement normal	Pri-3
($T_{ambiante}$ + 55°) + 10-15%	Alerte	Pri-2
($T_{ambiante}$ + 55°) + plus que 15%	Urgence	Pri-1

Lorsqu'un nœud capte une valeur donnée x, l'agent évaluera x en déterminant l'intervalle auquel elle appartient et donc la priorité associée $p(x)$. Une fois la priorité de la donnée captée est évaluée, PriBaCC passe à la phase suivante qui consiste à sélectionner le schéma de communication approprié à la priorité obtenue.

4.3.5 Phase 2 : Sélection du schéma de communication

Selon la valeur de $p(x)$, PriBaCC va déterminer le schéma de communication, parmi ceux que nous avons défini précédemment, selon lequel la donnée va être transmise (ou pas) jusqu'au sink. Les schémas de communication associés aux priorités que nous avons définies sont résumés dans le Tableau 4.2.

TABLE 4.2 – Les priorités considérées et leur schéma de communication associé

Priorité	**Importance**	**Schéma de communication**	**Déclenchement**
Pri-1	Haute	PBVR	Evénementiel
Pri-2	Moyenne	CoopComm	Evénementiel
Pri-3	Basse	CoopComm	Périodique (T)

Si $p(x)$ est égale à Pri-1, elle signale un événement jugé urgent qui doit être rapporté immédiatement au sink. De plus, si le capteur est en mesure de communiquer directement avec un actionneur, il pourrait lui donner l'ordre d'agir en cas de besoin. Un exemple d'une telle action serait l'activation d'un disjoncteur pour isoler une partie du système. Les valeurs Pri-1 seront communiquées selon le schéma PBVR que nous avons introduit dans la section 4.3.2.

Sinon, en cas de priorité Pri-2, nous considérons que celle-ci doit être signalée mais qu'elle est moins urgente qu'une donnée de priorité Pri-1. Dans ce cas, nous cherchons à définir l'étendue du problème électrique détecté. Pour cela, nous adoptons le schéma de communication coopérative CoopComm que nous avons défini dans la section 4.3.2. Avant d'initier CoopComm pour envoyer la valeur au sink, le capteur vérifie si l'événement capté est récurrent sur une certaine période de temps. Dans ce cas, nous réduisons le nombre de messages envoyés contenant la même valeur en définissant une période ΔTe pendant laquelle la même valeur détectée n'est pas signalée. L'administrateur du réseau peut affecter la valeur 0 à ΔTe s'il désire être notifié de ces occurrences. En outre, un nœud participe à la coopération lorsqu'il possède une valeur de priorité Pri-2 à envoyer. Notons qu'actuellement PriBaCC utilise la fonction moyenne pour agréger les données. Le choix de la fonction d'agrégation peut dépendre du type de paramètre considéré. De plus, puisque de nombreux paramètres sont surveillés dans cet environnement, il est possible de définir une fonction de corrélation entre ceux-ci et de l'utiliser en tant que fonction d'agrégation. Des exemples illustratifs de messages de coopération utilisant la concaténation des données et une fonction de calcul sont présentés dans la Fig. 4.8. Quand un message de coopération arrive au sink, il contient les données agrégées et les identifiants des nœuds participants. Il sera capable de déterminer le premier et dernier nœud ainsi que tous les nœuds qui ont participé

(a) Concaténation des identifiants et des données

(b) Concaténation des identifiants et application de la fonction f sur les données

FIGURE 4.8 – Exemples illustratifs de messages de coopération

au message de coopération et donc d'identifier l'ampleur d'un problème quand il survient. Ceci est crucial pour tenter de localiser une panne et déterminer son étendue ainsi que les composants endommagés.

Enfin, si $p(x)$ est égale à Pri-3, alors aucun message n'est envoyé instantanément. Ces valeurs sont uniquement envoyées périodiquement : nous définissons la période T (T est configurable par l'administrateur), pendant laquelle la moyenne et l'écart-type des valeurs relevées sont calculés et sauvegardés au niveau du capteur. A la fin de chaque période, la moyenne et l'écart-type seront envoyés au sink selon le schéma de communication CoopComm. Des améliorations futures consisteraient à utiliser ces calculs pour détecter des variations statistiquement significatives de paramètres surveillés afin de réduire davantage les communications au sein du réseau.

L'algorithme principal d'un agent-capteur *SmartSens* dont le comportement est régi par PriBaCC est présenté dans l'Algorithme 2 ; la Fig. 4.9 montre son diagramme d'état. Tout en attendant de nouvelles lectures du capteur, un agent évalue l'importance d'une valeur donnée afin de décider s'il doit transmettre cette valeur (Pri-1), lancer une session de coopération (Pri-2) ou uniquement mettre à jour la trace des valeurs (Pri-3). Lors de l'écoute, l'agent peut également coopérer s'il reçoit un message de coopération de la part d'un autre nœud.

4.4 Evaluation des performances de PriBaCC

Nous présentons dans cette partie les résultats obtenus suite à l'étude des performances de notre approche PriBaCC faisant varier divers paramètres du réseau et en comparaison avec une approche issue de la littérature. Les critères que nous avons étudiés se rapportent principalement aux performances du RCSF.

Algorithm 2 Algorithme principal d'un agent dont le comportement est régi par PriBaCC

1: $sensedValue \leftarrow getSensValue()$
2: $p \leftarrow getPriority(sensedValue)$
3: **switch** (p)
4: **case** 1**:**
5: {Pri-1}
6: $keepTrace(sensedValue)$ {Garde trace de la valeur relevée pour le calcul de la moyenne et de l'écart-type}
7: **if** $(alert_actuator = true)$ **then**
8: $sendMessage(actuatorId)$
9: **end if**
10: $sendMessage(SINK)$ {Donnée envoyée selon PBVR}
11: **case** 2**:**
12: {Pri-2}
13: $keepTrace(sensedValue)$ {Garde trace de la valeur relevée pour le calcul de la moyenne et de l'écart-type}
14: **if** $(value_send_time > \Delta \mathrm{Te})$ **then**
15: $setTimer(POLL, waitTimeBeforePoll)$ {Initie CoopComm}
16: **end if**
17: **case** 3**:**
18: {Pri-3}
19: $keepTrace(sensedValue)$ {Garde trace de la valeur relevée pour le calcul de la moyenne et de l'écart-type qui seront envoyés à chaque période T}
20: **end switch**

Nous commençons par définir les paramètres de simulations, ainsi que les critères de performance adoptés et les approches comparées. Nous analysons ensuite les résultats obtenus pour évaluer notre proposition.

4.4.1 Configuration des simulations

Afin de mettre en place nos simulations, nous avons utilisé le simulateur Castalia [119], une extension du simulateur OMNeT++ pour les RCSFs.

Le Tableau 4.3 résume les différents paramètres de simulation que nous avons adoptés pour l'évaluation de PriBaCC. Les paramètres radio sont ceux de l'émetteur-récepteur CC2420 [120] qui équipe une large gamme de capteurs tels que le Tmote Sky [121]. La couche MAC utilise T-MAC (Timeout-MAC) [122], un protocole

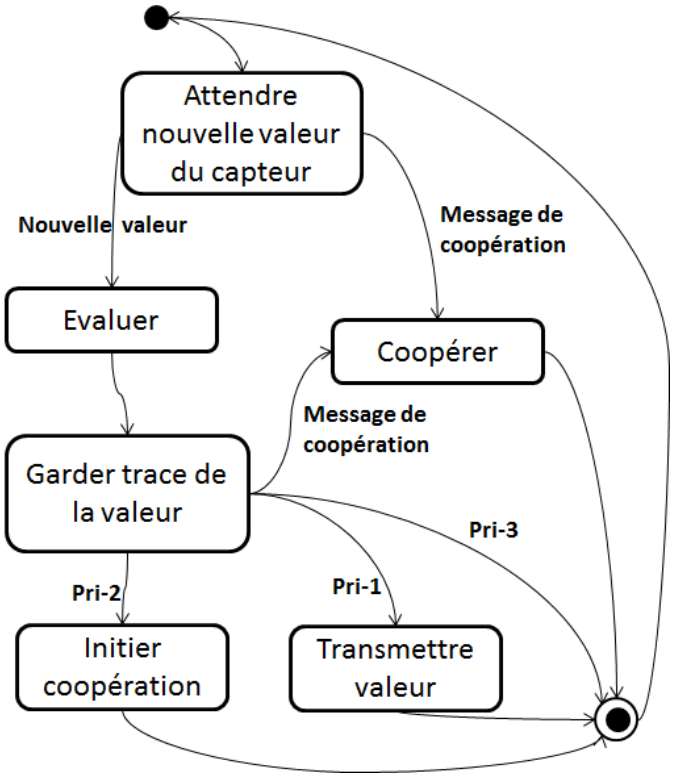


FIGURE 4.9 – Diagramme d'état d'un agent *SmartSens* dont le comportement est régi par PriBaCC

répandu dans les RCSFs car il emploie des techniques pour maintenir une faible consommation d'énergie, tout en essayant de garder de bonnes performances en adaptant son rapport cyclique (*duty cycle*) aux besoins du trafic. L'implémentation de T-MAC dans Castalia est détaillée dans [123]. Au niveau du routage, le routage à anneaux multiples (*multipath rings routing*), implémenté dans Castalia, est utilisé. C'est une implémentation simplifiée de [124]. Comme son nom l'indique, plusieurs chemins vers le sink peuvent exister, ce qui garantit la livraison des messages même si certains nœuds tombent en panne. La période d'échantillonnage varie selon le type de capteur. Celle des PMUs varie typiquement entre 4 et 100 ms, alors que la génération précédente de capteurs du réseau électrique échantillonne avec une période plus grande (500 ms par exemple) [116]. Pour nos simulations, nous avons choisi une période de 8 ms qui est parmi les plus contraignantes.

Nous faisons varier les paramètres suivants :

- Les dimensions du réseau considéré : selon leur emplacement au niveau du réseau T&D, les sous-stations peuvent avoir des tailles différentes, dont les dimensions vont de quelques mètres jusqu'à des centaines de mètres. La distance, en terme de nombre de sauts, séparant le sink des différents nœuds du réseau peut donc être variable. Afin de refléter ceci, nous considérons deux dimensions du réseau : (A) 30x12 mètres et (B) 1000x10 mètres. Dans le réseau A, les capteurs sont à un ou deux sauts du sink et coopèrent principalement via le mécanisme de polling, alors que le réseau B est un réseau multi-sauts dans lequel les nœuds peuvent coopérer sur le chemin vers le sink.
- Le nombre de nœuds dans le réseau : nous faisons varier le nombre de nœuds capteurs déployés dans le réseau afin d'étudier les performances de PriBaCC sous différentes densité du réseau. Pour le champ (A), ce nombre varie entre 20 et 100 ; pour le champ (B), ce nombre varie entre 100 et 300. A titre de comparaison, un projet d'un RCSF dans une sous-station au Kentucky (Etats-Unis) a pour objectif de déployer 150 capteurs dans une étendue d'à peu près 304x120 mètres [91], soit une densité très faible de 0.004.
- Le pourcentage de données prioritaires : étant donné que PriBaCC se base sur les priorités afin de décider de transmettre une donnée ou pas, nous étudions l'effet du pourcentage de données prioritaires (Pri-1 et Pri-2) dans le réseau. Pour cela, nous considérons une charge de 10%, 30% et 50% en termes de données prioritaires que nous désignons par PriBaCC-10, PriBaCC-30 et PriBaCC-50, respectivement.

4.4.2 Approches comparées et critères de performances

Afin de montrer l'apport de notre proposition, nous évaluons PriBaCC et nous le comparons avec l'approche classique client/ serveur, la variante PBVR ainsi qu'une autre approche proposée dans la littérature (CPS-Net-Pri). Nous montrons ainsi l'intérêt de chacune des phases de PriBaCC en considérant une comparaison avec :

VR *(Value Reporting)*

C'est l'approche client/serveur classique dans laquelle chaque capteur envoie

TABLE 4.3 – Principaux paramètres de simulation

Paramètre	**Valeur**
Durée de simulation	400 s
Dimensions du réseau	(A) 30x12 m
	(B) 1000x10 m
Nombre de nœuds	(A) [20 ;100]
	(B) [100 ;300]
Période d'échantillonnage	8 ms
Nombre de simulations	10

la valeur qu'il détecte au sink, sans aucun traitement. Il n'y a donc pas d'évaluation des priorités des données captées.

PBVR ***(Priority-based value reporting)***

Dans cette variante, seules les données de priorités Pri-1 et Pri-2 sont envoyées au sink. Chaque nœud évalue la priorité de la valeur captée et l'envoie au sink, sans coopération, si elle est de priorité Pri-1 ou Pri-2 ; ces priorités sont donc traitées de façon équivalente. Cette approche correspond à une première version de PriBaCC dans laquelle le schéma de coopération CoopComm n'est pas activé ce qui nous permettra de montrer l'impact de l'introduction de la coopération entre agents.

CPS-Net-Pri

C'est une méthode de priorisation des données proposée dans le cadre de l'approche CPS-Net [110] et qui est proche de notre travail. Cette technique d'agrégation, que nous notons CPS-Net-Pri dans le reste de ce manuscrit, consiste à sélectionner pour la transmission les seuls paquets de données dont les valeurs sont au-dessus ou au-dessous (en fonction du paramètre surveillé) un seuil de sécurité prédéfini. CPS-Net-Pri est une approche semi-centralisée contrairement à PriBaCC qui est décentralisée. En effet, les capteurs dans CPS-Net-Pri renvoient leurs données à un nœud concentrateur de données dans leur zone ; c'est ce dernier qui effectuera la priorisation avant de relayer les mesures prioritaires au concentrateur de données central.

Les critères étudiés concernent principalement les performances du RCSF. Il est important de réduire le volume de données transmises au sink afin de minimiser le temps de traitement de celles-ci ainsi que la bande passante qui serait utilisée pour les transmettre à l'agence de conduite du gestionnaire. Nous nous intéressons aussi à la maximisation de la durée de vie des capteurs et à la minimisation du temps de transmission des messages. Pour cela, nous étudions :

- Le nombre moyen de messages envoyés par nœud : vue la grande énergie consommée par l'envoi et la réception radio, la réduction du nombre de messages envoyés par un nœud réduira la consommation d'énergie de celui-ci et contribuera à une meilleure QoS.
- Le délai moyen de communication : la réduction du nombre de messages envoyés par un nœud diminuera le taux de trafic qui circule dans le réseau, ce qui contribue à la réduction du délai de transmission des messages.
- La consommation moyenne d'énergie par nœud : elle montre les niveaux de consommation de la batterie des nœuds et reflète la durée de vie de ceux-ci.

Les résultats des simulations sont analysés dans la sous-section suivante.

4.4.3 Analyse des résultats

Dans cette sous-section, nous présentons les résultats des simulations réalisées pour évaluer PriBaCC et analyser ses performances selon les critères présentés dans la partie 4.4.2.

4.4.3.1 Nombre moyen de messages envoyés par nœud

Nous examinons en premier lieu le nombre moyen de messages envoyés par nœud sous différents pourcentages de données prioritaires (nous considérons des pourcentages égaux pour les priorités Pri-1 et Pri-2 ; par exemple 25% de données de priorité Pri-1 et 25% de données de priorité Pri-2 pour PriBaCC-50).

Nous remarquons que le nombre moyen de messages envoyés par nœud augmente lorsque le pourcentage de données prioritaires augmente dans le réseau (Fig. 4.10). Ce résultat est attendu puisque PriBaCC se base sur la priorité des données pour décider de les transmettre, ou pas, au sink. Nous pouvons noter également que ce nombre est le même quel que soit le nombre de nœuds déployés.

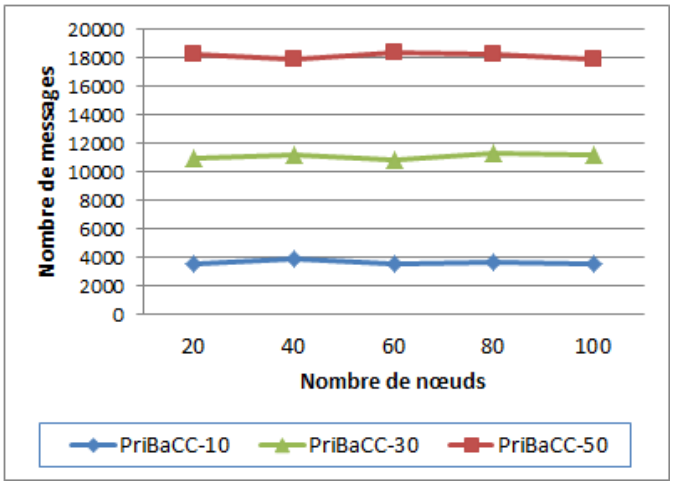
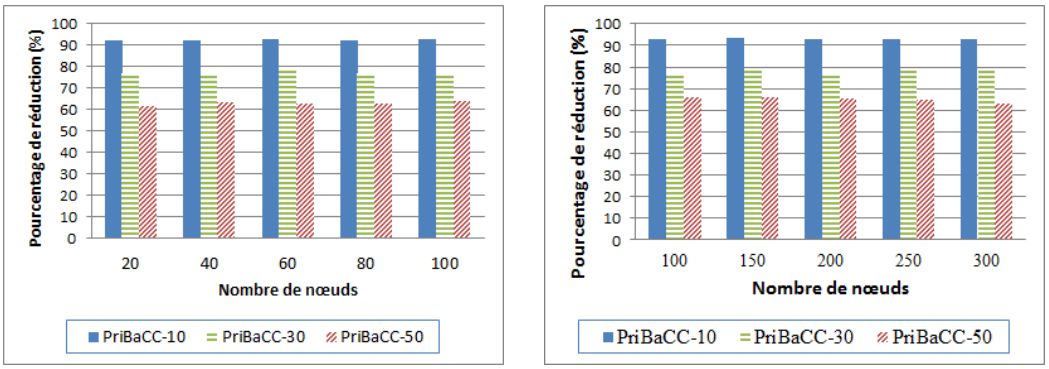


FIGURE 4.10 – Nombre moyen de messages envoyés par nœud (Réseau A)

Par rapport à VR, nous notons une réduction significative du nombre de messages envoyés comme le montrent les Fig. 4.11(a) et Fig. 4.11(b) pour les réseaux A et B respectivement. PriBaCC est capable de réduire de manière significative le nombre de messages envoyés par nœud, ceci quelle que soit la taille du réseau montrant bien que PriBaCC est scalable. Le pourcentage de réduction du volume de trafic dépend du pourcentage de données prioritaires, ce qui est attendu étant donné que lorsqu'il y a plus de données prioritaires, davantage de messages doivent être envoyés au sink.

En comparaison avec le cas où les nœuds communiquent leurs données sans aucun traitement (VR), la Fig. 4.12 montre que PriBaCC atteint un pourcentage de réduction du nombre de messages envoyés beaucoup plus élevé que CPS-Net-Pri. Comme prévu, le nombre moyen de messages envoyés par nœud augmente lorsque le pourcentage de données prioritaires augmente dans le réseau. PriBaCC atteint une moyenne de 79% de réduction, alors que CPS-Net-Pri réduit le nombre de messages envoyés par nœud de 0.8% uniquement en moyenne. En effet, le nombre de messages envoyés par nœud reste élevé pour CPS-Net-Pri car l'agrégation ne se fait qu'au niveau des 3 nœuds concentrateurs ; par conséquent, seul le nombre de messages envoyés par les concentrateurs au sink est réduit.



(a) Réseau A (b) Réseau B

FIGURE 4.11 – Pourcentage de réduction du nombre moyen de messages envoyés par nœud

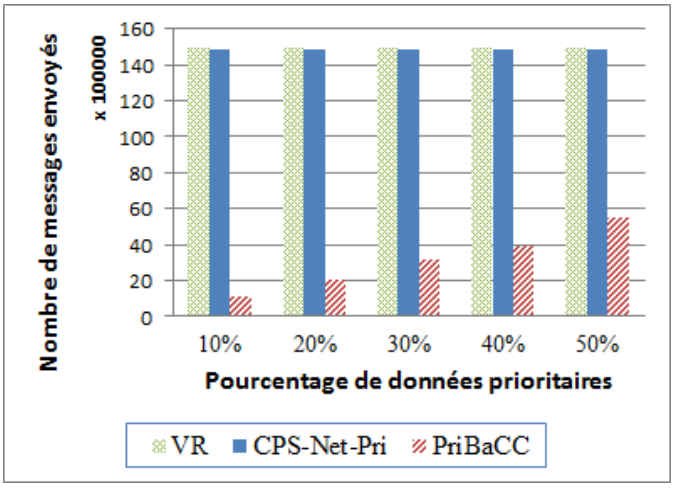


FIGURE 4.12 – Nombre moyen de messages envoyés par nœud (Réseau B)

4.4.3.2 Consommation moyenne d'énergie par nœud

Le nombre moyen de messages envoyés par nœud a une conséquence directe sur la consommation d'énergie des capteurs comme le montre la Fig. 4.13. En effet, lorsque le pourcentage de données prioritaires augmente, les nœuds ont plus de données à traiter et plus de messages à envoyer, ce qui leur fait consommer plus d'énergie. De plus, lorsque la densité du réseau augmente cette consommation augmente car, dans ce cas, un nœud donné relaie plus de messages Pri-1 et/ou participe à plus de messages de coopération Pri-2.

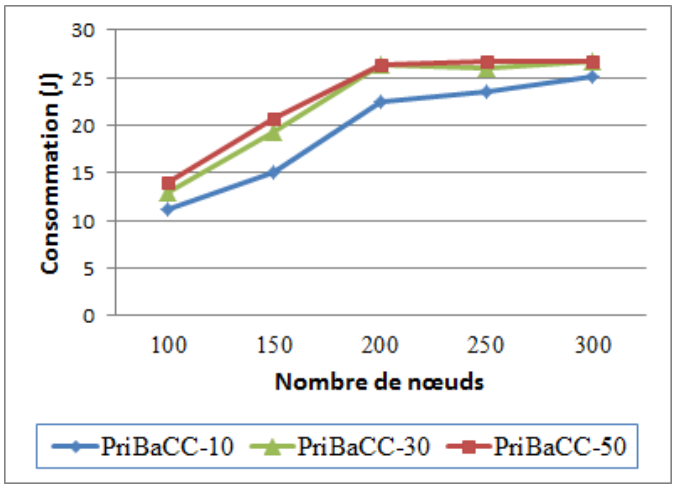


FIGURE 4.13 – Consommation d'énergie moyenne par nœud (Réseau B)

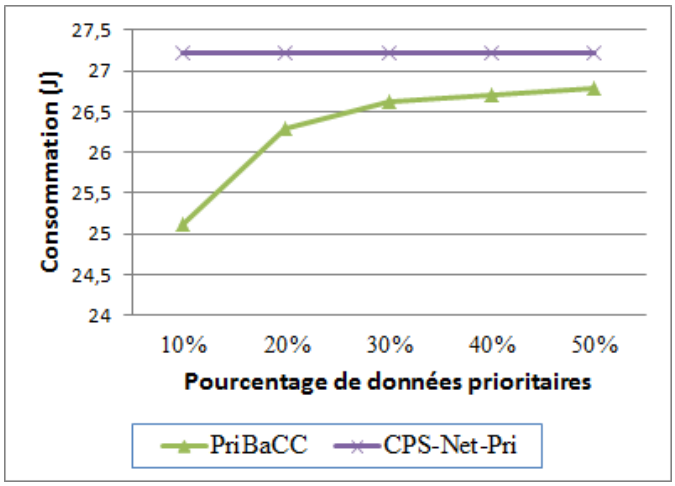


FIGURE 4.14 – Consommation d'énergie moyenne par nœud (Réseau B)

Nous pouvons voir à la Fig. 4.14 que la consommation énergétique moyenne des capteurs dans CPS-Net-Pri n'est pas affectée par le pourcentage de données prioritaires. Ceci est dû au fait que le nombre de messages envoyés par nœud est presque le même comme nous l'avons vu à la Fig. 4.12. Cependant, puisque les nœuds dans PriBaCC envoient en moyenne plus de messages lorsque le pourcentage de données prioritaires augmente, mais toujours moins que CPS-Net-Pri, ils consomment en moyenne moins d'énergie, bien que leur consommation augmente lorsque le réseau devient plus chargé en données prioritaires.

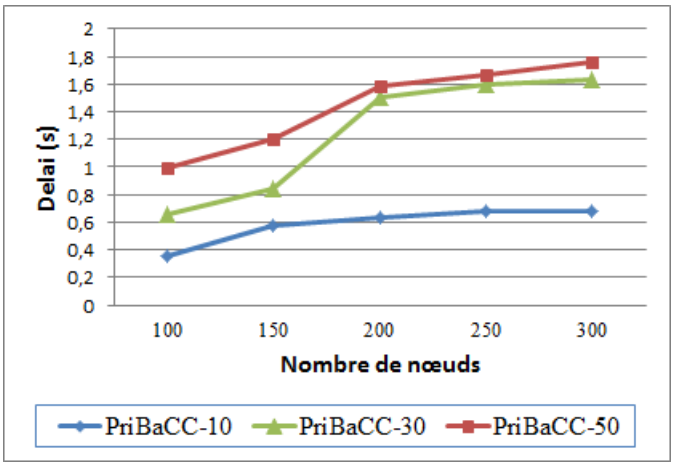


FIGURE 4.15 – Délai moyen de communication (Réseau B)

4.4.3.3 Délai moyen de bout-en-bout

Un réseau plus dense et un pourcentage plus élevé de données prioritaires affectent également le délai moyen de communication des messages comme le montre la Fig. 4.15. D'une part, lorsque le nombre de nœuds augmente, plus de nœuds sont présents sur le chemin d'un nœud source vers le sink. D'autre part, lorsque les nœuds ont plus de données à traiter, les messages sont relayés avec plus de délai. Ceci peut également être remarqué à la Fig. 4.16 qui représente le délai moyen de transmission dans un réseau de 300 nœuds par rapport au nombre de sauts jusqu'au sink. De plus, il est clair que les messages envoyés par des nœuds plus proches du sink sont transmis plus rapidement que ceux qui sont envoyés par des nœuds plus éloignés (Fig. 4.16).

La Fig. 4.17 compare le délai moyen des messages pour CPS-Net-Pri et PriBaCC. Les résultats montrent un délai presque stable pour les messages de CPS-Net-Pri, alors que le délai des messages dans PriBaCC augmente lorsque le réseau devient plus chargé en données prioritaires. Les messages de priorité Pri-1 ont le plus petit délai pour tous les pourcentages de données importantes. Le délai des messages Pri-2 (i.e. les messages de coopération) est plus petit que celui des messages CPS-Net-Pri pour des pourcentages de données prioritaires inférieurs à 30%. Au-delà de ce seuil, leur délai augmente mais reste stable. Puisque PriBaCC est une approche décentralisée qui repose sur l'évaluation locale des données par les

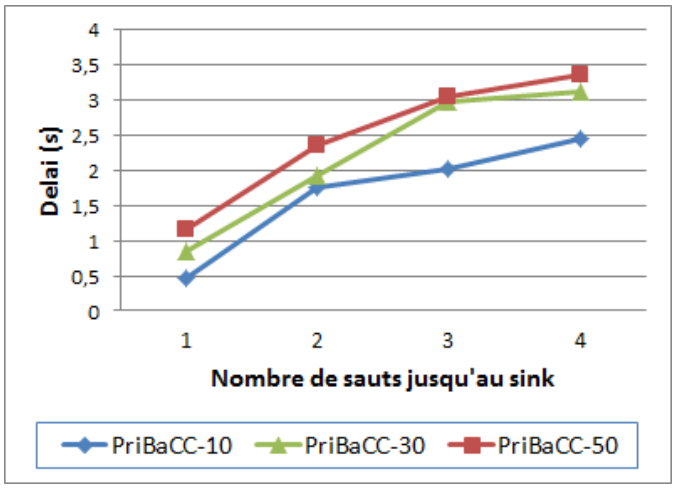


FIGURE 4.16 – Délai moyen de communication en fonction du nombre de sauts jusqu'au sink (Réseau B)

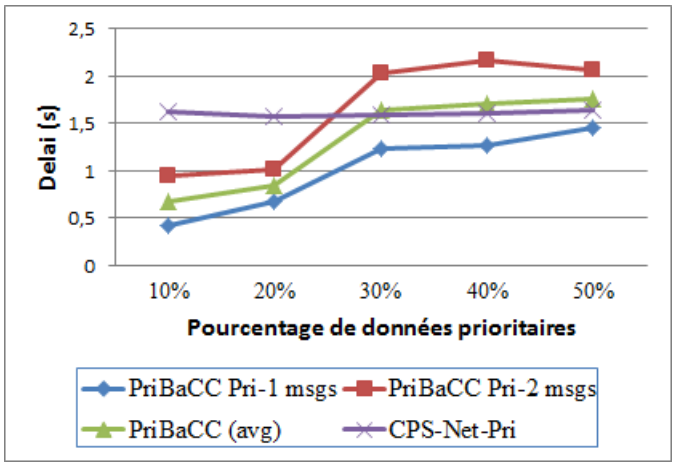


FIGURE 4.17 – Délai moyen de communication (Réseau B)

agents incorporés dans les nœuds capteurs, lorsque le pourcentage de données importantes augmente les nœuds auront en moyenne plus de données à envoyer et à relayer. Ceci affecte par conséquent le délai moyen de communication de bout-en-bout des messages dans PriBaCC ; résultat prévisible compte tenu du traitement des données introduit au sein du réseau.

En résumé, nous pouvons conclure que PriBaCC réduit considérablement le nombre de messages envoyés sur le réseau pour un nombre variable de nœuds capteurs réduisant leur consommation d'énergie et se présente comme une solution

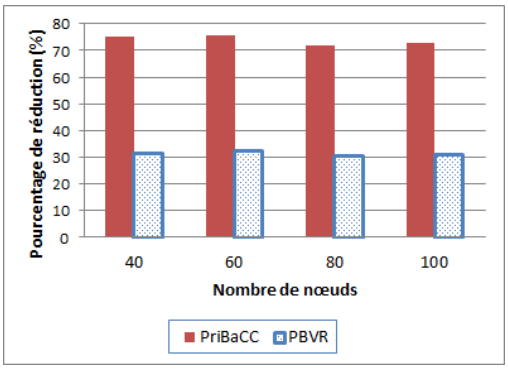
prometteuse au problème de déluge de données. Par rapport à CPS-Net-Pri, PriBaCC améliore le délai de transmission des messages très importants. Par ailleurs, le délai de transmission des messages de coopération est inférieur à celui des messages CPS-Net-Pri jusqu'à environ 25% de la charge, seuil après lequel il augmente mais reste stable.

4.4.3.4 Impact de la coopération entre agents

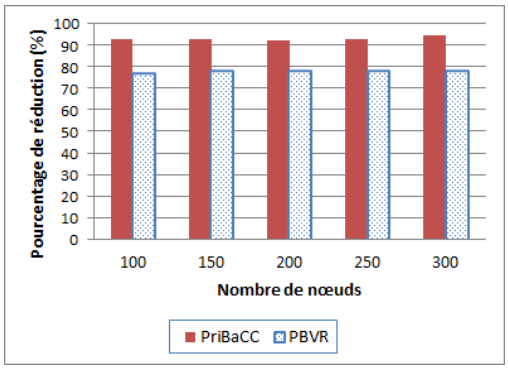
Afin d'évaluer l'apport de la coopération entre agents introduite pour les données de priorité Pri-2 dans PriBaCC, nous comparons PriBaCC avec la variante PBVR dans laquelle les priorités Pri-1 et Pri-2 sont traitées de manière équivalente (les données prioritaires Pri-1 et Pri-2 sont envoyées au sink dans PVBR).

Grâce à la coopération entre agents voisins et à l'agrégation des données au sein du RCSF, PriBaCC arrive à faire plus d'économies en termes de messages envoyés par nœud que PBVR. La Fig. 4.18(a) montre le pourcentage de réduction du nombre de messages envoyés par rapport à l'approche VR dans le réseau A, avec 23% de données de priorité Pri-1 et deux fois plus, soit 46%, de données de priorité Pri-2. Les résultats montrent clairement que PriBaCC et PBVR réduisent le nombre de messages envoyés sur le réseau grâce à la phase d'évaluation basée sur les priorités qui sélectionne les informations importantes qui doivent être transmises. Par ailleurs, nous avons noté que PriBaCC réalise un gain moyen de 66% par rapport à PBVR. Cela signifie que PriBaCC utilise moins de messages pour transmettre la même information, ce qui montre l'intérêt de la phase d'agrégation mise en place grâce à la coopération entre les agents dans PriBaCC. La Fig. 4.18(b) montre le pourcentage de réduction du nombre de messages envoyés par rapport à l'approche VR dans le réseau B avec cette fois-ci 15% de données de priorité Pri-1 et 15% de données de priorité Pri-2. Nous remarquons qu'avec un pourcentage égal de données Pri-1 et Pri-2, PriBaCC arrive également à réduire le nombre de messages envoyés par nœud davantage que PBVR. En outre, la réduction atteinte par PriBaCC est d'autant plus importante que le pourcentage de données de priorité Pri-2 est élevé.

En réduisant le nombre de messages circulant dans le réseau, PriBaCC arrive à réduire le délai des messages de plus haute priorité (Pri-1) (cf. Fig. 4.19). D'autre

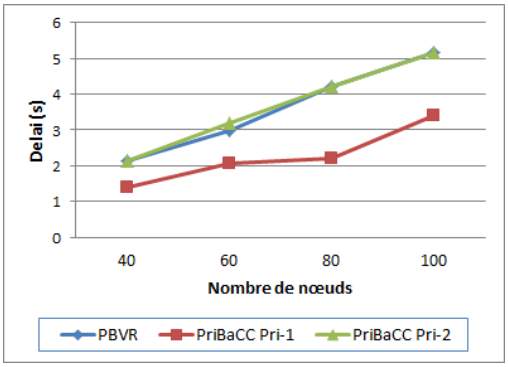


(a) Réseau A (23% Pri-1 et 46% Pri-2)

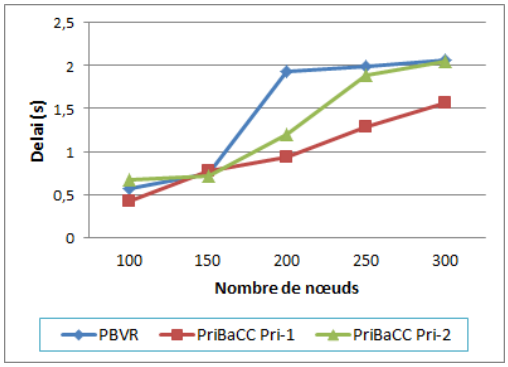


(b) Réseau B (15% Pri-1 et 15% Pri-2)

FIGURE 4.18 – Pourcentage de réduction du nombre de messages envoyés par rapport à VR



(a) Réseau A (23% Pri-1 et 46% Pri-2)



(b) Réseau B (15% Pri-1 et 15% Pri-2)

FIGURE 4.19 – Délai de communication

part, les messages de coopération (Pri-2) ont un délai plus élevé suite au traitement supplémentaire au niveau des nœuds intermédiaires sur le chemin vers le sink. En effet, les agents incorporés dans ces nœuds doivent décider de coopérer, ou pas, et d'agréger leurs données dans le cas positif.

4.5 Conclusion

Ce chapitre a exposé un premier comportement de nos agents-capteurs *SmartSens* qui concerne la surveillance dans le réseau de distribution d'un smart grid via un RCSF. En particulier, nous avons considéré un premier scénario d'application

qui est celui des sous-stations qui jouent un rôle primordial dans un réseau de distribution.

Dans ce contexte-là, le comportement de nos agents incorporés dans les capteurs est régi par l'algorithme PriBaCC que nous avons détaillé dans ce chapitre. Les agents dans PriBaCC évaluent les données relevées par les capteurs et leur associe une priorité. Selon cette dernière, ils décideront du schéma de communication (PBVR ou CoopComm) selon lequel elles seront immédiatement envoyées au sink, ou pas.

Ce chapitre a présenté l'étude des performances de notre proposition PriBaCC à travers des simulations. Nous avons considéré deux réseaux de dimensions différentes et avons varié le nombre de nœuds déployés ainsi que le pourcentage de données prioritaires dans le réseau. Les résultats ont montré que PriBaCC réussit à réduire le nombre de messages envoyés par les nœuds. Les données urgentes sont, en conséquence, communiquées avec un meilleur délai. Ceci a également impliqué une moindre consommation énergétique au niveau des capteurs qui envoient désormais moins de messages. PriBaCC réduit donc la quantité d'informations à traiter au centre de contrôle de la sous-station et/ou à transmettre aux locaux du gestionnaire du réseau, ce qui nécessite donc moins de bande passante, moins d'espace de stockage et moins de temps de traitement du côté du gestionnaire. Ces points sont très importants vues les grandes quantité d'informations que celui-ci devrait gérer (plusieurs sous-stations, données des centrales de production, données des compteurs intelligents, etc.).

Dans le chapitre suivant, nous nous intéressons à l'agrégation de données en aval de la sous-station de distribution, au sein de l'infrastructure de compteurs intelligents ou AMI.

CHAPITRE 5

CoDA : Approche d'agrégation de données dans l'infrastructure de compteurs intelligents

Sommaire

5.1 Introduction **102**
5.1.1 Contexte 102
5.2 Scénario d'application : le cas d'une zone résidentielle **103**
5.3 CoDA : approche d'agrégation basée sur la corrélation pour la gestion des données de surveillance dans l'AMI **105**
5.3.1 Aperçu des principes de la logique floue 106
5.3.2 Critères de décision 107
5.3.3 Messages de corrélation 110
5.4 Evaluation des performances de CoDA **112**
5.4.1 Configuration des simulations 112
5.4.2 Approches comparées et critères de performance 113
5.4.3 Agrégation statique 115
5.4.4 Agrégation dynamique 120
5.4.5 Variante CoDA-hybride 124
5.5 Conclusion **127**

5.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons développé notre proposition pour une approche d'agrégation des données relevées par un RCSF déployé pour la surveillance et le contrôle dans une sous-station de distribution. La seconde partie de notre travail s'intéresse aux communications en aval de la sous-station de distribution, au sein de l'infrastructure de compteurs intelligents (AMI). Ce chapitre présente notre proposition CoDA (*Correlation-based Data Aggregation*,) une approche d'agrégation basée sur la corrélation des données et conçue pour l'AMI. L'agent incorporé dans le concentrateur de la zone résidentielle concernée et dont le comportement est régi par CoDA, évalue le degré de corrélation entre les données qu'il reçoit des compteurs intelligents. Il décide alors de les agréger dans un message de corrélation, ou de les concaténer dans un même et seul message, avant de les communiquer à la sous-station de distribution à laquelle il est rattaché. Avant de détailler notre proposition, nous commençons par introduire le contexte de travail.

5.1.1 Contexte

De manière générale, les données recueillies dans l'AMI doivent être intégrées avec d'autres données provenant du réseau électrique afin d'améliorer la production et la distribution d'électricité, de réduire le pic de consommation en déplaçant la demande et de stimuler l'efficacité à travers l'amélioration des diagnostics. En particulier, les données récoltées par l'AMI peuvent être exploitées pour des fins d'améliorations opérationnelles en les intégrant avec d'autres informations au niveau du poste de distribution. De nombreuses applications peuvent bénéficier de cette intégration, un exemple étant les programmes de conservation de tension qui aident les fournisseurs à réaliser des économies d'énergie sans imposer des changements aux comportements de consommation de leurs clients [125]. Un autre exemple d'application est la possibilité de permettre aux gestionnaires de détecter instantanément les perturbations (e.g. pannes, fluctuations de la qualité) et de déclencher une action corrective appropriée [126].

Afin de relayer les données de l'AMI de manière efficace à la sous-station, l'agré-

gation de données au niveau de chaque zone résidentielle est utilisée. Cependant, alors que la plupart des travaux dans ce contexte se sont limités à l'utilisation de techniques d'agrégation sans perte dans le but de faire des économies d'entêtes, nous pensons que davantage de profit peut être tiré de l'agrégation dans le cadre de l'AMI. En effet, si les données corrélées liées à une perturbation donnée devaient être agrégées, le processus de récupération serait accéléré parce que l'entité concernée aura été précisément informée de la perturbation au lieu d'être submergée par un déluge de messages. Dans cette perspective, nous proposons CoDA, une approche permettant d'agréger les données corrélées des compteurs intelligents au niveau du nœud concentrateur présent dans leur zone résidentielle. Un système basé sur la logique floue est utilisé pour arriver à une décision concernant la présence ou l'absence d'une corrélation entre les données reçues.

Dans le reste de ce chapitre, nous allons d'abord exposer notre scénario d'application, pour ensuite détailler l'approche proposée et enfin en évaluer les performances.

5.2 Scénario d'application : le cas d'une zone résidentielle

La Fig. 5.1 présente le scénario de communications dans l'AMI que nous avons considéré pour illustrer notre approche. En premier lieu, nous supposons la présence d'un HAN (Home Area Network) au sein duquel les appareils électroménagers, les capteurs et le compteur intelligent peuvent communiquer. En second lieu, les compteurs dans une zone donnée communiquent avec le concentrateur auquel ils sont rattachés à travers le NAN (Neighborhood Area Network). Les compteurs envoient deux types de données : le premier est relatif aux données périodiques de consommation et de facturation ; le second type est relatif aux données événementielles relatives au fonctionnement du réseau électrique que nous désignons par les données relatives à la qualité du courant PQ (*Power Quality*). Le concentrateur devra relayer les paquets de données qu'il reçoit des compteurs à l'entité appropriée, à savoir le fournisseur de service pour les données de facturation et la

sous-station de distribution de la zone pour les données PQ. Notre étude a pour but de proposer une nouvelle technique d'agrégation des données PQ au niveau du concentrateur de la zone considérée. Ces données seront ensuite envoyées à l'unité de traitement de la sous-station de distribution concernée afin d'être intégrées avec celles collectées via le RCSF de la sous-station. Cette étude vient donc complémenter notre contribution pour l'agrégation des données d'un RCSF présentée au chapitre 4. Dans le reste de ce manuscrit, nous désignons par paquets-compteurs les paquets de données PQ envoyées par les compteurs intelligents au concentrateur et par passerelle l'entité à laquelle le concentrateur relaiera ces données, à savoir la sous-station à laquelle il est rattaché.

Les études réalisées jusqu'à présent ont présenté l'utilisation du concentrateur comme un simple relais de données, qui pourrait éventuellement concaténer les paquets de données pour économiser des entêtes. Cependant, nous pensons que le concentrateur est une entité utile pour les communications au sein de l'AMI et préconisons de tirer profit de sa présence afin d'apporter une valeur ajoutée au niveau de la gestion des données et d'accélérer en conséquence le traitement des données collectées à partir des compteurs intelligents.

L'agrégation de données au niveau du concentrateur permet d'une part de faire des économies en termes d'entêtes et donc de réduire l'utilisation de la bande passante (e.g. [4, 127]). D'autre part, si une technique d'agrégation intelligente était adoptée au niveau du concentrateur, alors la détection des perturbations et des pannes serait accélérée et le réseau de distribution serait plus sensible aux conditions locales. Une telle technique permettrait par exemple de corréler les données de façon à identifier la nature et l'étendue des problèmes.

Nous proposons CoDA (*Correlation-based Data Aggregation*), une approche d'agrégation basée sur la corrélation des données et conçue pour l'AMI. Pour ce faire, le concentrateur utilise la logique floue afin de décider si les données des paquets-compteurs qu'il reçoit sont corrélées ou pas et donc s'il faudrait les agréger ou pas. Un raisonnement basé sur la logique floue permet, en effet, de prendre des décisions basées sur des valeurs en entrée imprécises qui appartiennent à un ensemble flou (par opposition à un ensemble classique), ce qui est souvent le cas des données relevées par les compteurs. La logique floue attribue ainsi une flexibilité appréciable aux raisonnements qui l'utilisent [128].

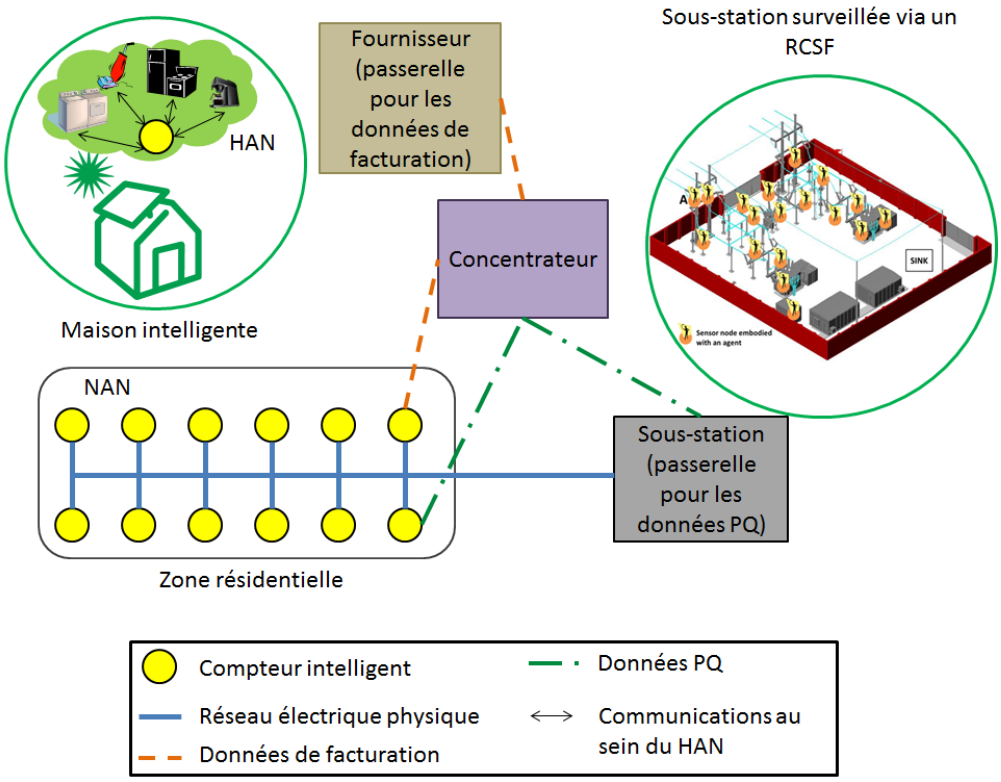


FIGURE 5.1 – Illustration du scénario considéré

Les détails de notre proposition sont présentés dans la section suivante.

5.3 CoDA : approche d'agrégation basée sur la corrélation pour la gestion des données de surveillance dans l'AMI

Le comportement concentrateur-AMI de notre agent *SmartSens* est régi par CoDA, un algorithme d'agrégation de données basé sur la corrélation. Notre proposition présente les avantages suivants : (1) la capacité de corréler les données au niveau d'une zone, (2) la réduction du volume et de l'overhead des communications sur le lien concentrateur-passerelle et, par conséquent, (3) une meilleure prise en charge des données de surveillance collectées par l'AMI au niveau de la sous-station de distribution.

CoDA se base sur un système de logique floue afin d'évaluer la corrélation des données. Cette méthode est brièvement exposée dans la sous-section suivante.

5.3.1 Aperçu des principes de la logique floue

Avant de présenter notre approche CoDA, un aperçu des principes des systèmes de logique floue est donné ci-dessous. Pour plus de détails sur la logique floue, nous invitons le lecteur à se référer à [129, 130].

La logique floue est une extension de la logique booléenne formalisée par Lotfi Zadeh en 1965 en s'appuiant sur sa théorie mathématique des ensembles flous, qui est une généralisation de la théorie des ensembles classiques aux ensembles définis de façon imprécise. La logique floue introduit la notion de degré dans la vérification d'une condition ; elle permet ainsi à une condition d'être dans un autre état que vrai ou faux, ce qui confère une flexibilité très appréciable aux raisonnements qui l'utilisent et rend possible la prise en compte des imprécisions et des incertitudes [128].

Un système d'inférence basé sur la logique floue, ou *fuzzy logic system* (FLS), est composé de quatre éléments principaux comme le montre la Fig. 5.2 : un fuzzificateur, un ensemble de règles floues, un moteur d'inférence et un défuzzificateur. L'entrée du système correspond aux valeurs des paramètres considérés (mesurés par exemple). Chaque paramètre est représenté par une variable linguistique composée du triplet (V, X, T_V), V étant une variable (ex. *qualité du service* dans un restaurant [1]), X la plage de valeurs de la variable (ex. $\mathbb{R}^+$) et T_V un ensemble fini ou infini de sous-ensembles flous (ex. *mauvais*, *bon* et *excellent*). Une fonction d'appartenance (μ) caractérise le sous-ensemble flou d'une variable donnée.

A l'aide des variables linguistiques (ex. *qualité du service* et *qualité de la nourriture* en entrée, *montant du pourboire* en sortie) et des fonctions d'appartenance, le degré d'appartenance de chacune des entrées à un sous-ensemble flou est déterminé. Ensuite, une déduction est faite sur la base d'un ensemble de règles, définies par des experts ou extraites à partir de données numériques et qui sont exprimées par un ensemble de SI-ALORS (SI *prédicat* ALORS *conclusion*). SI *le service*

1. Afin d'illustrer le processus, nous considérons l'exemple de détermination du montant du pourboire dans un restaurant selon la qualité de la nourriture et celle du service.

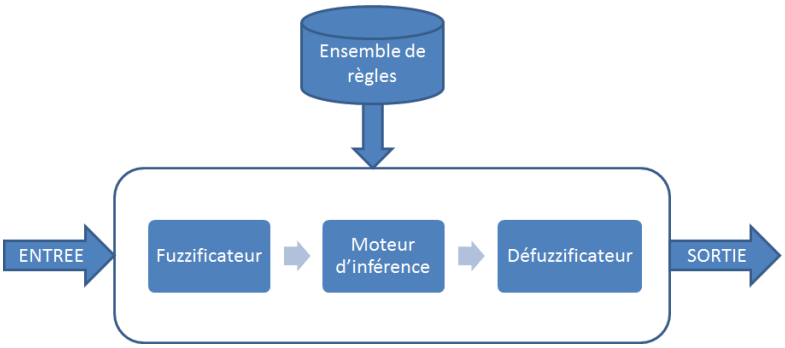


FIGURE 5.2 – Principaux composants d'un système de logique floue

est excellent ou *la nourriture est délicieuse* ALORS *le pourboire est élevé* est un exemple de règle. Pour chacune des règles définies et selon la valeur des paramètres en entrée, le degré de vérité de la conclusion correspondante est déterminé.

Après détermination de la conclusion de chaque règle, l'ensemble flou global de sortie est construit par agrégation des ensembles flous obtenus par chacune des règles concernant cette sortie. A la sortie du moteur d'inférence, l'ensemble flou de sortie est ainsi déterminé mais il n'est pas directement utilisable pour donner une information précise à l'opérateur ou commander un actionneur. La défuzzification permet de mapper la conclusion résultante en une décision finale.

La suite de cette section détaille notre système de décision d'agrégation dans l'AMI basé sur la logique floue.

5.3.2 Critères de décision

Nous proposons d'utiliser un raisonnement basé sur la logique floue afin de décider si les messages événementiels envoyés par les compteurs intelligents au concentrateur peuvent être agrégés ou non avant d'être relayés à la passerelle. Il convient de noter que notre modèle peut également être appliqué aux données relevées par les capteurs déployés pour surveiller les lignes de distribution électriques de la zone. La décision d'agréger les données, ou pas, se base sur le fait que celles-ci se rapportent à la même perturbation, ou pas. Afin de parvenir à une décision, les facteurs suivants sont considérés :

– La *Distance* qui sépare les compteurs intelligents : quelle distance sépare les

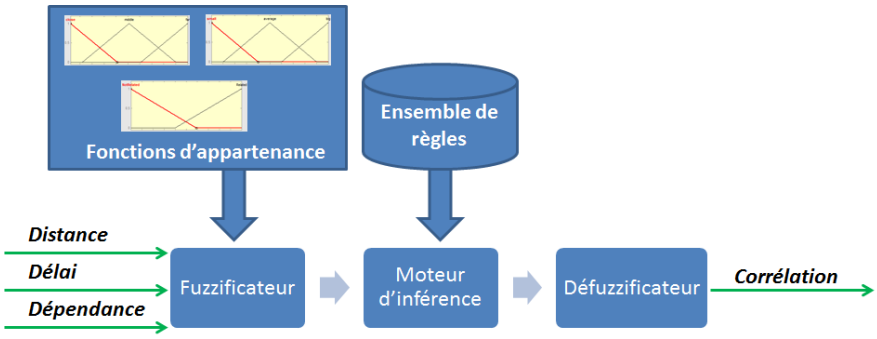


FIGURE 5.3 – Modèle du FLS proposé

événements détectés ?

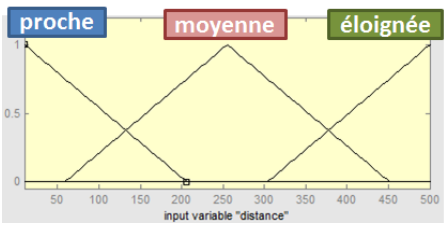
- Le *Délai* entre la détection des événements : à quel intervalle de temps les événements ont-ils été détectés ?
- La *Dépendance* entre les paramètres observés : existe-t-il une forte dépendance physique entre les paramètres observés ?

Ces facteurs sont les variables linguistiques en entrée de notre système FLS comme le montre la Fig. 5.3. Leurs fonctions d'appartenance respectives sont représentées aux Fig. 5.4(a), 5.4(b) et 5.4(c) [2]. La sortie de notre FLS est désignée par la variable *corrélation* qui est caractérisée par la fonction d'appartenance de la Fig. 5.4(d). Les termes linguistiques associés à chacune de ces variables sont :

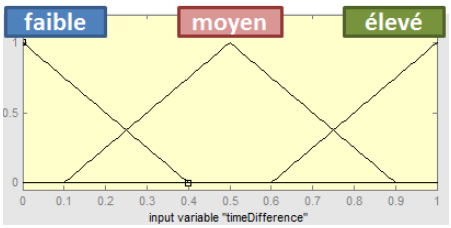
- $T_{distance}$: {proche, moyenne, éloignée}
- $T_{délai}$: {faible, moyen, élevé}
- $T_{dépendance}$: {indépendants, dépendants}
- $T_{corrélation}$: {non corrélées, corrélées}

Afin de mieux illustrer le processus, la Fig.5.5 illustre un exemple simple de la fuzzification de la variable en entrée *distance* afin de déterminer son degré d'appartenance à chacun des sous-ensembles flous proche, moyenne et éloignée. Le smart meter B est considéré à une distance moyenne du smart meter A avec un degré de vérité de 0.7 et à une distance éloignée de A avec un degré de vérité de 0.1. Cet exemple montre bien la gradualité qui peut être introduite grâce à l'utilisation de

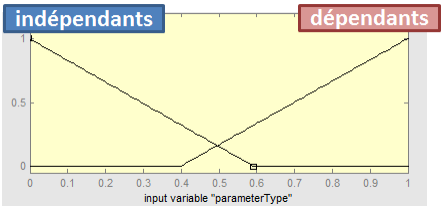
2. Notons que les valeurs indiquées sur l'axe des x aux Fig. 5.4 (a,b,c,d) sont spécifiques à chaque configuration du scénario de simulation et peuvent varier selon la zone considérée.



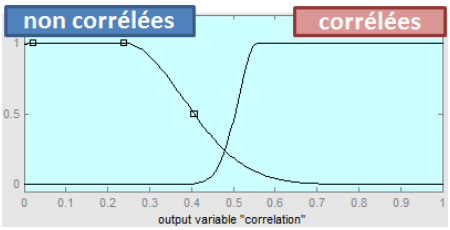
(a) Distance



(b) Délai de détection



(c) Dépendance entre les paramètres



(d) Corrélation

FIGURE 5.4 – Fonctions d'appartenance des entrées et sortie de notre FLS

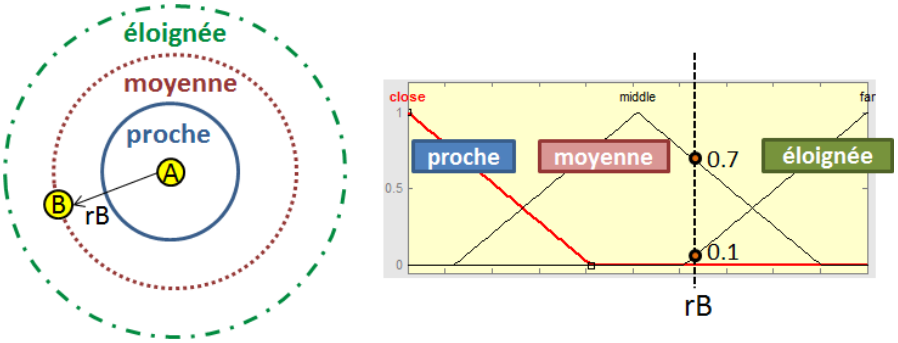


FIGURE 5.5 – Exemple de fuzzification de la variable en entrée *distance*

la logique floue.

La sortie *corrélation* est obtenue en suivant la base de règles floues du Tableau 5.1. Il faudrait noter que la base de règles et les fonctions d'appartenance ont été conçues pour notre FLS et ont été déterminées selon les observations de simulation. Elles peuvent être facilement mises à jour et étendues notamment pour inclure d'autres paramètres en entrée.

TABLE 5.1 – Base de règles floues de notre FLS

	SI			**ALORS**
	dépendance	*distance*	*délai*	*corrélation*
R1	dépendant	proche	faible	corrélées
R2	dépendant	proche	moyen	corrélées
R3	dépendant	proche	élevé	corrélées
R4	indépendant	proche	faible	non corrélées
R5	indépendant	proche	moyen	non corrélées
R6	indépendant	proche	élevé	non corrélées
R7	dépendant	moyenne	faible	corrélées
R8	dépendant	moyenne	moyen	corrélées
R9	dépendant	moyenne	élevé	non corrélées
R10	indépendant	moyenne	faible	non corrélées
R11	indépendant	moyenne	moyen	non corrélées
R12	indépendant	moyenne	élevé	non corrélées
R13	dépendant	éloignée	faible	corrélées
R14	dépendant	éloignée	moyen	corrélées
R15	dépendant	éloignée	élevé	non corrélées
R16	indépendant	éloignée	faible	non corrélées
R17	indépendant	éloignée	moyen	non corrélées
R18	indépendant	éloignée	élevé	non corrélées

5.3.3 Messages de corrélation

Une fois la sortie du FLS déterminée, les données corrélées des paquets-compteurs seront agrégées dans un message de corrélation. Un message typique envoyé par un compteur contient l'identifiant ID du compteur (son emplacement exact peut donc être déterminé étant donné que le concentrateur possède une base de connaissance sur l'emplacement de chaque compteur intelligent dans sa zone), l'instant où l'événement a été détecté, le paramètre concerné et la valeur relevée. Un message de corrélation est composé des champs suivants :

- compteurs_concernés : la liste des identifiants des compteurs qui ont signalé l'événement.
- temps_de_détection : l'instant où l'événement a été détecté en premier.
- valeur_à_la_détection : la valeur relevée à l'instant où l'événement a été détecté en premier.

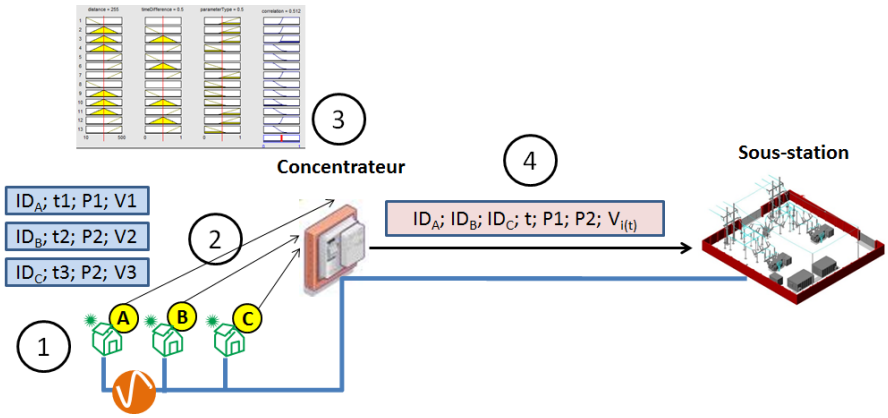


FIGURE 5.6 – Exemple de corrélation suite à une perturbation

– paramètres_concernés : la liste des paramètres concernés par l'événement détecté.

En agrégeant les données dans un message de corrélation, le concentrateur peut envoyer des informations plus utiles à la passerelle. Ce procédé présente également l'avantage de ne pas être aussi limité (à cause du MTU [3] des protocoles sous-jacents) par le nombre de messages qui peuvent être regroupés autant que d'autres techniques d'agrégation, telles que la concaténation de paquets (e.g. [4]), le sont.

La Fig. 5.6 illustre un exemple de scénario de corrélation. Dans le cas où un défaut transitoire ou permanent est détecté dans une zone donnée par les compteurs intelligents A, B et C (1) [4], un message est envoyé par chacun de ces compteurs vers le concentrateur (2). On suppose que le compteur A a détecté un problème avec la tension (P1), alors que B et C avaient détecté des valeurs inhabituelles pour le paramètre courant (P2). Le concentrateur utilise alors le FLS préalablement défini pour décider si les données des paquets-compteurs reçus sont corrélées ou pas (3). En supposant que c'est le cas, ils sont alors regroupés en un seul message de corrélation qui sera envoyé à la passerelle (4).

3. Maximum Transmission Unit
4. Les numéros renvoient à ceux de la Fig. 5.6

La section suivante est consacrée à l'évaluation des performances de CoDA dans différents cas d'étude.

5.4 Evaluation des performances de CoDA

Nous présentons dans cette partie les résultats obtenus suite à l'étude des performances de notre proposition CoDA. En particulier, nous étudions le cas où le nombre de paquets-compteurs qui peuvent être agrégés par le concentrateur est fixe (désigné par agrégation statique) et le cas où un timeout est introduit (désigné par agrégation dynamique). Sur la base des résultats obtenus, une variante de CoDA a été proposée et évaluée.

Nous commençons par définir les paramètres de simulations, ainsi que les critères de performance adoptés et les approches comparées. Nous analysons ensuite les résultats obtenus pour évaluer notre proposition.

5.4.1 Configuration des simulations

L'évaluation des performances de CoDA a été réalisée en utilisant le simulateur Castalia [119] que nous avons également utilisé pour l'évaluation de PriBaCC. Les communications sans fil sont très préconisées pour les réseaux de zone de voisinage (NANs) en général et pour les communications dans l'AMI en particulier [131]. Par ailleurs, la technique d'agrégation que nous proposons peut être appliquée indépendamment de la technologie sans fil sous-jacente utilisée et peut même être appliquée dans le cas où des communications filaires sont adoptées.

L'objectif du scénario mis en place est d'alerter le concentrateur des événements affectant la qualité de la puissance et des perturbations détectés par les compteurs intelligents. Nous simulons donc une zone de 20 à 100 compteurs intelligents connectés à un concentrateur (cf. Tableau 5.2). Les compteurs signalent un événement détecté en envoyant un paquet-compteur au concentrateur. Etant donné que plusieurs compteurs intelligents peuvent détecter le même événement, le concentrateur se charge d'évaluer la corrélation entre les données reçues et de les agréger, ou pas, en conséquence. Pour nos simulations, nous avons considéré le cas où toutes les données envoyées par les compteurs intelligents sont corré-

lées (100% de corrélation) et les cas où 90%, 75% et 50% des compteurs relèvent respectivement des données corrélées (notés CoDA-100, CoDA-90, CoDA-75 et CoDA-50, respectivement), tandis que le reste des compteurs signalent des problèmes indépendants. Il faudrait noter que lorsqu'un événement affecte le réseau d'alimentation dans une zone donnée, il est très probable d'avoir un pourcentage plus élevé de corrélation pendant un certain intervalle de temps.

TABLE 5.2 – Principaux paramètres de simulation

Paramètre	**Valeur**
Durée de simulation	600 s
Dimensions du réseau	500x10 m
Nombre de passerelle	1
Nombre de concentrateur	1
Nombre de smart meters	[20 ;100]
Période de relevé des données par les compteurs	1 s
Nombre de simulations	30

5.4.2 Approches comparées et critères de performance

Afin d'évaluer les performances de CoDA, une technique d'agrégation issue de la littérature ainsi que le cas où aucune fonction d'agrégation n'est appliquée par le concentrateur ont été examinés. Nous comparons ainsi les approches suivantes :

Sans agrégation

Le concentrateur transmet simplement tous les messages qu'il reçoit d'un compteur intelligent à la passerelle sans effectuer aucune agrégation. Ce cas est considéré afin de montrer l'apport de l'agrégation dans la réduction des coûts de communication. Il ne sera pas considéré pour les autres points.

Concaténation

Le concentrateur regroupe plusieurs paquets-compteurs dans un seul paquet en utilisant la concaténation avant d'envoyer le message agrégé à la passerelle, sans tenir compte de la présence, ou non, de corrélations éventuelles entre les données transportées par ces paquets. La concaténation de paquets consiste

à combiner les données utiles de plusieurs paquets sous une seule entête. Il s'agit d'une technique d'agrégation sans perte qui a été proposée dans le cadre de l'AMI par Bartoli *et al.* [4] et que nous avons décrite parmi les travaux d'agrégation dans le contexte des smart grids à la section 2.3. Cette approche sera notée CONCAT dans le reste de ce manuscrit.

Corrélation

Notre approche CoDA comme décrite dans la section 5.3.

Nous désignons par message d'agrégation un message envoyé par le concentrateur à la passerelle. Il s'agira d'un message de corrélation lorsque CoDA est adoptée et d'un message de concaténation lorsque c'est CONCAT qui est considérée.

Les critères de performance étudiés ont pour but d'évaluer l'efficacité de l'approche d'agrégation proposée en termes de données utiles transmises, de réduction du volume de trafic sur le lien concentrateur-passerelle et de délai. Pour cela, nous étudions :

- La charge utile des messages d'agrégation : elle montre la capacité d'agréger un certain nombre de paquets-compteurs dans un même message et doit tenir compte de contraintes des protocoles des couches inférieures. L'agrégation permet d'économiser la bande passante et les communications et cette économie est d'autant plus importante que le nombre de paquets agrégés dans un seul message est élevé.
- Le nombre de messages envoyés par le concentrateur à la passerelle : en agrégeant les paquets-compteurs au niveau du concentrateur, nous pourrons réduire le nombre de messages envoyés par ce dernier à la passerelle, tout en maximisant la charge utile de ceux-ci.
- Le pourcentage de réduction des messages envoyés par le concentrateur à la passerelle : il est calculé par rapport à l'approche n'agrégeant pas les données et montre l'apport de l'agrégation dans la réduction des coûts de communication.
- La latence moyenne : l'agrégation au niveau du concentrateur introduit un coût supplémentaire en termes de latence ; cependant, le délai moyen pour que les données envoyées par les compteurs arrivent à la passerelle doit rester

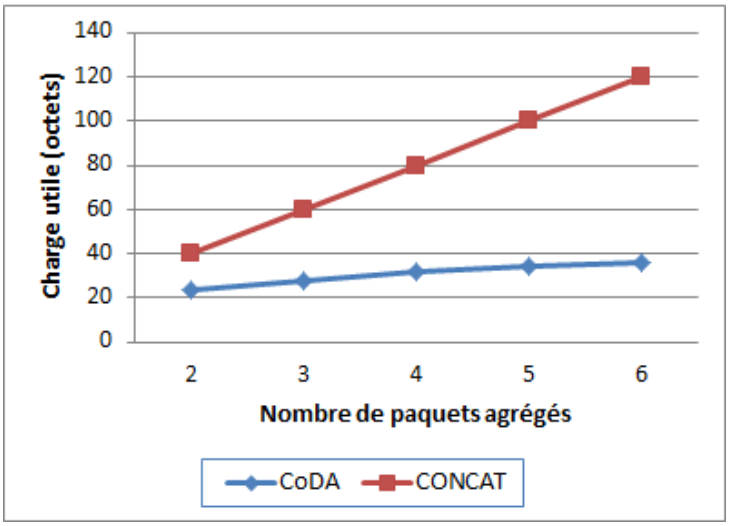


FIGURE 5.7 – Charge utile d'un message d'agrégation en fonction du nombre de paquets-compteurs agrégés dont la taille est de 20 octets

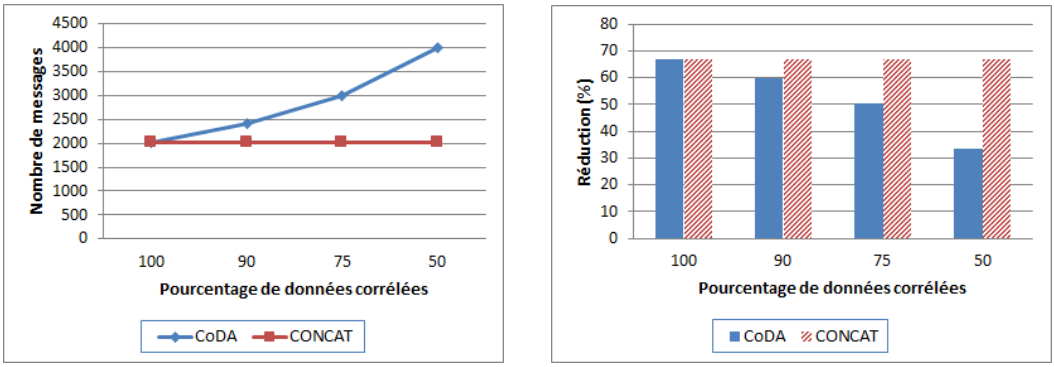
acceptable.

5.4.3 Agrégation statique

Dans ce cas d'étude, nous commençons par fixer le nombre de paquets-compteurs que le concentrateur va agréger pour les deux approches CoDA et CONCAT.

5.4.3.1 Analyse des résultats

La charge utile d'un message d'agrégation dépend de celle des paquets-compteurs ; dans notre étude, nous considérons une taille de 20 octets pour les paquets-compteurs. La taille d'un message d'agrégation est aussi fonction du nombre de paquets qui ont été agrégés. La Fig. 5.7 montre bien cette relation, puisque la taille d'un message de concaténation (CONCAT) augmente considérablement lorsque le nombre de paquets-compteurs agrégés augmente de 1 (nous notons une augmentation égale à la taille d'un paquet-compteur). Nous observons, en revanche, une faible augmentation de la taille d'un message de corrélation (CoDA). Notons que cette dernière est la taille maximale d'un message de corrélation que nous avons pu observer suite à nos simulations.



(a) Nombre de messages (b) Pourcentage de réduction

FIGURE 5.8 – Messages envoyés par le concentrateur en fonction du pourcentage de données corrélées présentes dans le réseau

En n'appliquant aucune technique d'agrégation, tous les paquets-compteurs reçus par le concentrateur seront relayés par celui-ci à la passerelle et leur nombre peut être très élevé. En raison du processus d'agrégation, tant CoDA que CONCAT arrivent à réduire le nombre de messages relayés à la passerelle. La Fig. 5.8(a) montre que cette réduction dépend du pourcentage de paquets corrélables pour CoDA. En effet, si toutes les données sont corrélées (CoDA-100), et pour le même nombre de paquets-compteurs agrégés (qui est de 3 pour les résultats de la Fig. 5.8), CoDA et CONCAT montrent les mêmes résultats. Cependant, dans d'autres cas où nous avons 90%, 75% et 50% de données corrélées respectivement, le nombre de messages envoyés augmente pour CoDA en comparaison avec CONCAT. Ceci est dû au fait que seules les données corrélées sont agrégées et que les autres paquets sont envoyés séparément. Dans tous les cas, une réduction importante du nombre de messages envoyés à la passerelle par rapport l'approche sans agrégation est obtenue (Fig. 5.8(b)).

Lorsque nous augmentons le nombre de paquets agrégés, nous observons dans la Fig. 5.9 que le nombre de messages envoyés par le concentrateur diminue, une conséquence directe de l'agrégation des paquets. Cette diminution est d'autant plus importante que le pourcentage de données corrélées est élevé. Cette figure confirme aussi les résultats observés à la Fig. 5.8. En effet, nous observons une augmentation du nombre de messages envoyés lorsque le pourcentage de données corrélées diminue.

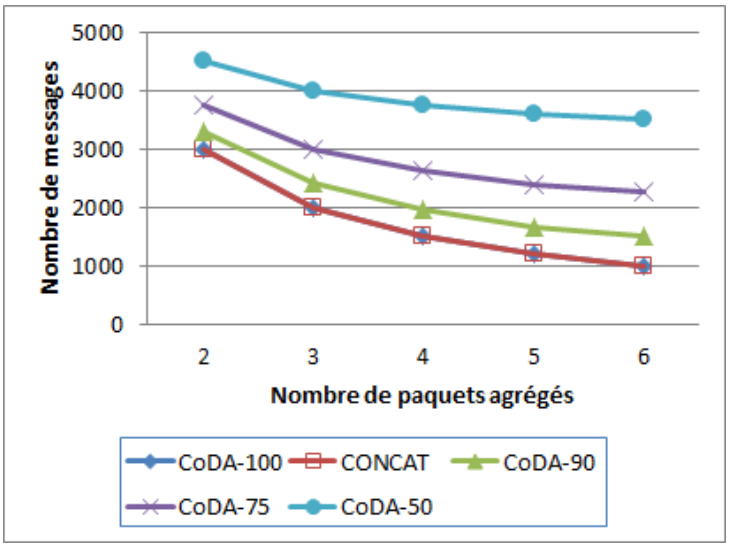


FIGURE 5.9 – Nombre de messages envoyés par le concentrateur en fonction du nombre de paquets-compteurs agrégés

Par ailleurs, lorsque le nombre de compteurs intelligents rattachés au même concentrateur augmente, ce dernier reçoit un nombre plus élevé de paquets-compteurs et aura donc plus de messages à envoyer à la passerelle pour le même nombre de paquets agrégés par message comme le montre la Fig. 5.10 (ce nombre est fixé à 3 pour les résultats de cette figure).

5.4.3.2 Discussion

Nous avons observé à travers les résultats de l'étude du cas d'agrégation statique que CoDA-100 et CONCAT ont les mêmes performances en termes de volume de trafic entre le concentrateur et la passerelle vu que, sous cette configuration, le même nombre de paquets-compteurs est agrégé par ces deux approches. Cependant, cette configuration ne permet pas de tirer pleinement profit de la technique d'agrégation de données basée sur la corrélation CoDA que nous avons proposée. En effet, comme nous l'avons vu à la Fig. 5.7, la taille d'un message de concaténation augmente beaucoup plus rapidement que celle d'un message de corrélation. Nous pouvons donc agrégés beaucoup plus de paquets-compteurs avec l'approche CoDA qu'avec CONCAT. Afin de déterminer un seuil réaliste pour le nombre de

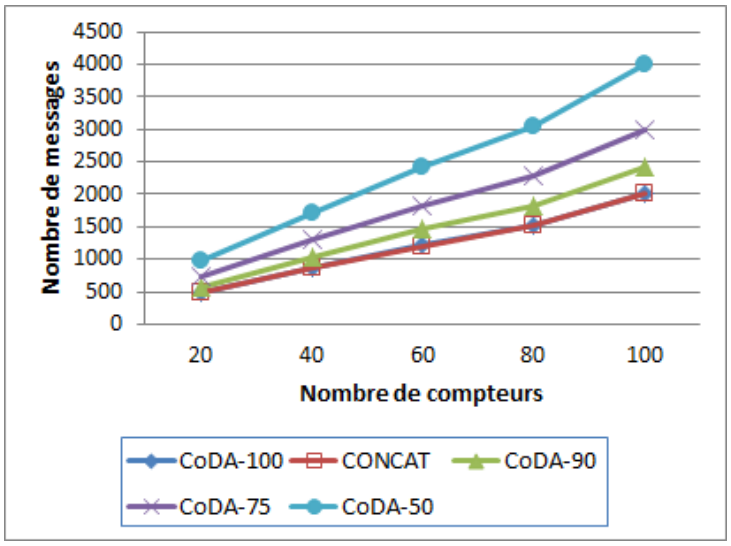


FIGURE 5.10 – Nombre de messages envoyés par le concentrateur en fonction du nombre de compteurs qui lui sont rattachés

paquets-compteurs qui seront agrégés, nous avons examiné la charge utile de différents protocoles de communication. Puisque notre technique d'agrégation peut être appliquée indépendamment de la technologie de communication sous-jacente (avec ou sans fil), nous avons considéré les contraintes imposées par deux des technologies les plus adoptées pour les communications AMI.

Nous considérons en premier lieu les communications filaires utilisant la technologie PLC présentée au paragraphe 1.4.1.2.2. Il existe deux propositions pour les protocoles des couches physique et MAC pour le narrow-band PLC (G3 et PRIME) [132]. En se basant sur l'analyse établie par les auteurs dans [132], la taille de paquet physique (*Physical Protocol Data Unit* PPDU) la plus restrictive qui peut être manipulée par ces protocoles est de 133 octets.

Nous examinons en second lieu un protocole de communication sans fil qui pourrait être utilisé dans l'AMI qui est l'IEEE 802.15.4. A l'instar de l'analyse effectuée par les auteurs dans [4], la taille maximale du PPDU est également de 133 octets, à laquelle s'ajoute des contraintes supplémentaires sur la taille au niveau MAC. En effet, la taille minimale, respectivement maximale, au niveau de la couche 2 est de 36 octets, respectivement 108 octets.

Nous considérons alors la contrainte la plus restrictive qui est de 108 octets au

maximum et de 36 octets au minimum. Nous pouvons donc concaténer un maximum de 3 paquets avec CONCAT (3∗36 = 108 octets) [4], même si la taille de notre paquet-compteur n'est que de 20 octets. En opposition, puisque CoDA permet au concentrateur de traiter les données reçues avant de construire le message de corrélation, seules les données utiles peuvent être sélectionnées. Ainsi, pour une charge utile de 20 octets par paquet-compteur, il est possible d'agréger beaucoup plus de paquets dans un message de corrélation que dans un message de concaténation. Pour déterminer ce nombre, en supposant récupérer 4 octets (pour l'identificateur du compteur et le paramètre concerné) de chaque paquet-compteur à partir du deuxième paquet, nous concluons que jusqu'à 23 paquets peuvent être agrégés dans un message de corrélation. Dans la suite de notre étude, le seuil maximal de paquets concaténés par le concentrateur est fixé à 3 alors que celui des paquets corrélables est fixé à 23.

Avec ces valeurs de seuils fixés, nous avons noté, à travers des observations de résultats de simulation, que le volume du trafic entre concentrateur et passerelle est significativement réduit comme le montre la Fig. 5.11. Cependant, le seuil élevé de 23 paquets introduit une latence très élevée et non acceptable au niveau des messages de corrélation, notamment lorsque peu de compteurs intelligents sont rattachés au concentrateur comme nous pouvons le voir à la Fig. 5.12. Ceci est dû au fait que lorsqu'il y a plus de compteurs dans la zone qui détectent un problème, le seuil de 23 paquets-compteurs requis pour déclencher l'agrégation est atteint plus rapidement. Ceci s'applique également pour CONCAT mais avec des valeurs plus faibles pour la latence à cause du seuil des 3 paquets nettement moins élevé que celui de CoDA.

Afin de pallier cette limitation, nous proposons d'introduire un seuil pour le temps d'attente du concentrateur. Une combinaison des deux conditions sur le nombre de paquets-compteurs reçus et sur le temps d'attente avant agrégation sera alors appliquée. Le concentrateur construira le message d'agrégation lorsque le premier des deux seuils fixés est atteint, ce qui nous conduit à notre deuxième cas d'étude.

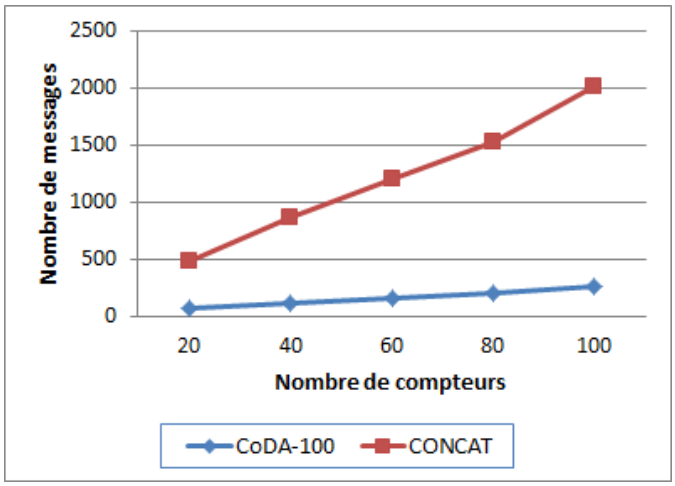


FIGURE 5.11 – Nombre de messages envoyés par le concentrateur en fonction du nombre de compteurs qui lui sont rattachés

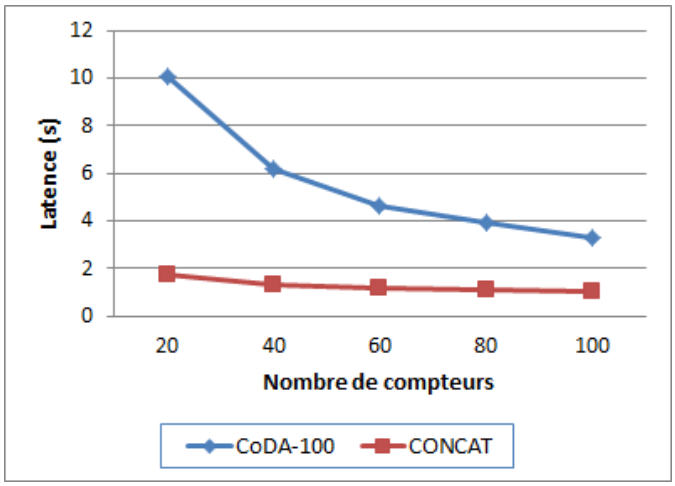


FIGURE 5.12 – Latence moyenne des données (depuis un compteurs jusqu'à la passerelle)

5.4.4 Agrégation dynamique

Dans ce cas d'étude, nous introduisons un deuxième paramètre pour les deux approches CoDA et CONCAT, en plus du seuil sur le nombre de paquets-compteurs qui peuvent être agrégés, qui est un timeout pour l'agrégation. La valeur de ce timeout doit être adaptée aux caractéristiques du réseau déployé, à savoir la technologie de communication utilisée, la taille du réseau, etc. Pour nos simulations,

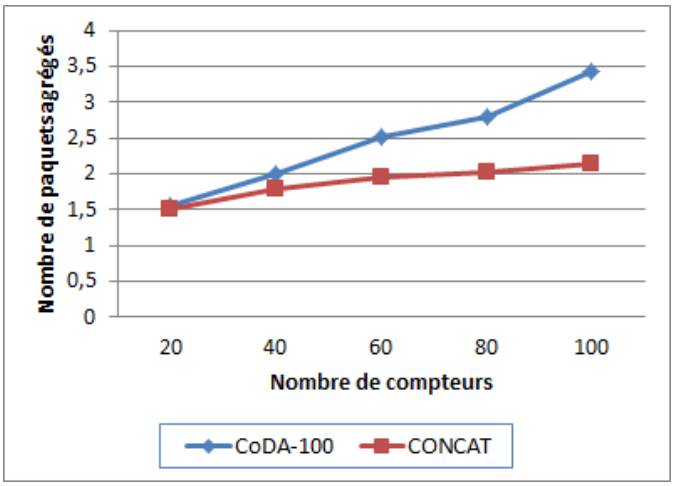


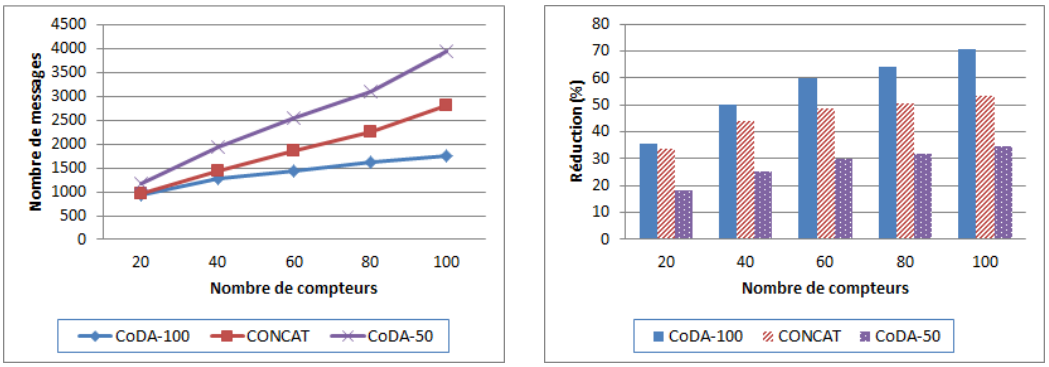
FIGURE 5.13 – Nombre de paquets-compteurs agrégés par message

nous avons fixé la valeur du timeout à 10 ms pour CoDA et CONCAT.

5.4.4.1 Analyse des résultats

En raison du seuil sur le nombre de paquets-compteurs qui est plus élevé pour CoDA que celui de CONCAT, un message de corrélation contient en moyenne des données provenant d'un nombre de paquets-compteurs plus important qu'un message de concaténation, comme le montre la Fig. 5.13. Ceci a une conséquence directe sur le nombre de messages envoyés par le concentrateur (cf. Fig. 5.14(a)). En effet, pour relayer la même quantité de données à la passerelle, un concentrateur qui adopte l'agrégation selon l'approche CoDA envoie moins de messages qu'un autre utilisant la concaténation lorsque tous les paquets sont corrélés (CoDA-100). Cependant, avec seulement 50% de paquets corrélables (CoDA-50), le volume du trafic sur le lien concentrateur-passerelle est supérieur à celui de CONCAT puisque la concaténation ne prend pas en compte la corrélation entre les données. Par rapport à l'alternative sans aucune agrégation, la Fig. 5.14(b) montre que les deux approches parviennent à réduire ce nombre, avec une moyenne de 56% pour CoDA-100, de 46% pour CONCAT et de 28% pour CoDA-50.

Nous examinons ensuite la latence moyenne représentant le temps moyen qu'il faut pour les données envoyées par un compteur intelligent pour atteindre la passerelle à la Fig. 5.15(a). Ce temps inclut donc le délai de transmission des paquets-

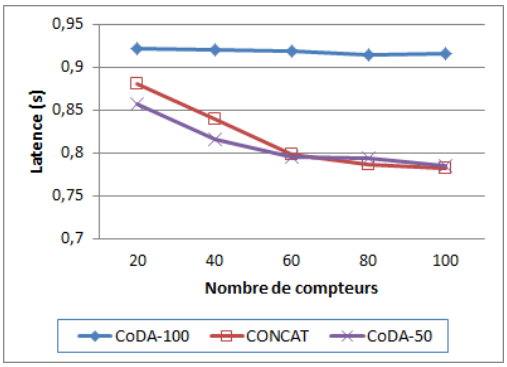


(a) Nombre de messages (b) Pourcentage de réduction

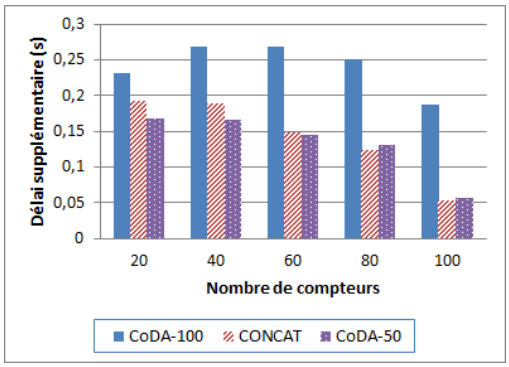
FIGURE 5.14 – Messages envoyés par le concentrateur

compteurs jusqu'au concentrateur, le délai de traitement au niveau de ce dernier et le délai de transmission des messages d'agrégation du concentrateur jusqu'à la passerelle. Compte tenu du fait que l'agrégation est déclenchée soit lorsque le seuil de paquets-compteurs reçus est atteint ou que le timeout expire, les résultats montrent que, en moyenne, CoDA introduit plus de latence que CONCAT. Ceci est principalement dû au fait que la condition sur le nombre maximal de paquets qui peuvent être concaténés (qui est de l'ordre de 3 dans le cas de CONCAT) est, en moyenne, atteinte avant l'expiration du timeout, ce qui conduit à une latence plus faible pour les messages de concaténation. Ceci peut être particulièrement remarqué lorsque le nombre de compteurs intelligents rattachés au concentrateur augmente, puisque le concentrateur est susceptible de recevoir le nombre requis de paquets-compteurs à concaténer (3 pour CONCAT) plus rapidement. Nous observons également qu'en moyenne le délai atteint par CoDA-50 est moins élevé que celui de CoDA-100. Ceci peut être expliqué par le fait qu'une grande partie des données (celles qui ne sont pas corrélées) dans le cas de CoDA-50 sont envoyées sans agrégation (sans la construction d'un message de corrélation).

La Fig. 5.15(b) montre le coût de l'agrégation en termes de latence pour CoDA et CONCAT par rapport au cas où aucune fonction d'agrégation n'est appliquée. En effet, les deux approches introduisent un délai supplémentaire en raison des conditions sur le nombre de paquets à agréger et le timeout d'agrégation. En effet, sans agrégation, le concentrateur ne fait que relayer les paquets-compteurs à la pas-



(a) Latence moyenne des données (depuis un compteur jusqu'à la passerelle)



(b) Coût en termes de latence par rapport à l'approche sans agrégation

FIGURE 5.15 – Latence

serelle sans aucun traitement supplémentaire, en moyenne avec moins de délai que CoDA et que CONCAT. Selon l'urgence des données, ce coût peut être acceptable ou pas. Nous pouvons donc conclure que l'agrégation ne convient nécessairement pas aux applications très sensibles au délai. Dans les situations critiques où des actions extrêmement rapides doivent être prises, il semble plus approprié de ne pas utiliser d'agrégation au niveau du concentrateur pour relayer les paquets de données. Toutefois, pour les données qui tolèrent un délai supplémentaire, CoDA apporte deux avantages principaux. En effet, (1) elle contribue à réduire l'overhead de communication et (2) introduit l'intelligence en aval de la sous-station. Un mécanisme basé sur les priorités, similaire à ce que nous avons proposé pour PriBaCC dans le chapitre 4, peut être introduit afin de distinguer les données urgentes et sensibles au délai et donc de décider d'agréger, ou pas.

5.4.4.2 Discussion

La Fig. 5.16 résume les différents résultats des deux cas d'étude : l'agrégation statique, avec un seuil de 3 paquets-compteurs pour CONCAT et de 23 pour CoDA ; et l'agrégation dynamique, qui ajoute un timeout (de 10 ms) au seuil de paquets qui peuvent être agrégés. Nous en concluons que :

1. Le nombre de paquets-compteurs agrégés est inversement proportionnel au volume du trafic sur le lien concentrateur-passerelle pour les deux approches

CONCAT et CoDA : lorsque plus de paquets sont agrégés dans un même message, alors moins de messages sont envoyés par le concentrateur et donc le pourcentage de réduction est plus important (cf. Fig. 5.16(a) et 5.16(b)).

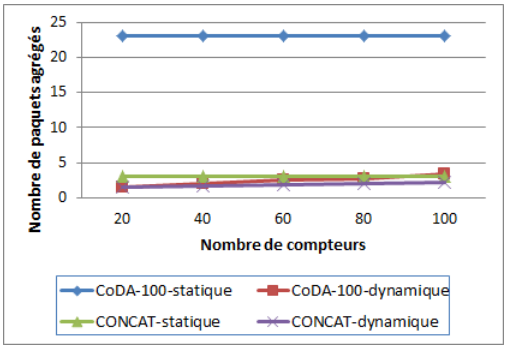
2. Dans le cas de l'agrégation statique, CoDA et CONCAT arrivent à réduire beaucoup plus le volume de données sur le lien concentrateur-passerelle (cf. Fig. 5.16(b)) que dans le cas de l'agrégation dynamique car les seuils de paquets qui peuvent être agrégés sont plus élevés (cf. Fig. 5.16(a)). En revanche, cette réduction se fait au détriment du délai qui est très élevé pour CoDA-statique et élevé pour CONCAT-statique (cf. Fig 5.16(c)). Nous pouvons cependant noter que le délai pour les approches statiques diminue lorsque le réseau devient plus dense. Ceci s'explique par le fait que lorque le réseau est moins dense, les nœuds de notre réseau sont plus éparpillés et donc l'attente au niveau du concentrateur pour atteindre le seuil de 23 (CoDA) ou de 3 (CONCAT) paquets est plus élevée.
3. Avec l'agrégation dynamique, nous arrivons à réduire le délai par rapport au cas statique (cf. Fig 5.16(c)), au dépend d'une réduction moins élevée du nombre de messages envoyés par le concentrateur à la passerelle (cf. Fig. 5.16(b)) suite à la diminution du nombre de paquets agrégés par message de corrélation et de concaténation.

Il serait donc envisageable de fixer les paramètres en fonction des exigences de chaque application afin d'avoir un coût approprié en termes de communication et de latence et de tirer profit de la corrélation.

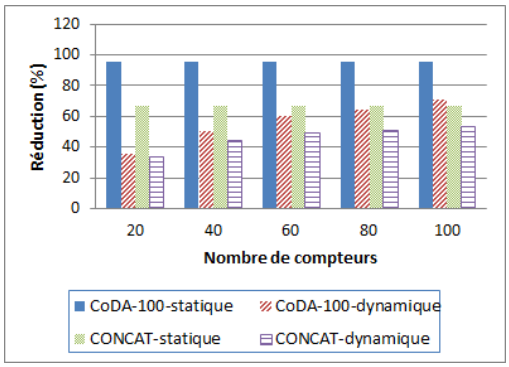
Par ailleurs, nous avons noté à la Fig. 5.14(a) une augmentation du nombre de messages envoyés par le concentrateur lorsque le pourcentage de données corrélées diminue. Nous proposons de remédier à ce problème en considérant une variante de CoDA, CoDA-hybride présentée ci-dessous.

5.4.5 Variante CoDA-hybride

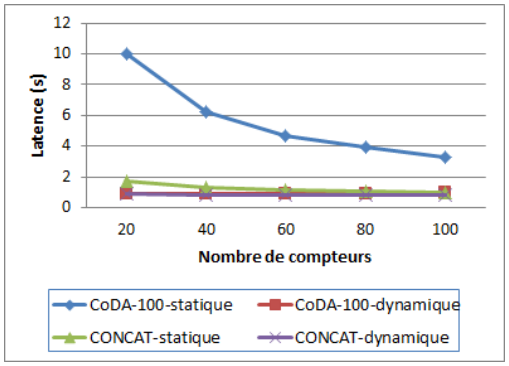
Cette variante a pour but de pallier le problème d'augmentation du volume du trafic sur le lien concentrateur-passerelle lorsque le pourcentage de données corrélées diminue. Pour ce faire, nous proposons d'utiliser une approche hybride,



(a) Nombre de paquets-compteurs agrégés par message



(b) Pourcentage de réduction du nombre de messages envoyés par le concentrateur



(c) Latence

FIGURE 5.16 – Comparaison des cas d'agrégation statique et dynamique (avec un timeout de 10 ms)

combinant la corrélation et la concaténation. Ainsi, CoDA-hybride concatènera les paquets-compteurs jugés non corrélés par le concentrateur, au lieu de les envoyer séparément comme le faisait CoDA.

Les résultats de simulation présentés à la Fig. 5.17 montrent qu'une réduction jusqu'à 62% environ du nombre de messages envoyés par rapport à l'approche sans agrégation peut être réalisée lorsque l'approche CoDA-hybride est adoptée avec 50% de corrélation ; tandis que CoDA-50 atteint un maximum de 35% de réduction pour 100 compteurs. Par ailleurs, même avec seulement 50% de données corrélées, CoDA-hybride montre de meilleurs résultats que CONCAT et se rapproche de CoDA-100.

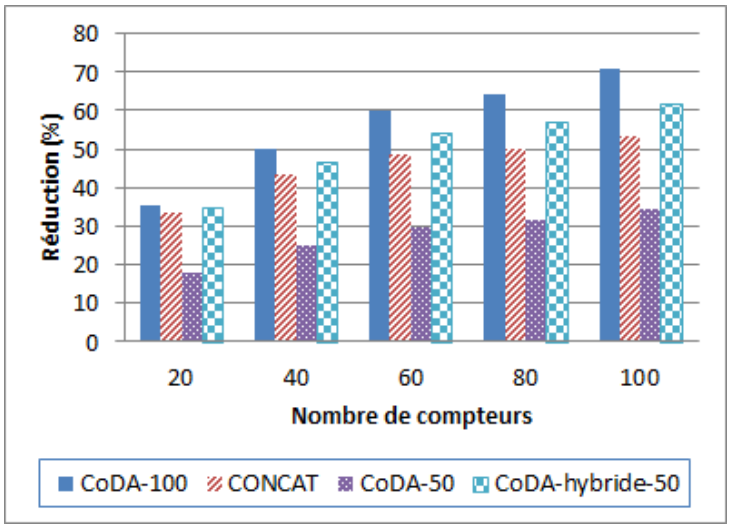


FIGURE 5.17 – Comparaison du pourcentage de réduction du nombre de messages envoyés par le concentrateur en fonction du nombre de compteurs

En outre, la différence entre CoDA-hybride et CoDA est d'autant plus importante lorsque le pourcentage de données corrélées diminue. En effet, nous observons à la Fig. 5.18 que CoDA-hybride atteint, en moyenne et pour une zone de 100 compteurs intelligents, une réduction plus importante que CoDA. Lorsque le pourcentage de données corrélées augmente, la différence entre ces deux approches est réduite, montrant l'avantage de notre technique d'agrégation basée sur la corrélation dans le cas où un nombre important de messages se rapportent au même événement.

CoDA-hybride atteint donc son objectif de réduction supplémentaire par rapport à CoDA du trafic sur le lien concentrateur-passerelle, surtout lorsque le pourcentage de données corrélables diminue.

En termes de délai, nous observons à la Fig. 5.19 une légère augmentation pour CoDA-hybride-50 par rapport à CoDA-50. En effet, les paquets transportant des données qui ne sont pas corrélées n'étaient pas agrégés dans CoDA, alors qu'ils seront concaténés dans CoDA-hybride. Ceci introduit un léger délai supplémentaire suite à la construction et l'envoi des messages de concaténation.

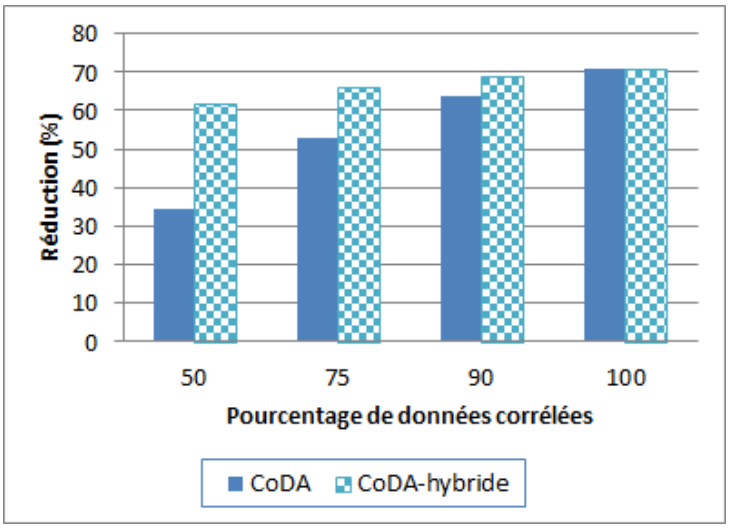


FIGURE 5.18 – Comparaison du pourcentage de réduction moyen du nombre de messages envoyés par le concentrateur en fonction du pourcentage de données corrélées (pour 100 compteurs)

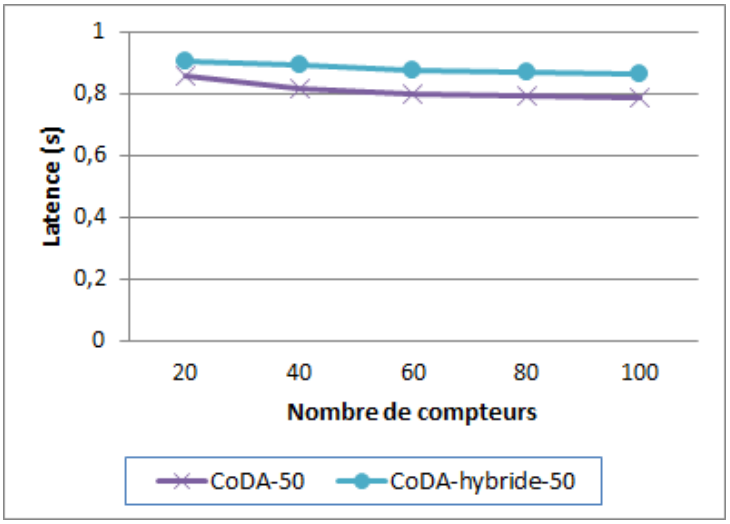


FIGURE 5.19 – Comparaison du délai de transmission

5.5 Conclusion

Les compteurs intelligents et l'AMI constituent l'un des piliers du réseau électrique intelligent. Il est important que les données collectées dans l'AMI soient efficacement utilisées et analysées afin d'être intégrées avec d'autres données pro-

venant du réseau. Le processus d'analyse peut être entamé avant que les données n'atteignent l'agence de conduite centrale, dès le niveau du concentrateur de la zone.

Ce chapitre a abordé la question de l'agrégation des données dans l'AMI et a examiné en particulier les communications relatives aux événements de perturbations électriques entre les compteurs intelligents et le concentrateur auxquels ils sont rattachés (par opposition aux communications périodiques des données de consommation). Nous avons proposé d'agréger les messages corrélés au niveau du nœud concentrateur, avant de les transmettre à l'unité de traitement de la sous-station de distribution pour être intégrés ensuite avec les données recueillies par le RCSF qui y est déployé. Un raisonnement à base de la logique floue est utilisé afin de déterminer si une corrélation existe ou non, c'est-à-dire si les données reçues par le concentrateur se rapportent à la même perturbation ou pas.

Les résultats de l'évaluation des performances de CoDA ont montré que notre proposition est en mesure de réduire de manière significative le nombre de messages envoyés sur le lien concentrateur-passerelle, surtout pour des pourcentages élevés de données corrélées. Cependant, un coût supplémentaire en termes de latence est introduit par l'agrégation, ce qui la rend moins appropriée aux données très sensibles au délai. Notre étude a conclu qu'une combinaison d'agrégation utilisant la corrélation et la concaténation (CoDA-hybride) peut être utilisée afin de minimiser le volume et l'overhead de trafic entre le concentrateur et la passerelle.

Dans nos travaux futurs, nous comptons approfondir l'utilisation d'une approche de communication sensible à la priorité des données afin de sélectionner l'agrégation selon l'approche CoDA-hybride ou de n'en utiliser aucune.

Conclusion générale

Ce manuscrit a présenté les travaux effectués dans le cadre de ma thèse portant sur la gestion décentralisée des données des réseaux de capteurs dans le contexte des smart grids.

Dans les deux premiers chapitres de ce manuscrit, nous avons introduit le concept de smart grid et avons détaillé le rôle des RCSFs dans ces futurs réseaux d'électricité. Le chapitre 1 a exposé les caractéritsiques et fonctionnalités du réseau électrique intelligent et a passé en revue les différents outils du domaine des TICs qui sont nécessaires à son déploiement. D'une part, les outils du domaine de l'intelligence artificielle distribuée joueront un rôle important dans l'introduction de l'intelligence au sein du réseau électrique. C'est pour cela que nous nous sommes notamment attardés sur l'utilisation des SMAs dans les smart grids. D'autre part, ce sont les capteurs et autres entités de captage qui collecteront les données nécessaires pour la prise de décision au niveau des composants intelligents du réseau électrique. Le chapitre 2 a montré l'intérêt et le rôle des RCSFs dans un smart grid. Nous avons ainsi vu que les réseaux de capteurs sont indispensables pour la mise en œuvre des principales fonctionnalités d'un smart grid, telles que la surveillance et le contrôle décentralisé des réseaux de distribution. Après avoir identifié le besoin d'agréger les données collectées par les réseaux de capteurs dédiés aux applications smart grids, nous avons passé en revue les travaux de la littérature qui ont traité de l'agrégation de données dans ce contexte-là.

Dans le chapitre 3, nous avons identifié les défis et problématiques liés au dé-

ploiement des réseaux de capteurs dans le réseau de distribution d'un smart grid et avons, par conséquent, introduit une architecture décentralisée basée sur les systèmes multi-agents pour la gestion des données et de l'énergie dans un smart grid. Cette architecture se base sur un double niveau de déploiement des SMAs : (1) le déploiement d'agents-capteurs ayant pour tâche l'acheminement des paquets de données des capteurs et compteurs intelligents et (2) le déploiement d'agents-grids s'occupant d'assurer l'équilibre production-consommation. Nous nous sommes ensuite positionnés au niveau des agents-capteurs et à l'échelle du réseau de distribution électrique et avons introduit nos agents-capteurs comportementaux *SmartSens*.

Les chapitres 4 et 5 ont présenté nos contributions associées à deux comportements différents d'un agent *SmartSens* et appliquées à deux scénarios d'étude dans le réseau de distribution d'un smart grid. Le chapitre 4 s'est intéressé à la gestion des données d'un RCSF déployé pour la surveillance et le contrôle d'une sous-station de distribution. Le comportement de nos agents incorporés dans les capteurs est régi par l'algorithme PriBaCC que nous avons défini. En effet, les agents se chargent d'évaluer la priorité des données relevées par les capteurs. Ils décideront alors d'envoyer les données urgentes directement au sink, alors que celles jugées importantes (mais non urgentes) seront agrégées avec d'autres données collectées par des nœuds voisins. Les résultats de simulation ont montré que PriBaCC réussit à réduire le nombre de messages envoyés par les nœuds. Les données urgentes sont, en conséquence, communiquées avec un meilleur délai. Ceci a également impliqué une moindre consommation énergétique au niveau des capteurs qui envoient désormais moins de messages. PriBaCC réduit donc la quantité d'informations à traiter au niveau du centre de contrôle de la sous-station et/ou à transmettre aux locaux du gestionnaire du réseau, ce qui nécessite donc moins de bande passante, moins d'espace de stockage et moins de temps de traitement du côté du gestionnaire. Ces points sont très importants vues les grandes quantités d'informations que celui-ci devra gérer (plusieurs sous-stations, données des centrales de production, données des compteurs intelligents, etc.) et contribueront à relever le défi de déluge de données.

Par ailleurs, nous nous sommes intéressés dans le chapitre 5 à l'agrégation de données en aval de la sous-station de distribution, au sein de l'infrastructure de

compteurs intelligents (AMI) et avons examiné en particulier les communications relatives aux événements de perturbations électriques entre les compteurs intelligents et le concentrateur auxquels ils sont rattachés. Nous avons proposé d'agréger les messages corrélés au niveau du nœud concentrateur, avant de les transmettre à l'unité de traitement de la sous-station de distribution pour être intégrés avec les données recueillies par le RCSF qui y est déployé. Un raisonnement à base de la logique floue est utilisé afin de déterminer si une corrélation existe ou non, c'est-à-dire, si les données reçues par le concentrateur se rapportent à la même perturbation ou pas. Les résultats de l'évaluation des performances de CoDA ont montré que notre proposition est en mesure de réduire de manière significative le nombre de messages envoyés sur le lien concentrateur-passerelle, surtout pour des pourcentages élevés de données corrélées. Cependant, un coût supplémentaire en termes de latence est introduit par l'agrégation, ce qui la rend moins appropriée aux données très sensibles au délai. Notre étude a conclu qu'une combinaison d'agrégation utilisant la corrélation et la concaténation (CoDA-hybride) peut être utilisée afin de minimiser le volume et l'overhead de trafic entre le concentrateur et la passerelle.

Les travaux présentés dans ce rapport ont donné lieu à plusieurs publications : [133] [134] [135] [136]. Pour la suite, nous avons fixé plusieurs perspectives qui visent à améliorer et à enrichir ce travail et qui sont détaillées dans la section suivante.

Perspectives

Suite aux travaux réalisés dans le cadre de cette thèse, plusieurs perspectives à court et long termes sont envisagées. Tout d'abord, dans la continuité de nos travaux, il nous semble intéressant d'approfondir certains points.

Dans le chapitre 4, nous avons introduit trois niveaux de priorité dans PriBaCC que nous avons supposés préalablement définis par les experts du système. Nous pensons qu'il serait intéressant de mettre en place un système d'évaluation des priorités plus dynamique qui serait basé sur la logique floue et dans lequel les intervalles des valeurs relevées par un capteur (la température, par exemple) seraient représentés par des sous-ensembles flous montrant ainsi leur gradualité. Une telle évaluation conférerait à l'agent une certaine flexibilité surtout dans le cas où une donnée relevée se trouve à l'extrémité d'un intervalle donné.

En outre, un tel système peut être utilisé pour enrichir la règle selon laquelle l'agent décide de coopérer, ou pas, avec son voisin. Actuellement, cette décision est uniquement basée sur la priorité de l'information ; il pourrait être important de corréler les données entre agents voisins. Par exemple, lorsqu'un agent sur un capteur de température situé sur un transformateur envoie une requête de coopération à son agent voisin incorporé dans un capteur de densité de gaz, ce dernier normalement ne répond pas si la densité relevée est normale. Cependant, il se peut que la combinaison des deux valeurs soit importante à signaler.

L'évaluation de CoDA dans le chapitre 5 a montré qu'un coût supplémentaire en termes de latence est introduit par l'agrégation, ce qui la rend moins appropriée aux données très sensibles au délai. Nous pensons qu'une amélioration consisterait à commencer par une phase pendant laquelle le concentrateur n'utiliserait pas l'agrégation afin de notifier au plus vite l'entité concernée. Après cela, il pourrait adopter l'agrégation de données selon CoDA-hybride.

A part ces points à approfondir, nous nous intéressons dans la suite au second niveau de déploiement des SMAs pour la gestion de l'énergie que nous n'avons pas considéré dans nos travaux. En effet, nous avons abordé la problématique de réduction de quantité de données transitant dans les réseaux de capteurs déployés dans un smart grid, sans pour autant proposer des politiques de pilotage des composants du réseau. Dans la suite, nous comptons aller plus loin en partant des données remontées par les différents agents-capteurs mais aussi d'autres connaissances (comme par exemple les profils des clients, l'état du marché, etc.) obtenues par des méthodes supplémentaires comme de l'apprentissage. Grâce à des algorithmes distribués et coopératifs, les agents-grids prendront les décisions adéquates concernant les tarifs, la nécessité ou non de stocker l'énergie et le type d'énergie à favoriser, dans le but d'arriver à une meilleure gestion de l'énergie tout en maintenant un équilibre entre consommation et production.

A titre d'exemple et dans la continuité de nos travaux entamés dans le contexte des communications *vehicule-to-grid* [111] et de la gestion de l'énergie au sein des maisons intelligentes [112], il serait intéressant de définir les interactions entre un agent-grid véhicule et un agent-grid consom'acteur permettant de prendre des décisions concernant la recharge de la batterie du véhicule ainsi que son utilisation en tant que dispositif de stockage. En effet, il est nécessaire de prendre en compte plusieurs paramètres comme les horaires d'utilisation du véhicule par le propriétaire, la disponibilité des énergies renouvelables, les tarifs de l'électricité, les capacités de la sous-station qui alimente la zone concernée, etc.

Ce paragraphe conclut notre manuscrit qui a présenté les travaux avec lesquels nous avons tenté de répondre aux enjeux identifiés ; mais c'est surtout un tremplin pour un domaine en plein essor et dont les recherches sont très actives.

Glossaire

AMI	Advanced Metering Infrastructure
BAN	Building Area Network
BT	Basse Tension
DER	Distributed Energy Resources
DG	Distributed Generation
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
FLS	Fuzzy Logic System
HAN	Home Area Network
HTA	Haute Tension A
HTB	Haute Tension B
MDMS	Meter Data Management System
MTU	Maximum Transmission Unit
NAN	Neighborhood Area Network
NIST	National Institute of Standards and Technology
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicles
PLC	Power Line Communications
PMU	Phasor Measurement Unit

PPDU	Physical Protocol Data Unit
QoS	Quality of Service
RCSF	Réseau de Capteurs Sans Fil
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SMA	Système Multi-Agents
T&D	Transmission et Distribution
TIC	Technologies de l'Information et de la Communication
V2G	Vehicle-to-Grid
V2H	Vehicle-to-Home
VE	Véhicule Electrique
VPP	Virtual Power Plant
WAN	Wide Area Network

Liste des publications

Chapitre de livre

1. **Matta, N.** ; Rahim-Amoud, R. ; Merghem-Boulahia, L ; Jrad, A. "Applications of WSANs in the smart grid : a double energy conservation challenge", Chapter 13, in *Green Networking and Communications : ICT for Sustainability*, S. Khan and J. L. Mauri, Eds. Auerbach Publications, CRC Press, Taylor & Francis Group, USA, 2013

Journaux internationaux en cours de soumission

2. **Matta, N.** ; Rahim-Amoud, R. ; Merghem-Boulahia, L ; Jrad, A. "Correlation based data aggregation using fuzzy logic for the smart grid's advanced metering infrastructure"

Conférences internationales référencées avec comité de sélection et actes

3. **Matta, N.** ; Rahim-Amoud, R. ; Merghem-Boulahia, L ; Jrad, A ; Nolot, F. "PriBaCC : In-network sensor data processing for efficient smart grid monitoring applications", in *Global Information Infrastructure Symposium (GIIS), 2013*, Oct. 2013, pp. 1–6 (**Best Paper Award**)

4. **Matta, N.** ; Rahim-Amoud, R. ; Merghem-Boulahia, L ; Jrad, A. "Enhancing smart grid operation by using a WSAN for substation monitoring and control", in *Wireless Days (WD), 2012 IFIP*, Nov. 2012, pp. 1–6

5. **Matta, N.** ; Rahim-Amoud, R. ; Merghem-Boulahia, L ; Jrad, A. "A wireless sensor network for substation monitoring and control in the smart grid",

in *Internet of Things (iThings), 2012 IEEE International Conference on* , Nov. 2012, pp. 203–209

Ateliers internationaux référencés avec comité de sélection et actes

6. El Nabouch, D ; **Matta, N.** ; Rahim-Amoud, R. ; Merghem-Boulahia, L. "An Agent-based approach for efficient management of energy in the context of smart houses", in *Multi-agent based Applications for Sustainable Energy Systems* at 11th *International Conference on Practical Applications of Agents and Multi-Agent Systems*, May 2013, vol. 365, pp. 375–386

7. **Matta, N.** ; Rahim-Amoud, R. ; Merghem-Boulahia, L ; Jrad, A. "A cooperative aggregation-based architecture for vehicle-to-grid communications", in *ITS for Ubiquitous Roads* at *Global Information Infrastructure Symposium (GIIS)*, Aug. 2011, pp. 1–6

Bibliographie

[1] ERDF. Fonctionnement du réseau électrique. http://www.erdfdistribution.fr/fonctionnement_du_reseau. (last accessed Jan. 27, 2014).

[2] The National Institute of Standards and Technology (NIST). (2012, February) NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 2.0. http://www.nist.gov/smartgrid/upload/NIST_Framework_Release_2-0_corr.pdf. (last accessed Jan. 16, 2014).

[3] Trilliant. Comprehensive smarter energy solutions for advanced metering, grid and consumer applications. http://www.trilliantinc.com/solutions/. (last accessed Jan. 27, 2014).

[4] A. Bartoli, J. Hernandez-Serrano, M. Soriano, M. Dohler, A. Kountouris, and D. Barthel, "Secure lossless aggregation for smart grid m2m networks," in *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, oct. 2010, pp. 333 –338.

[5] Siemens. Transformer monitoring & diagnostic system. http://www.energy.siemens.com/us/en/services/power-transmission-distribution/transformer-lifecycle-management/transformer-monitoring-diagnostic-system.htm. (last accessed Jan. 27, 2014).

[6] Occupational Safety & Health Administration – U.S. Department of Labor. Electric power illustrated glossary. http://www.osha.gov/SLTC/etools/electric_power/illustrated_glossary/index.html. (last accessed Jan. 27, 2014).

[7] Veolia Environnement, "Smart grids," *Scientific Chronicles Magazine*, vol. 18, pp. 1–7, Sept. 2010.

[8] S. Ramchurn, P. Vytelingum, A. Rogers, and N. Jennings, "Putting the "smarts" into the smart grid : A grand challenge for artificial intelligence," *Commun. ACM*, vol. 55, no. 4, pp. 86–97, Apr. 2012.

[9] ADEME. (2010) Feuille de route sur les réseaux et systèmes électriques intelligents intégrant les énergies renouvelables. http://www.eeci-institute.eu/EECI-docs2/Feuilleroute6_11_FR.pdf. (last accessed Nov. 16, 2013).

[10] L. Lasne, *Electrotechnique*. Dunod, 2008.

[11] European Technology Platform for the Electricity Networks of the Future. Smartgrids. http://www.smartgrids.eu. (last accessed Jan. 9, 2013).

[12] J. Gao, Y. Xiao, J. Liu, W. Liang, and C. P. Chen, "A survey of communication/networking in smart grids," *Future Generation Computer Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 391 – 404, 2012.

[13] The National Energy Technology Laboratory for the U.S. Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, "A vision for the smart grid," *Technical report*, Jun. 2009.

[14] Gimélec. (2011, March) Deuxième livre blanc réseaux électriques intelligents. http://www.gimelec.fr/index.php/publications/article/1191-deuxieme-livre-blanc-reseaux-electriques-intelligents.html. (last accessed Jan. 9, 2013).

[15] F. Berthold, B. Blunier, D. Bouquain, S. Williamson, and A. Miraoui, "Phev control strategy including vehicle to home (v2h) and home to vehicle (h2v) functionalities," in *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2011 IEEE*, sept. 2011, pp. 1 –6.

[16] H. Turker, S. Bacha, D. Chatroux, and A. Hably, "Modelling of system components for vehicle-to-grid (v2g) and vehicle-to-home (v2h) applications with plug-in hybrid electric vehicles (phevs)," in *Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012 IEEE PES*, jan. 2012, pp. 1 –8.

[17] Nissan Motor Company. "vehicle to home" electricity supply system. http://www.nissan-global.com/EN/TECHNOLOGY/OVERVIEW/vehicle_to_home.html. (last accessed Jan. 16, 2014).

[18] Toyota On Front. (2012, Aug.) Toyota develops vehicle-to-home (v2h) power system. http://www.toyotaonfront.com/about_us/news_and_events/toyota_develops_vehicletohome_v2h_power_system. (last accessed Jan. 16, 2014).

[19] Pike Research. (2012, April) Revenue from vitual power plants. http://www.pikeresearch.com/newsroom/revenue-from-virtual-power-plants-will-reach-5-3-billion-by-2017. (last accessed Jan. 9, 2013).

[20] P. Vytelingum, T. D. Voice, S. D. Ramchurn, A. Rogers, and N. R. Jennings, "Agent-based micro-storage management for the smart grid," in *The Ninth International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems*, May 2010, pp. 39–46.

[21] List of major power outages. http://en.wikipedia.org/wiki/List_of_major_power_outages. (last accessed Jan. 15, 2014).

[22] NanoMarkets, "Smart grid sensing, monitoring and control systems : Market opportunities 2011 (free sample)," http://www.nanomarkets.net/market_reports/report/smart_grid_sensing_monitoring_and_control_systems_market_opportunities_2011, Mar. 2011, (last accessed Jan. 9, 2013).

[23] D. Niyato and P. Wang, "Cooperative transmission for meter data collection in smart grid," *Communications Magazine, IEEE*, vol. 50, no. 4, pp. 90 –97, april 2012.

[24] The National Energy Technology Laboratory for the U.S. Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability, "Advanced metering infrastructure," *Technical report*, Feb. 2008.

[25] Z. Fadlullah, M. Fouda, N. Kato, A. Takeuchi, N. Iwasaki, and Y. Nozaki, "Toward intelligent machine-to-machine communications in smart grid," *Communications Magazine, IEEE*, vol. 49, no. 4, pp. 60 –65, april 2011.

[26] McKinsey, "The smart grid and the promise of demand-side management," http://www.mckinsey.com/client_service/electric_power_and_natural_gas/latest_thinking/mckinsey_on_smart_grid, 2010, (last accessed Jan. 9, 2013).

[27] P. Palensky and D. Dietrich, "Demand side management : Demand response, intelligent energy systems, and smart loads," *Industrial Informatics, IEEE Transactions on*, vol. 7, no. 3, pp. 381 –388, aug. 2011.

[28] A. Clark and C. Pavlovski, "Wireless networks for the smart energy grid : Application aware networks," *Proceedings of the International MultiConference of Engineers and Computer Scientists*, vol. II, 2010.

[29] Ericsson. Tech talk : Smart grids. http://www.ericsson.com/news/120619_techtalk_smart_grids_244159019_c.

[30] L. Lampe, A. Tonello, and D. Shaver, "Power line communications for automation networks and smart grid [guest editorial]," *Communications Magazine, IEEE*, vol. 49, no. 12, pp. 26 –27, december 2011.

[31] S. Galli, A. Scaglione, and Z. Wang, "For the grid and through the grid : The role of power line communications in the smart grid," *Proceedings of the IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 998 –1027, june 2011.

[32] F. Aalamifar, H. S. Hassanein, and G. Takahara, "Viability of powerline communication for the smart grid," in *Communications (QBSC), 2012 26th Biennial Symposium on*, may 2012, pp. 19 –23.

[33] Echelon. Power line communications (plc). http://www.echelon.com/technology/power-line/. (last accessed Jan. 27, 2014).

[34] ERDF. Linky, le compteur nouvelle génération. http://www.erdfdistribution.fr/Linky/. (last accessed Jan. 27, 2014).

[35] C. Links. (2013, 28 June) Zigbee : The standard for smart home applications ? http://blog.bosch-si.com/zigbee-the-standard-for-smart-home-applications/. (last accessed Nov. 28, 2013).

[36] R. Boulestin. (2013, 2 Sep.) Le wifi 802.11ah paré pour l'internet des objets. http://www.silicon.fr/le-wifi-802-11ah-pare-pour-linternet-des-objets-88938.html. (last accessed Sep. 11, 2013).

[37] Agent technologies for energy systems. http://www.ates2013.org/.

[38] Multi-agent based applications for smart grids and sustainable energy systems. http://www.paams.net/masges14/.

[39] Smarthouse-Smartgrid Consortium. Smarthouse/smartgrid. http://www.smarthouse-smartgrid.eu.

[40] K. Kok, G. Venekamp, and P. Macdougall, "Market-based control in decentralized electrical power systems," *In 2010 Aamas Workshop On Agent Technologies For Energy Systems*, pp. 1–7, 2010.

[41] University of Southampton. (2013, October) ideas project : Intelligent decentralised energy-aware systems. http://www.ideasproject.info.

[42] ——. (2013, October) Intelligent agents for home energy management. http://www.homeenergyagents.info/.

[43] G. Weiß, Ed., *Multiagent Systems : A Modern Approach to Distributed Artificial Intelligence*. Cambridge, MA, USA : MIT Press, 1999.

[44] D. Gaiti, Ed., *Autonomic networks*. John Wiley & Sons, 2008.

[45] J. Ferber, *Les Systèmes Multi Agents : vers une intelligence collective*. InterEditions, 1995.

[46] S. McArthur, E. Davidson, V. Catterson, A. Dimeas, N. Hatziargyriou, F. Ponci, and T. Funabashi, "Multi-agent systems for power engineering applications ;part i : Concepts, approaches, and technical challenges," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 22, no. 4, pp. 1743 –1752, nov. 2007.

[47] A. Rogers and N. Jennings, "Intelligent agents for the smart grid," *PerAda Magazine*, pp. 1–2, June 2010.

[48] R.-C. Mihailescu, M. Vasirani, and S. Ossowski, "Dynamic coalition formation and adaptation for virtual power stations in smart grids," *In 2011 Aamas Workshop On Agent Technologies For Energy Systems*, pp. 1–4, May 2011.

[49] S. Kamboj, K. S. Decker, K. Trnka, N. Pearre, C. Kern, and W. Kempton, "Exploring the formation of electric vehicle coalitions for vehicle-to-grid power regulation," *In 2010 Aamas Workshop On Agent Technologies For Energy Systems*, pp. 1–8, May 2010.

[50] E. Gerding, V. Robu, S. Stein, D. Parkes, A. Rogers, and N. Jennings, "Online mechanism design for electric vehicle charging," in *The Tenth International Joint Conference on Autonomous Agents and Multi-Agent Systems*, May 2011, pp. 811–818.

[51] P. Vytelingum, S. D. Ramchurn, T. D. Voice, A. Rogers, and N. R. Jennings, "Trading agents for the smart electricity grid," in *The Ninth International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems*, May 2010, pp. 897–904.

[52] S. Srivastava, S. Suryanarayanan, P. Ribeiro, D. Cartes, and M. Stcurer, "A conceptual power quality monitoring technique based on multi-agent systems," in *Proceedings of the 37th Annual North American Power Symposium*, oct. 2005, pp. 358 – 363.

[53] C. Hinrichs, U. Vogel, and M. Sonnenschein, "Approaching decentralized demand side management via self-organizing agents," *In 2011 AAMAS Workshop On Agent Technologies For Energy Systems*, pp. 1–8, 2011.

[54] J. young Kwak, P. Varakantham, M. Tambe, L. Klein, F. Jazizadeh, G. Kavulya, B. Becerik-Gerber, and D. J. Gerber, "Towards optimal planning for distributed coordination under uncertainty in energy domains," *In 2011 AAMAS Workshop On Agent Technologies For Energy Systems*, pp. 1–8, 2011.

[55] S. Ramchurn, P. Vytelingum, A. Rogers, and N. Jennings, "Agent-based control for decentralised demand side management in the smart grid," in *The Tenth International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems (AAMAS 2011)*, 2011, pp. 5–12.

[56] A. Rogers, S. Maleki, S. Ghosh, and J. Nicholas R, "Adaptive home heating control through gaussian process prediction and mathematical programming," in *Second International Workshop on Agent Technology for Energy Systems (ATES 2011)*, May 2011, pp. 71–78.

[57] R.-C. Mihailescu, M. Vasirani, and S. Ossowski, "Dynamic coalition adaptation for efficient agent-based virtual power plants," in *Multiagent System*

Technologies, ser. Lecture Notes in Computer Science, F. Klügl and S. Ossowski, Eds. Springer Berlin / Heidelberg, 2011, vol. 6973, pp. 101–112.

[58] S. Vandael, T. Holvoet, and G. Deconinck, "A multi-agent system for managing plug-in hybrid vehicles as primary reserve capacity in a smart grid," *In 2011 AAMAS Workshop On Agent Technologies For Energy Systems*, 2011.

[59] N. Höning, H. Noot, and H. L. Poutré, "On the integration of power and reserve trade in electricity networks," *In 2011 AAMAS Workshop On Agent Technologies For Energy Systems*, 2011.

[60] Y. Guo, J. Wall, J. Li, and S. West, "A machine learning approach for fault detection in multivariable systems," *In 2011 AAMAS Workshop On Agent Technologies For Energy Systems*, 2011.

[61] W. Saad, Z. Han, H. V. Poor, and T. Başar, "Game Theoretic Methods for the Smart Grid," *ArXiv e-prints*, feb 2012.

[62] X. Fang, S. Misra, G. Xue, and D. Yang, "Managing smart grid information in the cloud : opportunities, model, and applications," *Network, IEEE*, vol. 26, no. 4, pp. 32 –38, july-august 2012.

[63] R. Kilany and M. Chamoun, "Smart : Semantically mashup rest web services," *International Journal of Web & Semantic Technology*, vol. 4, no. 4, pp. 73–91, October 2013.

[64] N. Bui, A. Castellani, P. Casari, and M. Zorzi, "The internet of energy : a web-enabled smart grid system," *Network, IEEE*, vol. 26, no. 4, pp. 39 –45, july-august 2012.

[65] O. for Economic Co-operation and D. (OECD), "Smart sensor networks : Technologies and applications for green growth," *Technical report*, December 2009.

[66] M. Amorim and G. Pujolle, "Information notice on research in europe," *Annales Des Télécommunications*, vol. 60, no. 7-8, pp. 1103–1105, 2005.

[67] I. F. Akyildiz and M. Can Vuran, *Wireless Sensor Networks*. Wiley, 2010.

[68] G. Anastasi, M. Conti, M. D. Francesco, and A. Passarella, "Energy conservation in wireless sensor networks : A survey," *Ad Hoc Networks*, vol. 7, no. 3, pp. 537 – 568, 2009.

[69] A. Sardouk, L. Merghem-Boulahia, R. Rahim-Amoud, and D. Gaïti, "Data aggregation in wsns : State of the art and a multi-criteria proposal," in *Wireless Sensor Networks*, ser. Computer Science, Technology and Applications. Nova, 2010.

[70] A. Al-Yasiri and A. Sunley, "Data aggregation in wireless sensor networks using the soap protocol," *IEEE INFOCOM 2007 26th IEEE International Conference on Computer Communications*, vol. 76, 2007.

[71] C. Townsend, "Wireless sensor networks : Principles and applications," in *Sensor Technology Handbook*, J. S. Wilson, Ed. Burlington : Newnes, 2005, pp. 575 – 589.

[72] B. Wang, M. Li, H. B. Lim, D. Ma, and C. Fu, "Energy efficient information processing in wireless sensor networks," in *Guide to Wireless Sensor Networks*, ser. Computer Communications and Networks, S. C. Misra, I. Woungang, and S. Misra, Eds. Springer London, 2009, pp. 1–26.

[73] L. Frye and L. Cheng, "Topology management for wireless sensor networks," in *Guide to Wireless Sensor Networks*, ser. Computer Communications and Networks, S. C. Misra, I. Woungang, and S. Misra, Eds. Springer London, 2009, pp. 27–45.

[74] E. De Poorter, S. Bouckaert, I. Moerman, and P. Demeester, "Non-intrusive aggregation in wireless sensor networks," *Ad Hoc Netw.*, vol. 9, pp. 324–340, May 2011.

[75] A. Rogers, D. Corkill, and N. Jennings, "Agent technologies for sensor networks," *Intelligent Systems, IEEE*, vol. 24, no. 2, pp. 13 –17, march-april 2009.

[76] M. Vinyals, J. A. Rodríguez-Aguilar, and J. Cerquides, "A survey on sensor networks from a multiagent perspective," *The Computer Journal*, 2010.

[77] A. Sardouk, M. Mansouri, L. Merghem-Boulahia, D. Gaïti, and R. Rahim-Amoud, "Multi-agent system based wireless sensor network for crisis management," in *Global Telecommunications Conference (GLOBECOM 2010), 2010 IEEE*, Dec 2010, pp. 1–6.

[78] A. Sardouk, M. Mansouri, L. Merghem-Boulahia, D. Gaiti, and R. Rahim-Amoud, "Crisis management using mas-based wireless sensor networks," *Comput. Netw.*, vol. 57, no. 1, pp. 29–45, Jan. 2013.

[79] M. Erol-Kantarci and H. Mouftah, "Wireless sensor networks for smart grid applications," in *Electronics, Communications and Photonics Conference (SIECPC), 2011 Saudi International*, april 2011, pp. 1 –6.

[80] B. Bilgin and V. Gungor, "On the performance of multi-channel wireless sensor networks in smart grid environments," in *Computer Communications and Networks (ICCCN), 2011 Proceedings of 20th International Conference on*, jul. 31-aug. 4 2011, pp. 1 –6.

[81] S. Isaac, G. Hancke, H. Madhoo, and A. Khatri, "A survey of wireless sensor network applications from a power utility's distribution perspective," in *AFRICON, 2011*, sept. 2011, pp. 1 –5.

[82] V. Gungor, B. Lu, and G. Hancke, "Opportunities and challenges of wireless sensor networks in smart grid," *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 57, no. 10, pp. 3557 –3564, oct. 2010.

[83] S. Ullo, A. Vaccaro, and G. Velotto, "The role of pervasive and cooperative sensor networks in smart grids communication," in *MELECON 2010 - 2010 15th IEEE Mediterranean Electrotechnical Conference*, april 2010, pp. 443 –447.

[84] M. Erol-Kantarci and H. T. Mouftah, "Wireless multimedia sensor and actor networks for the next generation power grid," *Ad Hoc Networks*, vol. 9, no. 4, pp. 542 – 551, 2011.

[85] S. Chouikhi, I. El Korbi, Y. Ghamri-Doudane, and L. Azouz Saidane, "A comparison of wireless sensor networks co-simulation platforms for smart grid applications," *International Journal of Digital Information and Wireless Communications*, vol. 3, no. 1, pp. 87–96, 2013.

[86] M. Peres, R. Perier, and F. Krief, "Overcoming the deficiencies of collaborative detection of spatially-correlated events in wsn," in *Advanced Infocomm Technology*, ser. Lecture Notes in Computer Science, V. Guyot, Ed. Springer Berlin Heidelberg, 2013, vol. 7593, pp. 243–257.

[87] L. S. C. for the U.S. Department of Energy, "The smart grid : an introduction," *Technical report*, Oct. 2008.

[88] V. C. Gungor and F. C. Lambert, "A survey on communication networks for electric system automation," *Comput. Netw.*, vol. 50, no. 7, pp. 877–897, May 2006.

[89] M. Nordman and M. Lehtonen, "A wireless sensor concept for managing electrical distribution networks," in *Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES*, oct. 2004, pp. 1198 – 1206 vol.2.

[90] M. di Bisceglie, C. Galdi, A. Vaccaro, and D. Villacci, "Cooperative sensor networks for voltage quality monitoring in smart grids," in *PowerTech, 2009 IEEE Bucharest*, 2009.

[91] A. Nasipuri, R. Cox, J. Conrad, L. Van der Zel, B. Rodriguez, and R. McKosky, "Design considerations for a large-scale wireless sensor network for substation monitoring," in *Local Computer Networks (LCN), 2010 IEEE 35th Conference on*, oct. 2010, pp. 866 –873.

[92] I. Al-Anbagi, H. Mouftah, and M. Erol-Kantarci, "Design of a delay-sensitive wsn for wind generation monitoring in the smart grid," in *Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2011 24th Canadian Conference on*, may 2011, pp. 001 370 –001 373.

[93] M. Erol-Kantarci and H. Mouftah, "Using wireless sensor networks for energy-aware homes in smart grids," in *Computers and Communications (ISCC), 2010 IEEE Symposium on*, june 2010, pp. 456 –458.

[94] M. Erol-Kantarci and H. T. Mouftah, "Wireless sensor networks for cost-efficient residential energy management in the smart grid," *Smart Grid, IEEE Transactions on*, vol. 2, no. 2, pp. 314 –325, june 2011.

[95] L. Li, H. Xiaoguang, H. Jian, and H. Ketai, "Design of new architecture of amr system in smart grid," in *Industrial Electronics and Applications (ICIEA), 2011 6th IEEE Conference on*, june 2011, pp. 2025 –2029.

[96] O. Asad, M. Erol-Kantarci, and H. Mouftah, "Management of phev charging from the smart grid using sensor web services," in *Electrical and Computer Engineering (CCECE), 2011 24th Canadian Conference on*, may 2011, pp. 001 246 –001 249.

[97] H. Liang, W. Zhuang, and X. S. Shen. (2013, Jan.) Cooperative wireless networking for smart grid. http://smartgrid.ieee.org/january-2013/737-cooperative-wireless-networking-for-smart-grid. (last accessed Jan. 16, 2013).

[98] G. Taban and A. A. Càrdenas. (2012, Mar.) Data aggregation as a method of protecting privacy in smart grid networks. http://smartgrid.ieee.org/march-2012/525-data-aggregation-as-a-method-of-protecting-privacy-in-smart-grid-networks. (last accessed Jan. 16, 2013).

[99] Y. Yan, Y. Qian, and H. Sharif, "A secure data aggregation and dispatch scheme for home area networks in smart grid," in *Global Telecommunications Conference (GLOBECOM 2011), 2011 IEEE*, dec. 2011, pp. 1 –6.

[100] F. Li, B. Luo, and P. Liu, "Secure information aggregation for smart grids using homomorphic encryption," in *2010 First IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, oct. 2010, pp. 327 –332.

[101] D. Seo, H. Lee, and A. Perrig, "Secure and efficient capability-based power management in the smart grid," in *Parallel and Distributed Processing with Applications Workshops (ISPAW), 2011 Ninth IEEE International Symposium on*, may 2011, pp. 119 –126.

[102] S. Ruj, A. Nayak, and I. Stojmenovic, "A security architecture for data aggregation and access control in smart grids," *CoRR*, vol. abs/1111.2619, 2011.

[103] R. Lu, X. Liang, X. Li, X. Lin, and X. Shen, "Eppa : An efficient and privacy-preserving aggregation scheme for secure smart grid communications," *Parallel and Distributed Systems, IEEE Transactions on*, vol. 23, no. 9, pp. 1621 –1631, sept. 2012.

[104] K. Kursawe, G. Danezis, and M. Kohlweiss, "Privacy-friendly aggregation for the smart-grid," in *Proceedings of the 11th international conference on Privacy enhancing technologies*, ser. PETS'11. Springer-Verlag, 2011, pp. 175–191.

[105] Z. Erkin, J. Troncoso-pastoriza, R. Lagendijk, and F. Perez-Gonzalez, "An overview of privacy-preserving data aggregation in smart metering systems," *Signal Processing Magazine, IEEE*, vol. 30, no. 2, pp. 75–86, 2013.

[106] IBM, "Managing big data for smart grids and smart meters," *White Paper*, May 2012.

[107] Oracle, "Big data, bigger opportunities : Plans and preparedness for the data deluge," *Technical report*, Jul. 2012.

[108] F. Bouhafs and M. Merabti, "Managing communications complexity in the smart grid using data aggregation," in *Wireless Communications and Mobile Computing Conference (IWCMC), 2011 7th International*, july 2011, pp. 1315 –1320.

[109] V. Ramesh, U. Khan, and M. Ilic, "Data aggregation strategies for aligning pmu and ami measurements in electric power distribution networks," in *North American Power Symposium (NAPS), 2011*, aug. 2011, pp. 1 –7.

[110] V. Arya, J. Hazra, P. Kodeswaran, D. Seetharam, N. Banerjee, and S. Kalyanaraman, "Cps-net : In-network aggregation for synchrophasor applications," in *Communication Systems and Networks (COMSNETS), 2011 Third International Conference on*, jan. 2011, pp. 1 –8.

[111] N. Matta, R. Rahim-Amoud, L. Merghem-Boulahia, and A. Jrad, "A cooperative aggregation-based architecture for vehicle-to-grid communications," in *Global Information Infrastructure Symposium (GIIS), 2011*, aug. 2011, pp. 1 –6.

[112] D. Nabouch, N. Matta, R. Rahim-Amoud, and L. Merghem-Boulahia, "An agent-based approach for efficient energy management in the context of smart houses," in *Highlights on Practical Applications of Agents and Multi-Agent Systems*, 2013, vol. 365, pp. 375–386.

[113] M. Bollen, J. Zhong, F. Zavoda, J. Meyer, A. McEachern, and F. Lopez, "Power quality aspects of smart grids," in *The International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, march 2010.

[114] A. Janjic, Z. Stajic, and I. Radovic, "Power quality requirements for the smart grid design," *International Journal of Circuits, Systems and Signal Processing*, vol. 5, no. 6, pp. 643 –651, 2011.

[115] R. Moghe, Y. Yang, F. Lambert, and D. Divan, "A scoping study of electric and magnetic field energy harvesting for wireless sensor networks in power system applications," in *Energy Conversion Congress and Exposition, 2009. ECCE 2009. IEEE*, sept. 2009, pp. 3550 –3557.

[116] N. Cherukuri and K. Nahrstedt, "Cooperative congestion control in power grid communication networks," in *Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2011 IEEE International Conference on*, oct. 2011, pp. 587 –592.

[117] Innovation Electricity Efficiency. (2013, Aug.) Utility-scale smart meter deployments : a foundation for expanded grid benefits. http://www.edisonfoundation.net/iee/Documents/IEE_SmartMeterUpdate_0813.pdf. (last accessed Dec. 06, 2013).

[118] Bentley. (2012) Conception intelligente de sous-stations électriques. http://www.bentley.com/fr-FR/Solutions/Electric+and+Gas+Utilities/Electric_Substations.htm.

[119] NICTA. Castalia wireless sensor network simulator. http://castalia.research.nicta.com.au/index.php/en/. (last accessed Jan. 27, 2014).

[120] Texas Instruments. cc2420 product description. http://www.ti.com/product/cc2420#description.

[121] Moteiv, "Tmote sky brochure," http://www.eecs.harvard.edu/~konrad/projects/shimmer/references/tmote-sky-datasheet.pdf, (last accessed Jan. 15, 2013).

[122] T. van Dam and K. Langendoen, "An adaptive energy-efficient mac protocol for wireless sensor networks," in *Proceedings of the 1st international conference on Embedded networked sensor systems*, ser. SenSys '03, 2003.

[123] Y. Tselishchev, A. Boulis, and L. Libman, "Experiences and lessons from implementing a wireless sensor network mac protocol in the castalia simulator," in *Wireless Communications and Networking Conference (WCNC), 2010 IEEE*, april 2010, pp. 1 –6.

[124] S. Nath, P. B. Gibbons, S. Seshan, and Z. Anderson, "Synopsis diffusion for robust aggregation in sensor networks," *ACM Trans. Sen. Netw.*, vol. 4, no. 2, Apr. 2008.

[125] T. Helmer, "Volt/var control options and how to leverage ami data," *PowerGrid International*, vol. 17, no. 08, pp. 45 –49, 2012.

[126] C. Germano and C. Cole. (2013, Oct.) The ami communications network : where it's headed and how to get there. http://www.smartgridnews.com/artman/publish/Technologies_Communications/. (last accessed Oct. 10, 2013).

[127] S. Dietzel, B. Bako, E. Schoch, and F. Kargl, "A fuzzy logic based approach for structure-free aggregation in vehicular ad-hoc networks," in *Proceedings of the sixth ACM international workshop on VehiculAr InterNETworking*, ser. VANET '09, 2009, pp. 79–88.

[128] F. Dernoncourt. (2011, April) Introduction à la logique floue. http://franck-dernoncourt.developpez.com/tutoriels/algo/introduction-logique-floue/. (last accessed Jan. 15, 2014).

[129] L. Zadeh, "Fuzzy logic = computing with words," *Fuzzy Systems, IEEE Transactions on*, vol. 4, no. 2, pp. 103 –111, may 1996.

[130] J. Mendel, "Fuzzy logic systems for engineering : a tutorial," *Proceedings of the IEEE*, vol. 83, no. 3, pp. 345 –377, mar 1995.

[131] G. Lopez, P. Moura, V. Custodio, and J. Moreno, "Modeling the neighborhood area networks of the smart grid," in *Communications (ICC), 2012 IEEE International Conference on*, 2012, pp. 3357–3361.

[132] M. Hoch, "Comparison of plc g3 and prime," in *Power Line Communications and Its Applications (ISPLC), 2011 IEEE International Symposium on*, 2011, pp. 165–169.

[133] N. Matta, R. Rahim-Amoud, L. Merghem-Boulahia, A. Jrad, and F. Nolot, "Pribacc : In-network sensor data processing for efficient smart grid monitoring applications," in *Global Information Infrastructure Symposium (GIIS), 2013*, oct. 2013, best Paper Award.

[134] N. Matta, R. Rahim-Amoud, L. Merghem-Boulahia, and A. Jrad, "Applications of wireless sensor and actuator networks in the smart grid : a double energy conservation challenge," in *Green Networking and Communications : ICT for Sustainability*, S. Khan and J. L. Mauri, Eds. Auerbach Publications, CRC Press, Taylor & Francis Group, USA, 2013.

[135] N. Matta, R. Rahim-Amoud, L. Merghem-Boulahia, and A. Jrad, "Enhancing smart grid operation by using a wsan for substation monitoring and control," in *Wireless Days (WD), 2012 IFIP*, 2012, pp. 1–6.

[136] N. Matta, R. Rahim-Amoud, L. Merghem-Boulahia, and A. Jrad, "A wireless sensor network for substation monitoring and control in the smart grid," in *Green Computing and Communications (GreenCom), 2012 IEEE International Conference on*, 2012, pp. 203–209.

Natalie MATTA

Doctorat : Réseaux, Connaissances, Organisations

Année 2014

Vers une gestion décentralisée des données des réseaux de capteurs dans le contexte des smart grids

Cette thèse s'intéresse à la gestion décentralisée des données récoltées par les réseaux de capteurs dans le contexte des réseaux électriques intelligents (smart grids). Nous proposons une architecture décentralisée basée sur les systèmes multi-agents pour la gestion des données et de l'énergie dans un smart grid. En particulier, nos travaux traitent de la gestion des données des réseaux de capteurs dans le réseau de distribution d'un smart grid et ont pour objectif de lever deux verrous essentiels : (1) l'identification et la détection de défaillances et de changements nécessitant une prise de décision et la mise en œuvre des actions correspondantes ; (2) la gestion des grandes quantités de données qui seront récoltées suite à la prolifération des capteurs et des compteurs communicants. La gestion de ces informations peut faire appel à plusieurs méthodes, dont l'agrégation des paquets de données sur laquelle nous nous focalisons dans cette thèse. Nous proposons d'agréger (PriBaCC) et/ou de corréler (CoDA) le contenu de ces paquets de données de manière décentralisée. Ainsi, le traitement de ces données s'effectuera plus rapidement, ce qui aboutira à une prise de décision rapide et efficace concernant la gestion de l'énergie. La validation par simulation de nos contributions a montré que celles-ci répondent aux enjeux identifiés, notamment en réduisant le volume des données à gérer et le délai de communication des données prioritaires.

Mots clés : réseaux de capteurs (technologie) - fusion multicapteurs - réseaux électriques intelligents - intelligence artificielle répartie.

Towards Decentralized Data Management of Smart Grids' Sensor Networks

This thesis focuses on the decentralized management of data collected by wireless sensor networks which are deployed in a smart grid, i.e. the evolved new generation electricity network. It proposes a decentralized architecture based on multi-agent systems for both data and energy management in the smart grid. In particular, our works deal with data management of sensor networks which are deployed in the distribution electric subsystem of a smart grid. They aim at answering two key challenges: (1) detection and identification of failure and disturbances requiring swift reporting and appropriate reactions; (2) efficient management of the growing volume of data caused by the proliferation of sensors and other sensing entities such as smart meters. The management of this data can call upon several methods, including the aggregation of data packets on which we focus in this thesis. To this end, we propose to aggregate (PriBaCC) and/or to correlate (CoDA) the contents of these data packets in a decentralized manner. Data processing will thus be done faster, consequently leading to rapid and efficient decision-making concerning energy management. The validation of our contributions by means of simulation has shown that they meet the identified challenges. It has also put forward their enhancements with respect to other existing approaches, particularly in terms of reducing data volume as well as transmission delay of high priority data.

Keywords: sensor networks - multisensor data fusion - smart power grids - distributed artificial intelligence.