HAL
open science

Conception optimale d'une centrale électrique virtuelle intégrant des énergies renouvelables

van Giang Tran

To cite this version:

van Giang Tran. Conception optimale d'une centrale électrique virtuelle intégrant des énergies renouvelables. Automatique / Robotique. Université de Perpignan Via Domitia, 2010. Français. NNT : . tel-01260402

HAL Id: tel-01260402

https://univ-perp.hal.science/tel-01260402

Submitted on 22 Jan 2016

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.

THESE DE DOCTORAT

PRÉSENTÉE À

L'UNIVERSITÉ DE PERPIGNAN VIA DOMITIA

FACULTÉ DES SCIENCES

Pour obtenir le grade de

Docteur en Sciences de l'Ingénieur

Mention : Automatique

par

Van Giang TRAN

CONCEPTION OPTIMALE D'UNE CENTRALE ÉLECTRIQUE VIRTUELLE INTÉGRANT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

Soutenance prévue le 30 Septembre 2010

devant le jury composé de :

Mme	**Monique POLIT**	Directeur de thèse	Pr., Laboratoire ELIAUS, Université de Perpignan.
M.	**Stéphane GRIEU**	Co-directeur de thèse	MCF HDR, Laboratoire ELIAUS, Université de Perpignan.
M.	**Gilles ROUX**	Rapporteur	Pr., Laboratoire LAAS, Toulouse.
M.	**Quoc Tuan TRAN**	Rapporteur	HDR, Laboratoire IDEA-G2Elab, Grenoble INP.
M.	**Mohamed El Hachemi BENBOUZID**	Examinateur	Pr., Laboratoire LBMS, IUT de Brest, Université de Bretagne Occidentale.
M.	**Thierry TALBERT**	Examinateur	MCF HDR, Université de Perpignan.

Remerciements

Je tiens à exprimer ma profonde et respectueuse gratitude à Madame Monique POLIT, directrice du laboratoire ELIAUS (Laboratoire d'Electronique, Informatique, Automatique et Systèmes), pour m'avoir accueilli et pour m'avoir donné la chance de travailler sous sa direction. Son encadrement et son aide ont été essentiels pour l'aboutissement de mes travaux de recherche. Je tiens également à la remercier pour sa disponibilité, malgré son emploi du temps extrêmement chargé, et pour ses précieux conseils.

Je souhaite aussi exprimer ma profonde reconnaissance à mon co-directeur de thèse, Monsieur Stéphane GRIEU, du laboratoire ELIAUS, pour ses orientations, son aide et son grand dévouement pendant toute la durée de ma thèse. Son expérience des réseaux de neurones ainsi que dans le domaine de l'automatique et de l'énergie a beaucoup contribué à la réalisation de cette thèse.

Je remercie très vivement Monsieur Gilles ROUX, du LAAS de Toulouse, et Monsieur Quoc Tuan TRAN, de l'Institut Polytechnique de Grenoble, pour avoir accepté d'être les rapporteurs de cette thèse. Mes remerciements s'adressent également à Monsieur Mohamed El Hachemi BENBOUZID, directeur-adjoint du LBMS de l'Université de Bretagne Occidentale, ainsi que Monsieur Thierry TALBERT, du laboratoire ELIAUS, pour avoir accepté de participer au jury.

C'est aussi très chaleureusement que j'adresse mes remerciements à Monsieur Jean BENKHELIL, Président de l'Université de Perpignan Via Domitia, et à Madame Marie-Pierre BONGRAIN, chef du département Méthodes et Appui (RTE), pour avoir signé l'accord de confidentialité entre le laboratoire ELIAUS et RTE m'ayant permis d'obtenir les historiques de données de charge du réseau électrique utilisés dans cette thèse. Je remercie également Madame Christine Bonay de Météo France qui m'a aidé à obtenir une base de données complète des observations météorologiques réalisées à Perpignan.

Je suis heureux d'avoir participé aux formations dédiées à la compétence scientifique, à la rédaction d'une thèse ou à la publication scientifique assurées par Monsieur Xavier PY, directeur de l'Ecole Doctorale de Université de Perpignan, ainsi qu'aux autres formations

proposées. Ces formations m'ont permis d'acquérir des compétences utiles pour mes travaux scientifiques présents et futurs.

Je ne saurais oublier Monsieur Quoc Tuan TRAN, que je remercie à nouveau de m'avoir accueilli au sein du laboratoire G2Elab (Institut Polytechnique de Grenoble) pour participer à des stages et pour m'avoir permis de profiter de son expérience scientifique dans le domaine de l'énergie renouvelable. Mes remerciements vont également à Monsieur Ky Phuc TRAN (vice-directeur de l'Institut de l'Energie du Vietnam) et à Monsieur Hoai Linh TRAN (Université Polytechnique de Hanoi) que j'ai côtoyés au cours de stages portant sur les systèmes de production d'énergie et de projets dans le domaine de l'énergie renouvelable.

Je souhaite également remercier le Ministère des affaires étrangères Français et Electricité du Vietnam (EVN) pour avoir financé cette thèse.

Je remercie enfin tous les membres du laboratoire ELIAUS pour l'accueil qu'ils m'ont réservé et pour les bonnes conditions de travail dont j'ai bénéficié. Leur soutien a été indispensable à mes travaux de recherche. Enfin, je tiens à exprimer toute ma gratitude à Monsieur Van Cong HUYNH (laboratoire de Physique Théorique de l'Université de Perpignan) et à toute sa famille, à ma famille, notamment à mon épouse Madame Thi Le Huyen PHAN (Université d'Electricité de Hanoi) et à mes amis (français et vietnamiens), pour leur soutien inconditionnel et leurs continuels encouragements durant la préparation de cette thèse de doctorat.

Introduction générale

La demande énergétique mondiale devrait inévitablement progresser, en raison de la croissance démographique et économique, notamment dans les pays en voie de développement. Le changement climatique dû aux émissions de gaz à effet de serre, la pollution liée aux activités humaines, la raréfaction des ressources naturelles et le développement durable sont des problématiques très importantes. Le contexte énergétique lié à la production d'électricité et le nécessaire développement durable, présentés au chapitre 1, montrent la nécessité de proposer des solutions pour améliorer la gestion de l'électricité afin de réaliser des économies d'énergie et de mieux répondre à la demande.

La gestion de la production d'électricité joue un rôle important. Elle contribue notamment à optimiser l'équilibre entre la production et la demande. Les conclusions du Grenelle de l'environnement 2015 (Perpignan) définissent des orientations et des objectifs ambitieux, gages d'un développement durable mieux maîtrisé, et orientent les programmes d'économie d'énergie. Avec l'objectif de contribuer à la gestion efficace des systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, une centrale électrique virtuelle est proposée. Le chapitre 2 de ce manuscrit présente une étude portant sur les différents types de centrales électriques virtuelles existantes, implantées ou en cours d'implantation dans différents pays du monde. Dans ce chapitre est présentée l'approche retenue, la structure générale de la centrale virtuelle proposée, ainsi qu'un module de dimensionnement permettant d'optimiser l'architecture et de juger de la pertinence de l'implantation d'un nouveau système de production multi-source.

La centrale électrique virtuelle développée s'appuie sur la prédiction à court terme de paramètres influents afin de gérer les systèmes de production d'électricité. Ainsi des modules de prédiction de la charge du réseau électrique et de paramètres météorologiques, tels que la vitesse moyenne de vent et l'irradiation solaire ont été développés. Ces modules s'appuient sur la notion de série temporelle, sur une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète et sur l'utilisation de réseaux de neurones artificiels pour l'estimation des coefficients de la décomposition des valeurs à prédire. Le chapitre 3 du manuscrit présente cette méthodologie ainsi que les résultats obtenus pour les paramètres susmentionnés.

Le chapitre 4 présente en détail la centrale électrique virtuelle développé pour la gestion pour les prochaines 24h des systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée. Divers scénarios et des critères de gestion sont proposés. La possibilité de stocker l'énergie produite et/ou d'acheter (en cas de déficit de production) ou de vendre (en cas d'excès de production) de l'électricité est également considérée. Ce chapitre est complété par la présentation de l'outil de dimensionnement optimal des futurs systèmes de production d'électricité multi-sources exploitant les ressources renouvelables de la communauté d'agglomération.

Avec le développement rapide du marché concurrentiel de l'électricité et la nécessaire réduction des émissions de gaz à effet de serre, liées à la production d'électricité, la centrale électrique virtuelle proposée a pour objectif principal d'améliorer l'efficacité économique et de favoriser la protection de l'environnement.

Chapitre 1

Contexte énergétique, ressources énergétiques et moyens de production d'électricité

Table des matières

Abréviations 7
Introduction 8
1.1. Contextes énergétiques liés à l'électricité 9
1.1.1. Production et consommation électrique dans le monde 9
1.1.2. Consommation électrique mondiale 13
1.1.3. Production et consommation électrique en France 14
1.1.4. Consommation électrique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée 18
1.2. Sources d'énergie et moyens de production de l'électricité 19
1.2.1. Sources d'énergie pour la production électrique 19
1.2.2. Générateurs de production électrique 23
1.2.3. Production décentralisée d'électricité 30
1.3. Economies d'énergie et gestion de l'électricité 31
Conclusion 33
Liste des figures et des tableaux 34
Références 35

Abréviations

AIE/IEA	*Agence Internationale de l'Énergie*
Observ'ER	*Observatoire des Energies Renouvelables*
PIB	*Produit Intérieur Brut*
CEI	*Communauté des États Indépendants*
TCAM	*Taux de Croissance Annuel Moyen*
TC	*Taux de Croissance*
DGEM	*Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières*
OCDE/OECD	*Organisation de Coopération et de Développement Economiques*
AREVA-DS/DEEP	*Société des participations du Commissariat à l'énergie atomique*
OPEP	*Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole*
CEA	*Commissariat à l'Énergie Atomique*
CEE	*Certificats d'Économie d'Énergie*
PWR	*Pressurized Water Reactor*
EPR	*European Pressurised Reactor*
GWe	*Giga Watt électrique*
LFO	*Light Fuel Oil*
HFO	*Heavy Fuel Oil*
SFC	*Specific Fuel Consumption*
CEE	*Certificats d'Économie d'Énergie*
AFC	*Alkaline Fuel Cell*
PEMFC	*Polymer Exchange Membrane Fuel Cell*
DMFC	*Direct Methanol Fuel Cell*
PAFC	*Phosphoric Acid Fuel Cell*
MCFC	*Molten Carbonate Fuel Cell*
SOFC	*Solid Oxid Fuel Cell*
REP	*Réacteur à eau ordinaire sous pression*
UNGG	*Réacteurs de la filière Uranium Naturel Graphite-Gaz*
PHENIX	*Réacteur nucléaire à neutrons rapides et à caloporteur sodium*

Introduction

L'énergie, qui a été à la base de la révolution industrielle, a connu un développement exponentiel depuis l'avènement de l'électricité sous sa forme industrielle à la fin du XIXe siècle. La découverte du champ tournant par Nikola Tesla et l'invention du transformateur ont conduit à la génération du courant alternatif triphasé pour la production, le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique sous sa forme la plus économique [1].

Actuellement le climat est modifié en raison des émissions de gaz à effet de serre et de la pollution, liées aux activités humaines. L'un des très grands enjeux du XXI siècle est la diminution des ressources naturelles disponibles par rapport aux besoins des êtres humains. Ceci impose la mise en place d'un développement durable *"en apprenant à économiser et à partager de manière équitable les ressources, en utilisant les technologies qui polluent moins, qui gaspillent moins d'eau et moins d'énergie, et surtout en changeant nos habitudes de consommation et nos comportements"* [2]. Pour faire face à ces nouvelles contraintes, le gouvernement français a adopté une politique énergétique basée sur les économies d'énergie, la diminution des émissions de gaz à effet de serre et le recours généralisé aux énergies renouvelables. La figure 1.1 expose la structure du chapitre 1. La consommation et la production d'électricité sont présentées, puis sont mises en relation avec les sources d'énergies disponibles et les moyens de production de l'électricité. Á partir de cette analyse et des enjeux portant sur la gestion de l'électricité, le développement d'une centrale électrique virtuelle intégrant des énergies renouvelables est proposé. Le rôle de cet outil pour la gestion de l'électricité sera développé au cours des chapitres suivants.

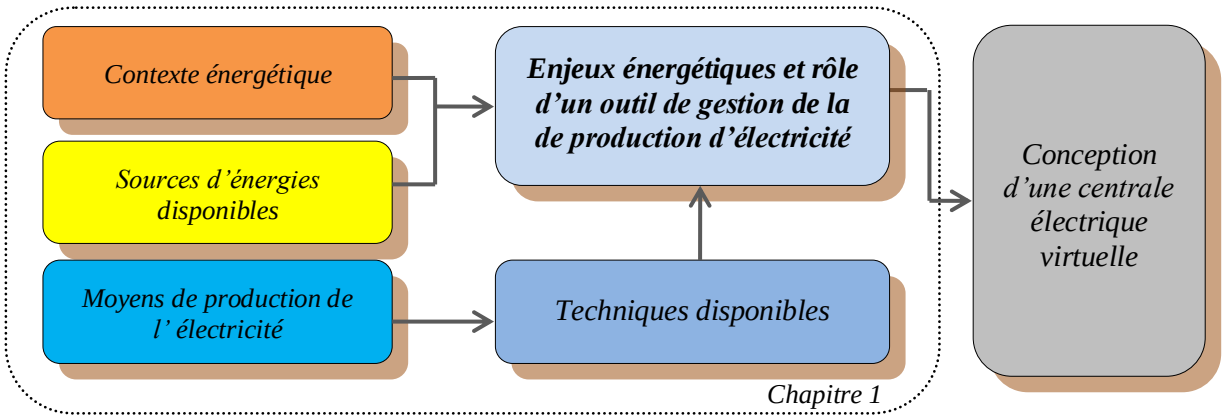

Figure 1.1: Synoptique du chapitre I.

1.1. Contextes énergétiques liés à l'électricité

1.1.1. Production et consommation électrique dans le monde

Selon une estimation de l'AIE, la demande mondiale d'énergie pourrait augmenter de 45 % d'ici à 2030. La consommation d'électricité devrait croître deux fois plus vite que la consommation moyenne d'énergie. Les énergies fossiles couvrent aujourd'hui 66,7 % de la production d'électricité et plus de 80 % de la consommation mondiale d'énergie. Cependant, les réserves énergétiques de la planète ne sont pas inépuisables. Au rythme de la consommation actuelle, le pétrole va arriver à épuisement d'ici 40 ans, le gaz d'ici 60 ans, le charbon d'ici 200 ans et l'uranium d'ici 85 ans (pour les ressources identifiées) [3].

1.1.1.1. Production électrique mondiale

La production d'électricité est un facteur de développement économique indispensable à tous les pays du monde. Son importance relative s'accroît avec le progrès technique, l'industrialisation et le besoin de confort moderne. L'augmentation de sa consommation est synonyme d'augmentation de la qualité de vie et de création de richesse. La production d'électricité, si on la ramène au nombre d'habitants, est donc un bon indicateur permettant de mesurer les écarts de développement entre les différentes régions du monde [4].

Selon l'Observ'E, la production mondiale d'électricité s'est élevée à 19,825 TWh en 2007. La figure 1.2a [4] nous montre la production d'électricité par habitant en 2007 dans les différentes régions du monde. Cette figure indique que l'Amérique du Nord est la région où la plus grande quantité d'électricité est produite (14.970 kWh/hab). Vient ensuite l'Océanie avec la production d'électricité est la plus élevée (9.143 kWh/hab). La production d'électricité en Amérique du Nord est deux fois plus importante qu'en Europe de l'Ouest (6.914 kWh/ hab.), cinq fois plus importante qu'en Asie du Sud-Est (2.628 kWh/hab) et vingt-trois fois plus importante qu'en Asie du Sud (639 kWh/hab).

Les écarts liés à la production d'électricité par habitant reflètent à la fois des disparités en termes de revenus et des différences au niveau du contenu électrique de la croissance économique (quantité d'électricité nécessaire pour produire une unité de PIB). Dans le monde, il faut en moyenne 0.36 kWh pour produire 1 $ de valeur ajoutée (valeur du dollar de

1995) alors qu'il ne faut que 0.21 kWh (US$ 1995) pour créer la même richesse en Asie du Sud.

Dans ce classement régional (figure 1.2b), on peut observer que l'Amérique du Nord fait partie des régions qui utilisent le plus d'électricité par unité de PIB (0.43 kWh/US$95) et que l'Europe de l'Ouest fait partie des régions qui en utilisent le moins (0.30 kWh/US$95).

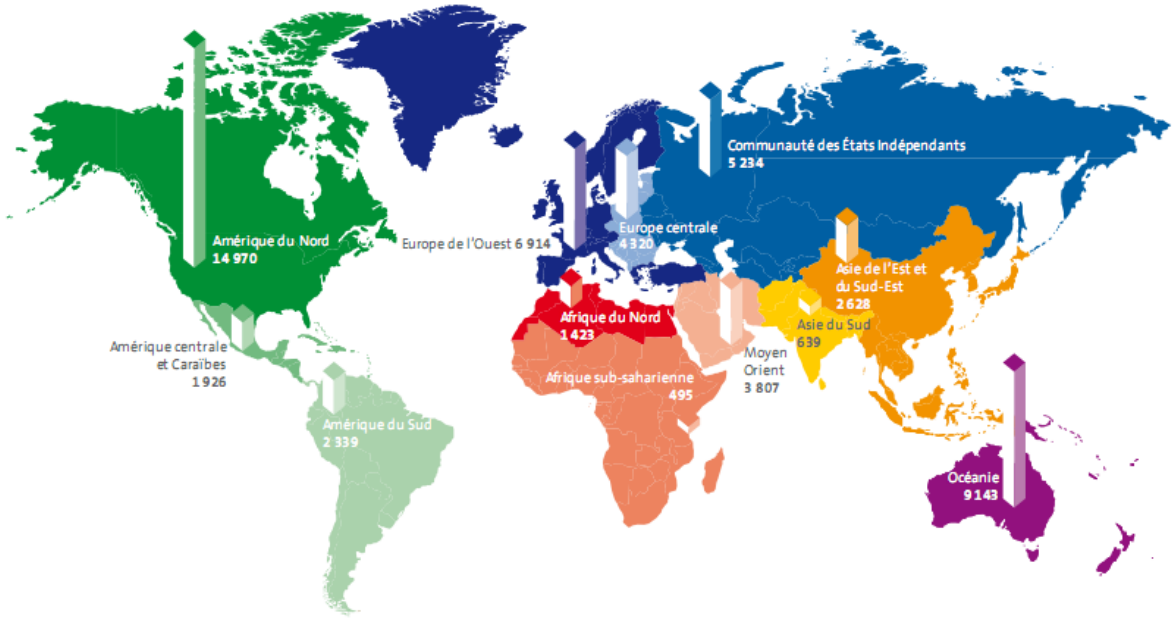

Figure 1.2a : Production d'électricité par habitant en 2007 dans les régions du monde (kWh/hab) [4].

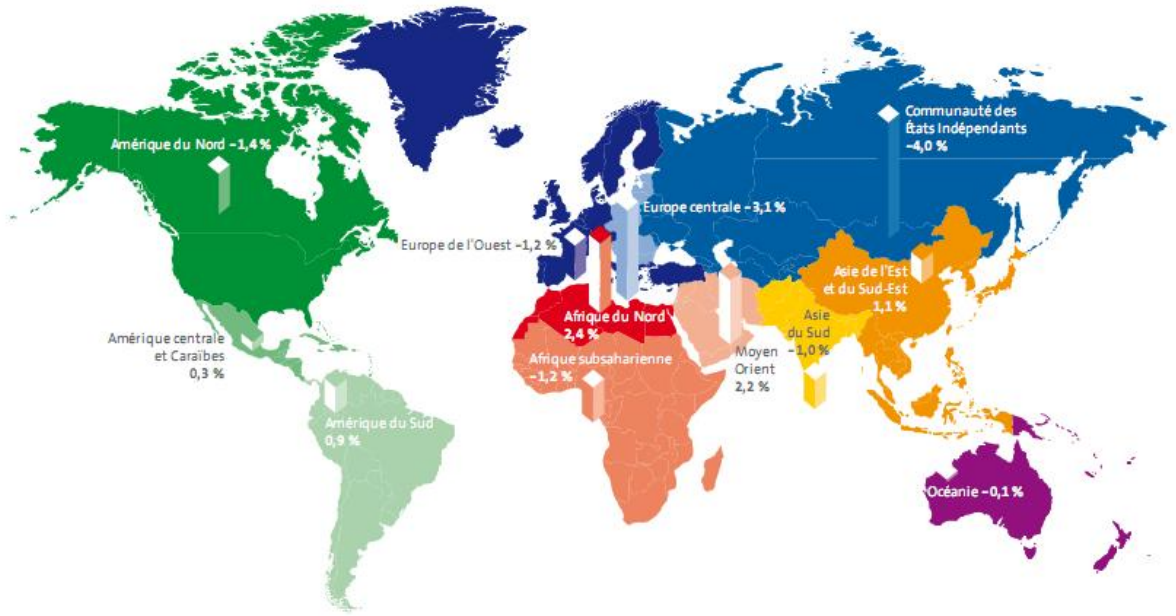

Figure 1.2b : Croissance de la production d'électricité dans les régions du monde (unité de PIB) [4].

Une analyse de la croissance de la production d'électricité par habitant entre 1997 et 2007 (figure 1.3a), montre qu'elle est plus faible dans les régions industrialisées comme l'Amérique du Nord (0.6% par an en moyenne) et l'Europe de l'Ouest (+1.2% par an en moyenne). L'Asie de l'Est et du Sud-est (+6% par an en moyenne depuis 1997) est actuellement la région où la production d'électricité par habitant augmente le plus rapidement, suivie par l'Afrique du Nord (+5.2% par an en moyenne), le Moyen-Orient (+4.6 % par an en moyenne) et l'Asie du Sud (+3.9% par an en moyenne). La croissance, beaucoup plus faible de l'Amérique du Nord, peut s'expliquer à la fois par le fait que le ratio « production par tête » est déjà très élevé et croît donc plus lentement et par le fait que son économie est de plus en plus tournée vers les services. Á l'inverse, la délocalisation d'une partie de l'activité industrielle des pays développés vers les pays en voie de développement (asiatiques notamment) amplifie le besoin de production d'électricité.

La présence de la région subsaharienne dans le groupe des régions où la croissance de la production d'électricité par habitant est la plus faible (+0.6% par an en moyenne) s'explique principalement pour deux raisons. La première est que la croissance démographique y est très importante et la seconde est la présence sur son territoire de l'Afrique du Sud, un pays qui possède les caractéristiques d'un pays développé et qui représente 67.8% de la production d'électricité de cette région.

Figure 1.3a : Croissance de la production d'électricité par habitant dans les régions du monde (1997-2007) [4].

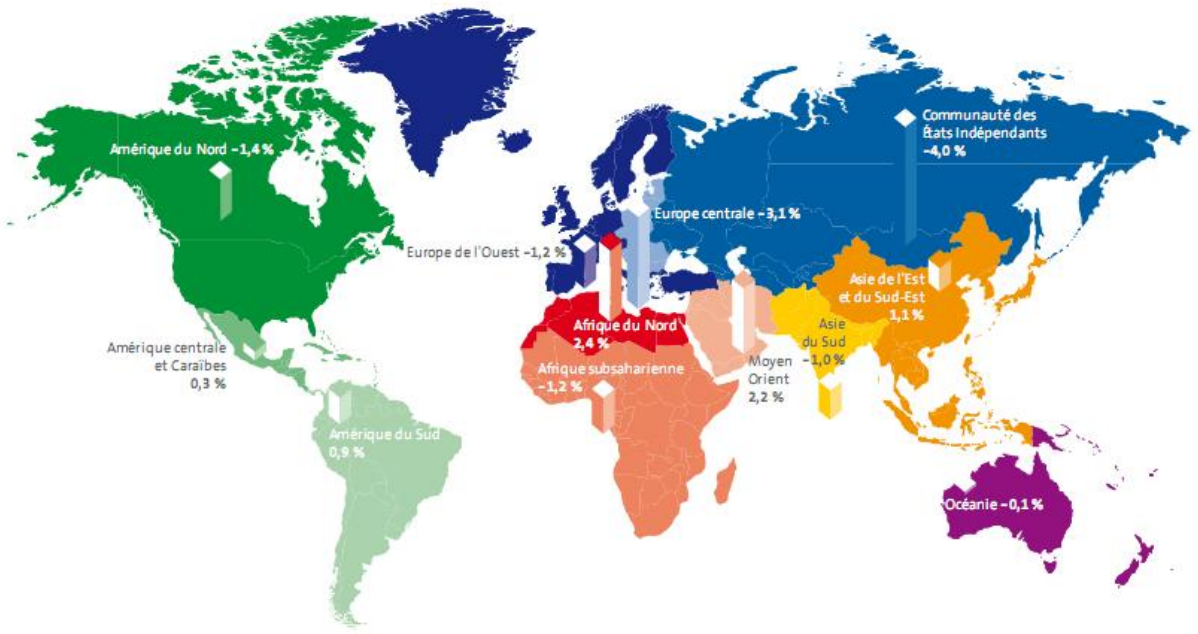

Figure 1.3b : Croissance de la production d'électricité par unité de PIB dans les régions du monde (1997-2007) [4].

Globalement, la production de richesse nécessite de moins en moins d'électricité. La production électrique par unité de PIB a baissé en moyenne dans le monde de 0.6 % par an entre 1997 et 2007 (figure 1.3b). Ce chiffre masque cependant des écarts entre les régions « postindustrielles » dont l'activité économique tend à se "tertiariser" et qui nécessitent donc moins d'électricité et les régions en phase d'industrialisation poussée, qui ont besoin de plus en plus d'électricité pour produire une unité de PIB supplémentaire. Cette corrélation inverse entre la croissance économique et la production d'électricité est plus marquée en Amérique du Nord (-1.4% par an en moyenne). Cette région produit en effet de plus en plus de services à forte valeur ajoutée qui nécessitent peu d'énergie et importe de plus en plus de biens industriels. Ce phénomène est un peu moins prononcé en Europe de l'Ouest (-1.2% par an en moyenne). Cela peut s'expliquer en partie par le fait que le ratio de production d'électricité par unité de PIB est beaucoup moins important qu'en Amérique du Nord. Le tableau 1.1 détaille la production mondiale d'électricité par source d'énergie en 1997 et annuellement sur la période 2004-2007.

La production d'électricité renouvelable (incluant les centrales de pompage-turbinage) occupe une part importante de la production mondiale, avec 3604.4 TWh produits en 2007, soit 18.2 % de la production totale. Cette part est supérieure à la production d'électricité d'origine nucléaire (13.8 % en 2007), mais largement inférieure à l'électricité produite à partir

des combustibles fossiles 67.8 %. Les 0.2 % restants sont apportés par la combustion de déchets qualifiés de non renouvelables.

Tableau 1.1. Production mondiale d'électricité par source[1].

TWh	1997	2004	2005	2006	2007	TCAM 97/07	TC 06/07
Géothermie	42,4	56,1	58,3	59,6	62,6	4,0 %	5,0 %
Éolien	12,6	83,6	103,3	130,8	169,3	29,6 %	29,4 %
Biomasse	114,3	172,9	188,5	200,9	217,9	6,7 %	8,4 %
dont biomasse solide	*90,3*	*128,2*	*137,8*	*146,6*	*158,0*	*5,8 %*	*7,8 %*
dont biogaz	*8,7*	*20,0*	*21,9*	*24,0*	*29,1*	*12,9 %*	*21,5 %*
dont biomasse liquide	–	*0,9*	*3,0*	*3,4*	*3,1*	*143,8 %**	*-7,1 %*
dont déchets municipaux	*15,4*	*23,9*	*25,8*	*27,0*	*27,6*	*6,0 %*	*2,3 %*
Déchets non renouvelables	27,6	41,7	38,5	40,1	42,7	4,5 %	6,6 %
dont déchets industriels	*12,8*	*18,4*	*13,4*	*14,0*	*16,1*	*2,3 %*	*15,0 %*
dont déchets municipaux	*14,8*	*23,3*	*25,1*	*26,1*	*26,7*	*6,1 %*	*2,2 %*
Solaire	0,870	3,314	4,577	6,142	8,517	25,6 %	38,7 %
dont photovoltaïque	*0,363*	*2,727*	*3,981*	*5,592*	*7,9*	*36,0 %*	*40,4 %*
dont thermodynamique	*0,507*	*0,587*	*0,596*	*0,550*	*0,7*	*2,7 %*	*20,9 %*
Hydraulique	2616,3	2890,8	2996,0	3079,6	3145,5	1,9 %	2,1 %
dont pompage-turbinage	*70,8*	*81,1*	*76,3*	*74,6*	*83,9*	*1,7 %*	*12,5 %*
Énergies marines	–	0,549	0,565	0,550	0,600	-1,4 %**	0,0 %
Nucléaire	2391,5	2735,8	2765,2	2788,2	2735,4	1,4 %	-1,9 %
Fossile	8795,2	11546,9	12143,0	12665,0	13442,4	4,3 %	6,1 %
Total renouvelable	**2786,6**	**3207,3**	**3351,2**	**3477,7**	**3604,4**	**2,6 %**	**3,6 %**
Total conventionnel	**11214,3**	**14324,4**	**14946,7**	**15493,3**	**16220,4**	**3,8 %**	**4,7 %**
Total production	**14000,9**	**17531,7**	**18297,9**	**18971,0**	**19824,8**	**3,5 %**	**4,5 %**

1.1.2. Consommation électrique mondiale

La consommation électrique connaît une croissance supérieure à la consommation globale d'énergie primaire, respectivement + 3.0 % et + 1.9 % en moyenne par an entre 1990 et 2007. En effet, la consommation d'électricité augmente avec le niveau de développement [5]. La demande mondiale d'électricité devrait croître à un taux annuel de 2.5 % d'ici à 2030 [6].

La consommation électrique mondiale pour 2008 est estimée à environ 20 400 TWh. La croissance par rapport à 2007 atteint + 2.7 %, soit un niveau inférieur à la croissance annuelle moyenne observée entre 1990 et 2007, ce qui reflète les effets de la crise économique qui a infléchi la croissance au 4ème trimestre 2008. Les plus fortes hausses se rencontrent en Asie-

[1] *Source : Observ'ER*

Pacifique (+ 6.1 %), au Moyen-Orient (+ 4.1 %), en Afrique (+ 3.5 %) et en Amérique du Sud (+ 3.0 %), tandis que l'Europe (+ 1.4 %) progresse à un rythme moins élevé et que l'Amérique du Nord est en recul de 0.8 % [1]. Les chiffres de la consommation mondiale d'électricité sont publiés chaque année par l'AIE (1980 à 2006) [7], et il est possible d'avoir plus de détails sur cette consommation en consultant les publications du "BP Statistical Review of World Energy" [8].

Les besoins futurs en électricité proviendront essentiellement des pays émergents et en voie de développement. En 2030, la production d'électricité aura plus que largement doublée par rapport à aujourd'hui, dans la zone Asie & Océanie. La figure 1.4 [8] montre l'évolution de la consommation électrique mondiale (historique et estimation de 1990 à 2030).

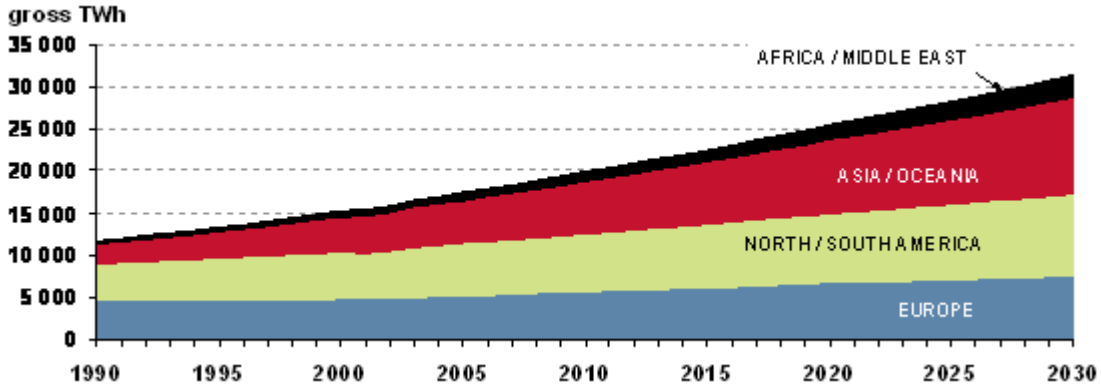

Figure 1.4 : Consommation électrique mondiale[2] [8] [TWh][3].

1.1.3. Production et consommation électrique en France [9]

La France est le sixième marché énergétique mondial, avec une consommation égale à 444.7 TWh en 2003 (électricité primaire) et une consommation intérieure (énergie appelée) de 481 TWh en 2006. L'extraction de charbon n'existe plus depuis 2004, le gaz naturel exploité dans le sous-sol français ne représente que 2 % de la production nationale d'énergie, et le pétrole extrait ne représente qu'une partie infime de celui qui est utilisé. En revanche la France est le deuxième producteur d'électricité nucléaire au monde derrière les Etats-Unis et était le premier producteur d'énergie renouvelable européen en 2004. Ceci s'explique par le lancement d'un programme de construction de grands barrages dans les années 1950 ainsi que

[2] *Sources : IEA-World Energy Outlook (2002), IEA/OECD (2003), AREVA-DS/DEEP estimates (2004)*

du lancement d'un programme de développement du nucléaire civil dans les années 1970. La figure 1.5 [9] montre l'évolution de la consommation finale d'électricité par secteur en France de 1970 à 2007.

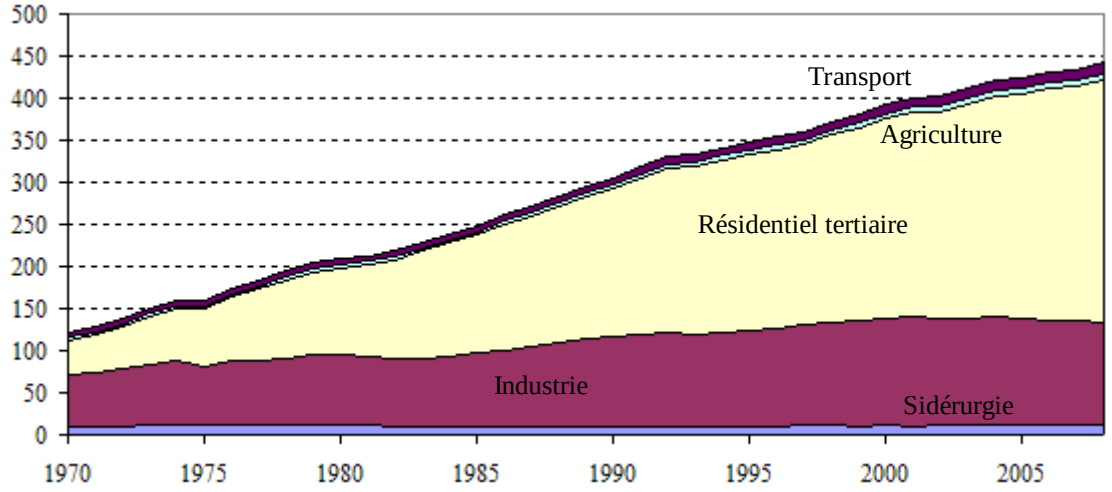

Figure 1.5 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur [9] [TWh].

Cette figure montre que la consommation d'électricité du secteur résidentiel-tertiaire a fortement augmenté depuis les années 1970. Cette consommation en hausse est liée au développement du chauffage électrique, une spécificité française. La consommation finale d'électricité du secteur résidentiel se répartit maintenant entre le chauffage (32 %), les usages spécifiques (appareils électriques) (46 %) et l'eau chaude sanitaire plus la cuisson (22 %). Dans le secteur tertiaire, ces parts sont respectivement de 15 %, 74 % et 11 %. Les inflexions récentes de la consommation totale d'électricité sont de même nature pour chacun des deux grands secteurs consommateurs d'électricité, l'industrie et le résidentiel-tertiaire. Pour l'industrie, la progression annuelle moyenne n'est plus que de 1.0 % par an entre 1990 et 2007, contre 2.7 % sur la période 1970-1990, et se transforme même en recul depuis 2000 (-0,4%). De même, pour le résidentiel-tertiaire, le rythme de progression s'est considérablement réduit, passant de 7.2 % entre 1970 et 1990 à 2.7 % sur la période 1990-2007 (2.3 % depuis 2000).

En 2007, la consommation intérieure d'électricité (énergie appelée) s'établit à 479.9 TWh en données réelles[4], et à 487.0 TWh en données corrigées du climat[5]. En données réelles, l'énergie appelée progresse de 0.4%, après avoir reculée de 1.1% en 2006. Corrigée du climat,

[4]*Données mesurées*

[5]*Pour mieux analyser les évolutions, sont calculées des consommations "corrigées du climat" (primaire et finale). Ainsi on essaie d'évaluer ce qu'aurait été la consommation si les températures avaient été "normales".*

la hausse est sensiblement plus forte puisqu'elle atteint +1.3%, après un recul de 0.6% en 2006. La Figure 1.6 montre la répartition de la consommation finale d'électricité française en 2007.

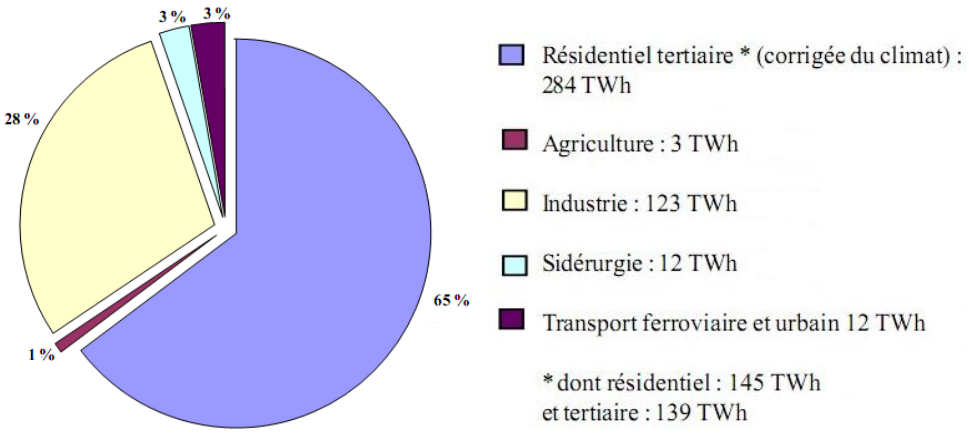

Figure 1.6: Consommation finale d'électricité en 2007 [%].

La production totale nette[6] d'électricité s'élève à 544.477 TWh en 2007 et à 549.077 TWh en 2008, soit +0,84 % par rapport à 2007. Elle se répartit en 418.3 TWh nucléaires (76.2 %), 68.1 TWh hydrauliques (12.4 %), 56.9 TWh thermiques classiques (10.4 %) et 5.7 TWh éoliens et photovoltaïques (1.0 %) [3]. La figure 1.7 [10] montre l'évolution de la production nette d'électricité par filière en France de 1970 à 2007.

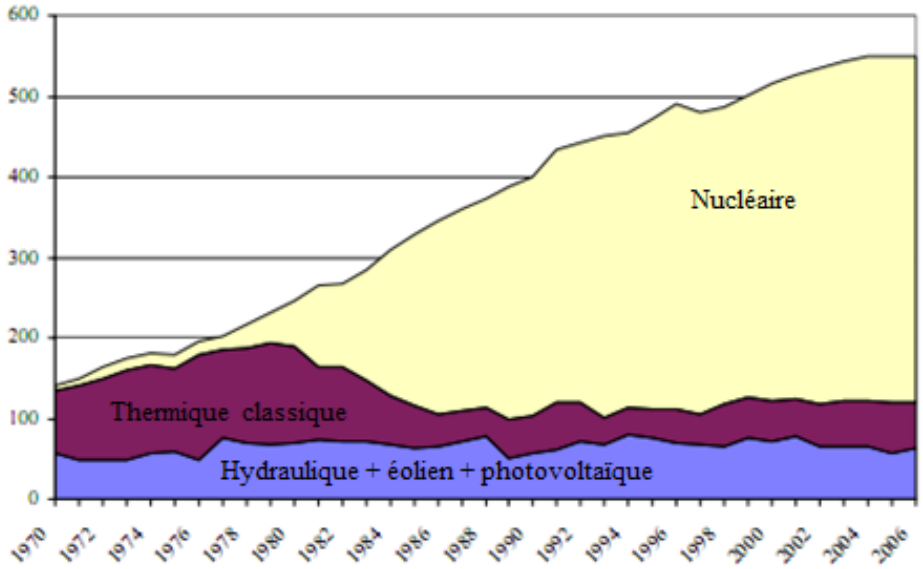

Figure 1.7: Evolution de la production nette d'électricité par filière [TWh].

[6] *Production brute primaire plus production thermique classique, moins les pertes.*

La structure du parc de production français s'est considérablement modifiée depuis 30 ans, avec la mise en place du programme électronucléaire à partir de 1974. La montée en puissance de la production nucléaire, de 14 TWh en 1973 à 419 TWh en 2007, s'est accompagnée d'une réduction de la production d'électricité par les voies thermiques classiques, l'énergie nucléaire se substituant massivement au fioul pour la production d'électricité et répondant ainsi à la croissance de la demande. Il est intéressant de considérer également la production et la consommation d'électricité en France selon les régions du fait de certaines spécificités locales. La figure 1.8 [10] montre la production et la consommation (y compris l'autoconsommation) d'électricité par région en 2006.

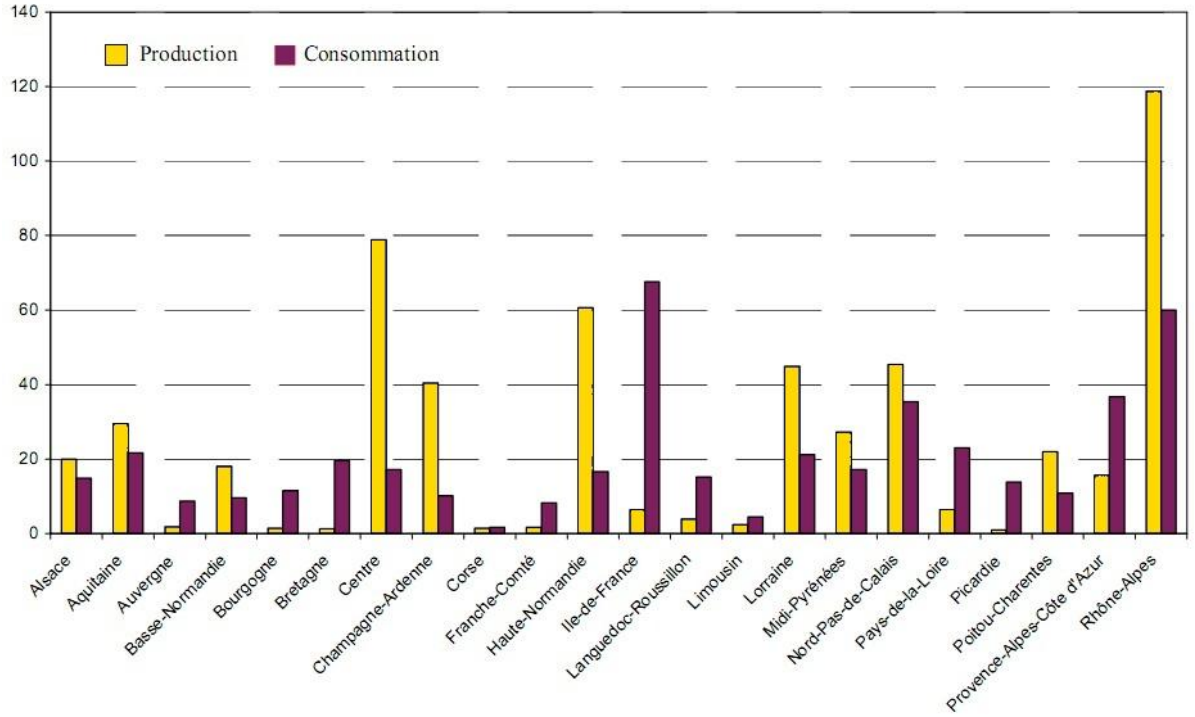

Figure 1.8: Production et consommation (autoconsommation comprise) d'électricité par région en 2006 [TWh].

La région Rhône-Alpes est la première région productrice d'électricité ainsi que la deuxième région où celle-ci y est consommée. La région du Centre et de Haute-Normandie sont la deuxième et la troisième région productrice d'électricité. La région Ile-de-France est, quant à elle, celle où la consommation d'électricité est la plus importante.

En 2007, le recul du solde des échanges physiques d'électricité résulte d'une baisse de 4.3 TWh des exportations (à 67.6 TWh), à laquelle s'ajoute une hausse de 2.3 TWh des

importations (à 10.8 TWh). La France a ainsi exporté l'équivalent de 12.4 % de sa production nette, tandis qu'elle a importé l'équivalent de 2.2 % de sa consommation. La figure 1.9 [10] détaille les échanges français physiques d'électricité de 1960 à 2007. Si le commerce extérieur reste encore largement excédentaire le taux d'indépendance énergétique (ratio de la production primaire par rapport aux disponibilités) relatif à l'électricité recule de 1.4 point, reprenant ainsi la tendance à la baisse enregistrée après le pic de 2002 à 118.1 %, et qui avait marqué une pause en 2006.

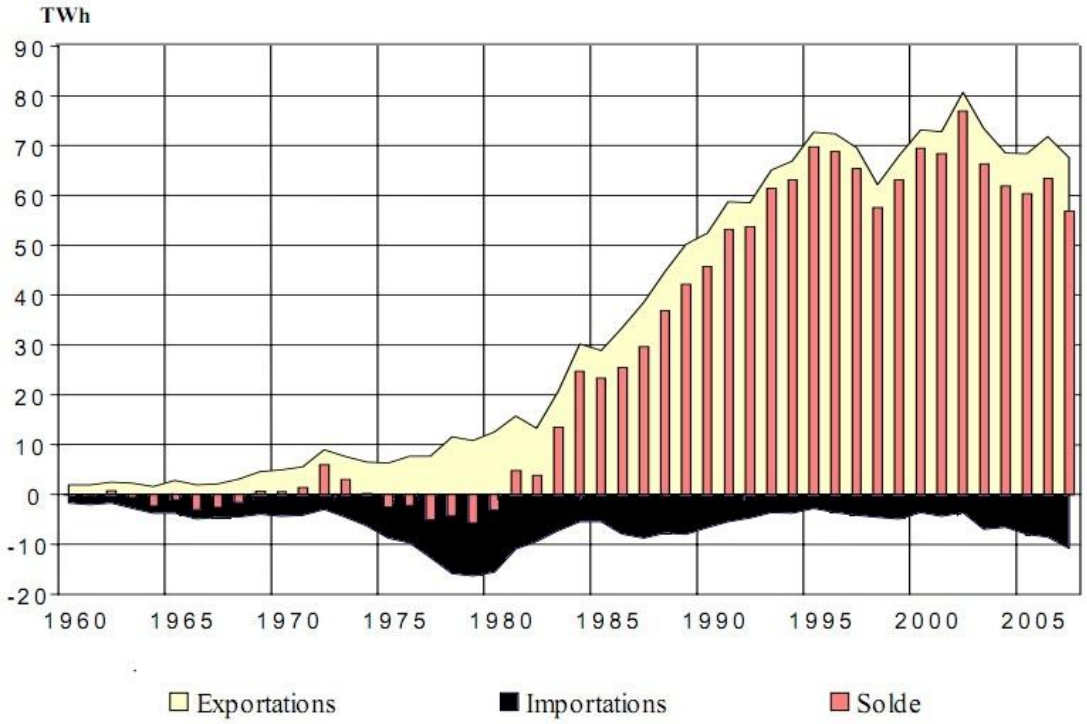

Figure 1.9 : Les échanges français physiques d'électricité[7] [TWh].

1.1.4. Consommation électrique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée

La consommation électrique résidentielle moyenne par habitant est de 2180 kWh/an/habitant. Pour l'ensemble de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, cela représente environ 436000 MWh/an. Pour la ville de Perpignan, la

[7] *Source : DGEM*

consommation électrique globale, résidentielle et industrielle, représente 540000 MWh/an (part "résidentielle" : 250000 MWh/an ; part "industrielle" : 290000 MWh/an) [11].

La consommation finale d'électricité pour la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée est de 694107 MWh en 2005 et de 775302 MWh en 2006 [12]. L'objectif, inscrit dans la convention-cadre, est d'équilibrer, à l'horizon 2015, les besoins électriques résidentiels de l'agglomération en développant la production d'énergie renouvelable (Grenelle 2015) [13]. La figure 1.10 montre l'évolution de la consommation journalière d'électricité entre 2005 et 2006 de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée.

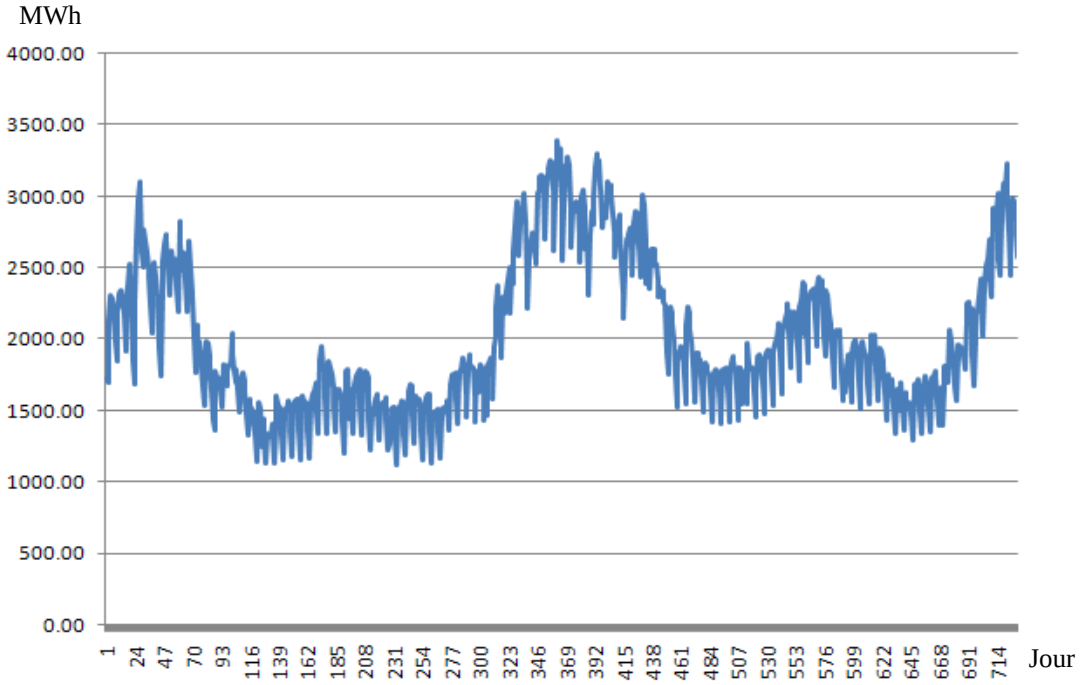

Figure 1.10 : *Evolution de la consommation journalière d'électricité en 2005 et 2006 [MWh].*

1.2. Sources d'énergie et moyens de production de l'électricité

1.2.1. Sources d'énergie pour la production électrique

1.2.1.1. Sources fossiles

Les sources d'énergies fossiles représentent les stocks de combustible formés il y a des millions d'années dans les profondeurs de la terre, comme le charbon, le pétrole ou le gaz naturel. Ces sources d'énergie sont aussi connues sous la dénomination de sources d'énergies non renouvelables car elles proviennent de ressources naturelles existant en quantités limitées [14] et demandent des millions d'années pour se reconstituer.

Le charbon a été un moteur essentiel du développement économique au XIXème siècle**,** il a marqué la première révolution industrielle. Ainsi, entre 1800 et 1900, la consommation mondiale de charbon a connu une progression annuelle moyenne de +4.3 %.

Le pétrole est la première source d'énergie mondiale. Formé à partir du plancton qui s'est déposé au fond des mers, le pétrole fournit près de la moitié de la demande totale en énergie primaire. Pourtant, jusqu'au début des années 1950, le pétrole n'occupait qu'une place limitée dans le paysage énergétique mondial (sauf aux Etats-Unis). Aujourd'hui, le pétrole représente près de 39 % de la consommation mondiale d'énergie primaire.

Le gaz s'est formé en même temps que le pétrole. Issu de la transformation naturelle durant des millions d'années de matières organiques, le gaz provient de couches géologiques du sous-sol où il se trouve soit seul, soit en association avec du pétrole. L'industrie du gaz naturel est née aux Etats-Unis, au 19ème siècle. Ils ont été, pendant longtemps, le seul pays à en consommer. Ainsi, la consommation de gaz naturel n'atteignait encore, en 1960, que 13 % de la consommation mondiale d'énergie primaire. Le gaz représente aujourd'hui près de 23 % de la consommation mondiale d'énergie primaire [15].

Selon certains experts, les sources d'énergie fossile seront épuisées d'ici 40 ans pour le pétrole, 60 ans pour le gaz et 400 ans pour le charbon. Les coûts d'extraction augmentent, en réponse à la raréfaction des ressources, combinée à une hausse de la demande. Le tableau 1.2 résume la situation mondiale en ce qui concerne le pétrole, le charbon et le gaz naturel.

Tableau 1.2. Réserves d'énergies primaires fossiles mondiales (base 2004)[8] [16].

	Réserves mondiales prouvées (Gtep)	Consommation annuelle (Gtep)	Durée (au rythme actuel de la consommation) (années)	Remarques
PETROLE	≈ 140	3,9	≈ 40 ans	80% des réserves dans les pays de l'OPEP
GAZ NATUREL	≈ 160	2,4	≈ 60 ans	
CHARBON	≈ 600	2,8	≈ 200 ans	

[8] *Source : IAE*

Ces chiffres sont préoccupants, d'autant que, pour le pétrole, 2/3 des réserves sont situées au Moyen Orient et à 80 % dans les Pays de l'OPEP. Nous risquons donc dans quelques décennies, et en particulier pour le pétrole, d'être confrontés à des tensions politiques sur les approvisionnements et à de fortes augmentations de prix.

1.2.1.2. Energie nucléaire

Dans le domaine du nucléaire, avec les technologies utilisées aujourd'hui (réacteurs à eau PWR ou EPR) et sans retraitement des combustibles, la consommation mondiale d'uranium naturel, prévue en 2010, est de l'ordre de 200 t/GWe. Les besoins seront donc de l'ordre de 80 000 t d'uranium naturel, ce qui, avec des réserves estimées à 4 millions de tonnes, représente approximativement 50 ans. Encore faut-il remarquer que ces chiffres correspondent à une production limitée à 6% de la demande mondiale d'énergie primaire. Si la part de l'énergie nucléaire augmentait dans le bilan de production global, la durée de ces réserves serait réduite d'autant, sauf modifications profondes des technologies utilisées aujourd'hui (les réacteurs rapides de génération 4 sont envisagés pour 2030-2040) [17]. La figure 1.11 [18] montre les réserves mondiales prouvées d'uranium dans le monde. Il apparait que ces ressources naturelles sont assez bien réparties. Le total des réserves (hors Chili et Chine) est de 2506.2 milliers de tonnes.

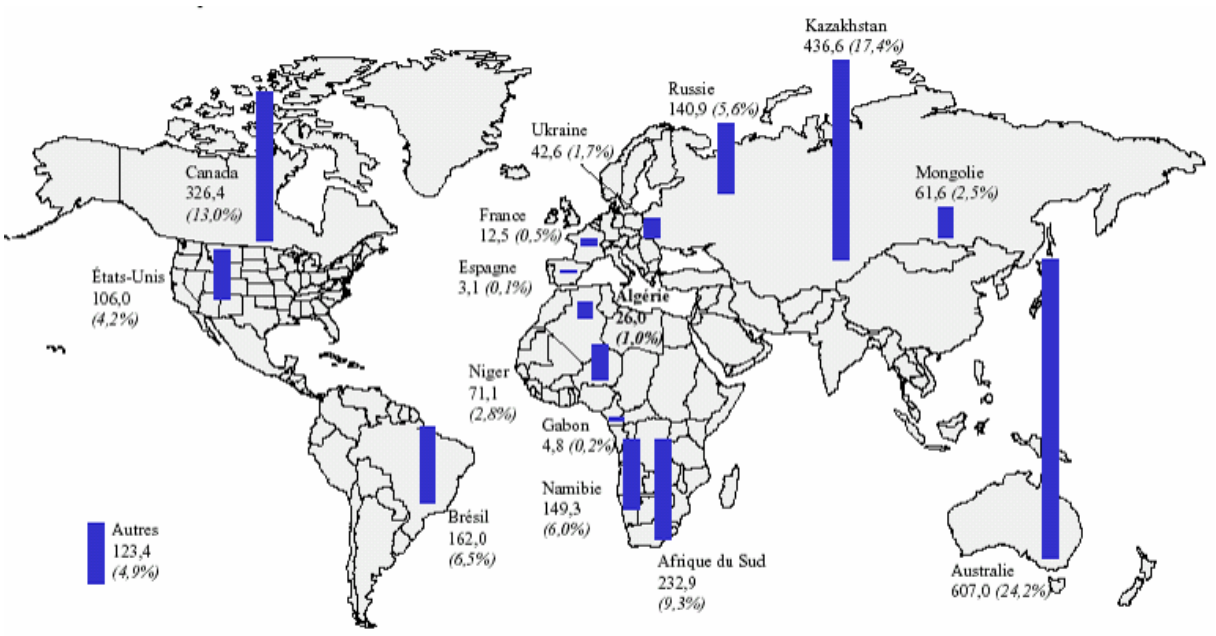

Figure 1.11: Réserves mondiales prouvées d'uranium[9] [18] [MTeps]. Ressources raisonnablement assurées, récupérables à moins de 80$/kg U.

[9] *Source : Observatoire de l'énergie d'après CEA/DES et AIE/OCDE*

L'Australie est le pays où la réserve d'uranium est la plus élevée (24.2 % des réserves mondiales). Le Kazakhstan arrive en seconde position avec 17.4 % des réserves, suivi par le Canada avec 13.0 %. La France, elle, ne possède que 0.5 % des réserves mondiales d'uranium, bien qu'elle assure 78 % de sa production nationale d'électricité grâce à son parc de réacteurs nucléaires d'une puissance installée de 63200 mégawatts, ce qui lui permet d'atteindre un taux d'indépendance énergétique voisin de 50%. La France n'est donc plus obligée d'importer des quantités massives de combustibles fossiles pour produire son électricité. Le prix de l'uranium, peu élevé, n'intervient que pour environ 5 % dans le coût total de production du kWh électrique (contrairement aux combustibles fossiles dont le prix représente de 50 à 70 % du coût total de production). Le coût de production de l'électricité nucléaire est donc très stable puisque faiblement corrélé aux possibles fluctuations du prix d'achat de l'uranium. [15]. La figure 1.12 [19] présente la situation au 1er janvier 2006 des sites nucléaires en France.

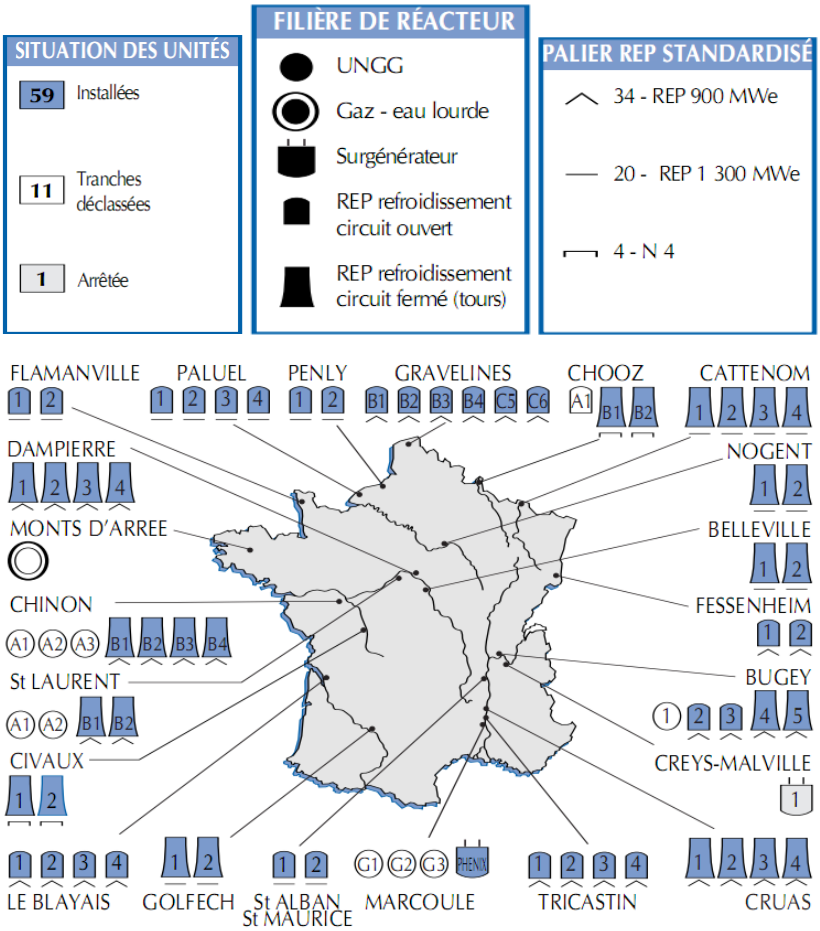

Figure 1.12: Les sites nucléaires en France : situation au 01/01/2006[10] *[19].*

[10] *Source : Obser've*

Cette figure présente les 59 réacteurs installés en France, 11 réacteurs ayant été déclassés et 1 réacteur arrêté pendant la période de 1950-2005. A Chinon (Avoine, Indre-et-Loire), 3 réacteurs A1 (70 MW), A2 (210 MW) et A3 (480 MW) ont été arrêtés en 1973, 1985 et 1990 respectivement. 4 réacteurs (Chinon B1, B2, B3 et B4 d'une puissance de 905 MW et de type REP) ont été mis en service en 1982, 1983, 1986 et 1987 respectivement. A Marcoule (Chusclan-Gard), 3 réacteurs du type UNGG (83 MW au total) ont été déclassés (en 1968, 1980 et 1984) alors qu'un réacteur de type Phénix (250 MW) a été mis en service en 1973 et arrêté en 2009.

1.2.1.3. Sources d'énergie renouvelables

L'électricité renouvelable provient de six sources distinctes. L'hydroélectricité est la principale d'entre elles avec 87.3 % du total de la production d'électricité renouvelable mondiale (en 2008). La biomasse qui rassemble la biomasse solide, la biomasse liquide, le biogaz et les déchets ménagers renouvelables est la seconde source d'énergie renouvelable avec 5.9 % de la production. Suivent l'éolien (5.7 %), la géothermie (1.7 %), le solaire qui rassemble les centrales thermiques (hélio-thermodynamiques) et les centrales photovoltaïques (0.3 %), et enfin les énergies marines (0.01 %) [4]. Aujourd'hui, ces sources d'énergie sont en quelque sorte redécouvertes par les hommes et leur taux d'utilisation est à nouveau à la hausse grâce à des évolutions technologiques qui ont permis de gommer les "défauts" de ces énergies, qui sont souvent trop intermittentes et trop peu puissantes pour être utilisées directement [15]. Au niveau mondial, les énergies renouvelables représentent environ 12.7 % de la production totale d'énergie en 2006. La France est riche en ressources énergétiques renouvelables car avec la première forêt d'Europe occidentale, le deuxième gisement éolien et un fort potentiel hydraulique et géothermique, elle est le premier producteur et le premier consommateur d'énergie renouvelable d'Europe. Les énergies renouvelables contribuaient en 2005 [20] et en 2006 [21] à hauteur de 6.03 % puis de 12.38 % de la consommation française d'énergie.

1.2.2. Générateurs de production électrique

1.2.2.1. Générateurs éoliens

Un générateur éolien (aérogénérateur) est un dispositif qui utilise la force motrice du vent. Cette force est utilisée pour produire de l'électricité. On parle de parc éolien ou de ferme

éolienne pour décrire les unités de production groupées (installées à terre ou en mer). Des pales entraînées en rotation par la force du vent permettent la production d'énergie électrique lorsque le potentiel éolien est suffisant (vitesse et présence des vents régulièrement tout au long de l'année). Une transmission mécanique transfère la puissance du rotor et des pales vers la génératrice électrique. Celle-ci transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. Une nacelle, placée au sommet d'un mât et s'orientant face au vent grâce à un système d'orientation, supporte l'ensemble des éléments. Une éolienne commence à produire de l'énergie pour une vitesse de vent de 3 à 5 m/s. C'est à partir d'une vitesse de 15 m/s qu'elle atteint sa puissance nominale [22].

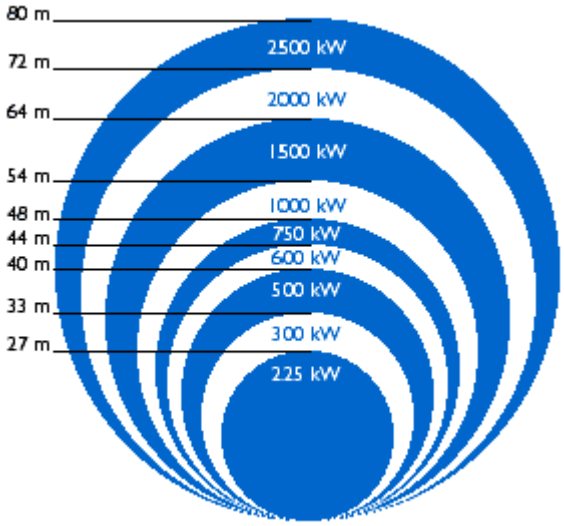

Figure 1.13: Diamètre moyen des pales en fonction de la puissance électrique [23].

1.2.2.2. Panneaux photovoltaïques

Les panneaux captent et transforment directement l'énergie solaire en électricité, sans bruit et sans pollution. Le module photovoltaïque, monté sous la forme de panneaux solaires, convertit la lumière en électricité [22]. L'énergie obtenue peut ensuite être utilisée pour la consommation immédiate, être injectée au réseau ou être stockée dans des batteries de façon à être disponible plus tard de façon régulière. La figure 1.14 présente le schéma de principe d'une cellule photovoltaïque. La cellule photovoltaïque est l'élément de base des panneaux solaires. Elle est composée d'un matériau semi-conducteur qui absorbe l'énergie lumineuse et la transforme en courant électrique. Le principe de fonctionnement de cette cellule fait appel aux propriétés des semi-conducteurs soumis à un rayonnement électromagnétique, en l'occurrence, ici les photons.

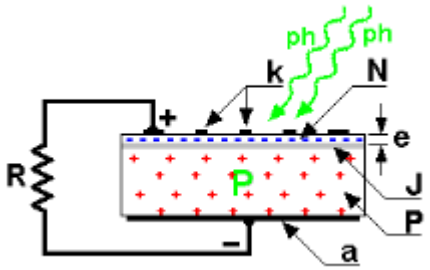

Figure 1.14: Schéma de principe d'une cellule photovoltaïque.

Un cristal semi-conducteur dopé P est recouvert d'une zone très mince dopée N et d'épaisseur e égale à quelques millièmes de millimètres. Une jonction J peut être trouvée entre les deux zones P et N. La zone N est couverte par une grille métallique qui sert de cathode "k" tandis qu'une plaque métallique "a" recouvre l'autre face du semi-conducteur et joue le rôle d'anode. L'épaisseur totale du cristal est de l'ordre du millimètre. Un rayon lumineux "ph", qui frappe le dispositif, peut pénétrer dans le cristal, au travers de la grille et provoquer l'apparition d'une tension entre la cathode et l'anode. En général le semi-conducteur de base est du silicium monocristallin, comme celui qui est utilisé pour la fabrication des transistors mais nous rencontrons aujourd'hui plus fréquemment du silicium polycristallin moins coûteux à produire [22].

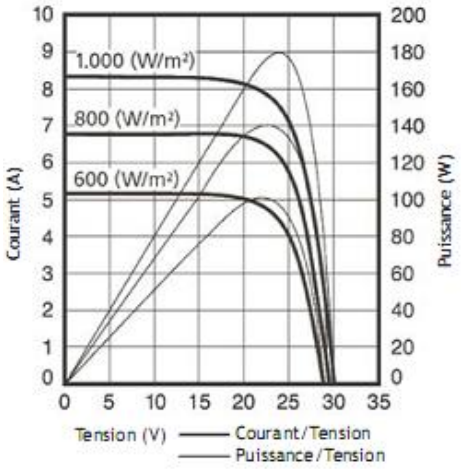

Figure 1.15 : Caractéristiques courant/tension et puissance/tension en fonction de l'ensoleillement et de la température du module [24].

Le rendement d'une cellule fabriquée à partir d'un silicium amorphe est de 5 à 10 %, celui d'un silicium polycristallin est de l'ordre 10 à 15 % et celui d'un monocristal est un peu

supérieur à 15 %. Un générateur photovoltaïque d'une surface utile de 1 m^2 orienté perpendiculairement aux rayons du soleil et recevant une puissance lumineuse d'environ 1000 W ne produit en réalité que 60 à 200 W de "puissance électrique", suivant la technologie de la cellule. La figure 1.15 définit les caractéristiques courant/tension et puissance/tension en fonction de l'ensoleillement et de la température du module photovoltaïque.

1.2.2.3. Petit hydraulique

Á la différence des grands barrages hydroélectriques, les « petites centrales hydroélectriques » sont des aménagements simples (souvent « au fil de l'eau ») qui produisent de l'électricité à petite échelle et ont peu d'impact sur l'environnement. Cette électricité peut être utilisée pour alimenter des sites isolés (quelques habitations, des ateliers) ou être revendue à un réseau public de distribution [25]. L'eau d'une source ou d'un ruisseau est captée par une prise d'eau sommaire et elle est dirigée à travers une conduite et/ou un canal vers une turbine située plus bas. L'écoulement de l'eau fait tourner la turbine qui entraîne un générateur électrique. Enfin, l'eau reprend son cours [22]. La turbine couplée à une génératrice produit du courant alternatif. Ce courant peut être alors injecté dans le réseau de distribution. Le plus souvent, les petites centrales sont classées en trois types, en fonction de leur puissance : les microcentrales < 100 kW, les mini-centrales de 100 à 1000 kW et les petites centrales de 1 à 50 MW. La figure 1.16 nous montre le synoptique, qu'il est possible de trouver, pour toute installation d'une petite centrale hydroélectrique. De nombreux éléments peuvent être ajoutés comme un dessableur en amont, une chambre de mise en charge (réservoir amont), une décharge de trop-plein pour la chambre de mise en charge, des volants d'inertie, des amortisseurs hydropneumatiques pour les coups de bélier et des vannes de décharge automatique.

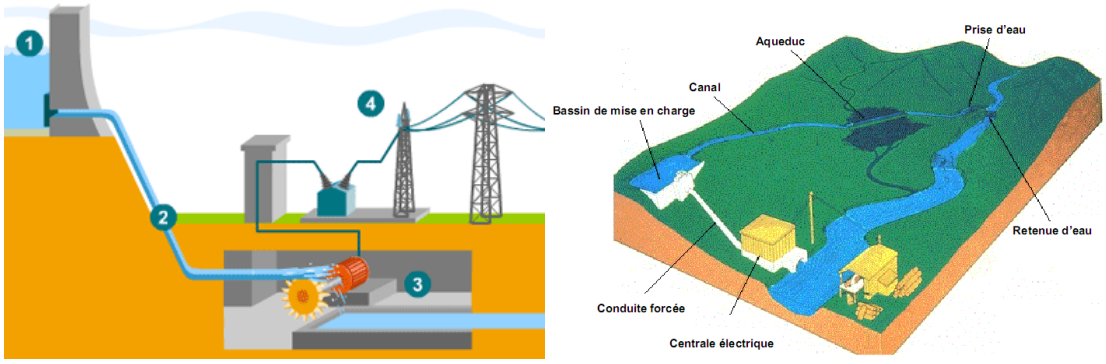

Figure 1.16: Schéma de principe d'une centrale hydroélectrique [26,27].

Cette figure présente les 4 phases principales du fonctionnement d'une centrale hydroélectrique : ① La retenue de l'eau: un barrage retient de grandes quantités d'eau, ② La conduite forcée de l'eau : des vannes sont ouvertes pour acheminer l'eau jusqu'à la centrale par de longs tuyaux, ③ La production d'électricité : l'eau fait tourner la turbine qui entraîne un alternateur pour produire de l'électricité et ④ L'adaptation de la tension : un transformateur élève la tension de l'électricité pour le transport dans les lignes haute tension.

1.2.2.4. Générateur diesel

Le générateur diesel (figure 1.17) est un système d'alimentation électrique qui transfère l'énergie mécanique d'un ou des moteurs diesels en énergie électrique. Fruit des travaux menés par l'ingénieur allemand Rudolf Diesel entre 1893 et 1897, le moteur Diesel est un moteur à combustion interne dont l'allumage n'est pas commandé mais spontané, par phénomène d'autoallumage. Il n'a donc pas besoin de bougies d'allumage. Cela est possible grâce à un très fort taux de compression (rapport volumétrique)[11] d'environ 18:1 à 22:1, permettant d'obtenir une température de 600 °C. Des bougies de préchauffage sont souvent utilisées pour permettre le démarrage du moteur à froid en augmentant la température de la chambre de combustion, mais leur présence n'est pas systématique [28]. Une petite génératrice diesel peut être utilisée pour fournir l'électricité nécessaire à une habitation. L'un de ses principaux avantages est qu'une génératrice de ce type est efficace et peut être facilement mise en œuvre pour survenir à un besoin temporaire d'électricité.

Figure 1.17: Générateur diesel de type Wärtsilä 9L20 Powerskid.

[11]*En mécanique, le taux de compression d'un moteur à pistons, aussi appelé rapport volumétrique, est un rapport théorique de comparaison entre le volume de la chambre de combustion lorsque le piston est au point mort haut et le volume du cylindre lorsque le piston est au point mort bas.*

Les moteurs Diesel fonctionnent habituellement au gazole, au fuel lourd ou aux huiles végétales. Ils peuvent aussi bien être à deux temps qu'à quatre temps. Ce type de moteur, à taux de compression élevé, a connu une expansion rapide grâce à son utilisation dans les automobiles à partir de la fin des années 1980. L'utilisation d'une génératrice diesel est courante dans de nombreuses combinaisons hybrides, pour assurer la continuité d'approvisionnement, quand les autres ressources sont intermittentes. Un générateur diesel Wärtsilä 9L20 [29] utilise des moteurs à haute vitesse, consommant du mazout léger (LFO), pour un fonctionnement en mode de secours ou en mode de fonctionnement de 4000 à 8000 heures/an. Le mazout lourd est utilisé en raison de son faible coût d'exploitation avec les moteurs à vitesse moyenne.

1.2.2.5. Batteries

Les batteries occupent un rôle plus que nécessaire dans la production électrique décentralisée. La taille des batteries est d'une importance capitale pour les systèmes d'alimentation à énergie renouvelable. Un grand nombre de types de batteries ainsi que de capacités sont disponibles. Le bon choix pour chaque système d'alimentation dépend de nombreux facteurs et nécessite d'abord une expertise. Ces batteries spéciales sont conçues pour des cycles de chargement fréquents et la plupart du temps elles n'ont pas besoin d'être entretenues [30]. Leur utilisation est de plus en plus importante dans les domaines technologiques aussi importants que la radio-télécommunication, la télémétrie, la télédétection et l'éclairage. Les industries œuvrant dans ces domaines deviennent de plus en plus exigeantes envers les fabricants de batteries afin que les cellules de ces dernières soient capables de conserver leurs capacités de charge dans des conditions de températures aussi bien chaudes que froides.

1.2.2.6. Piles à combustible

Une pile à combustible permet de convertir directement de l'énergie chimique en énergie électrique [31]. Cette technique repose sur le principe inverse de l'électrolyse [32]. Une pile à combustible est constituée d'une cellule élémentaire qui comprend deux électrodes séparées par un électrolyte et fonctionne en transformant l'énergie électrique en énergie chimique [33]. Un générateur électrique à pile à combustible fonctionne, à l'inverse, en transformant l'énergie

chimique en énergie électrique. Les figures 1.18a [33] et 1.18b [34] nous montrent respectivement le cœur d'une pile à combustible et l'unité de cogénération à piles à combustible (de type DFC3000) de la société FuelCell Energy.

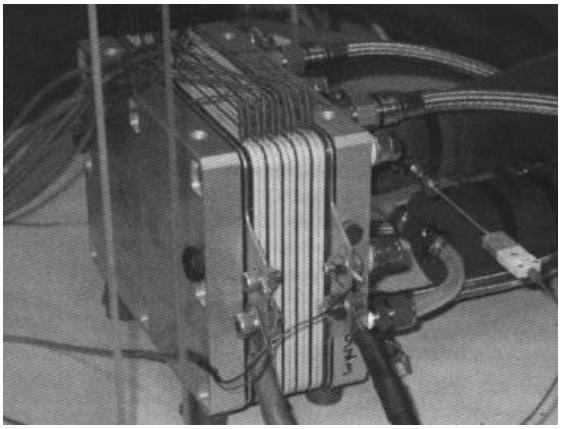

Figure 1.18a : Cœur d'une pile à combustible [33].

Figure 1.18b : Unité de cogénération constituée de piles à combustible (type DFC3000 [34]).

Pour illustrer le principe de fonctionnement, la figure 1.19 nous montre le schéma d'une pile à combustible :

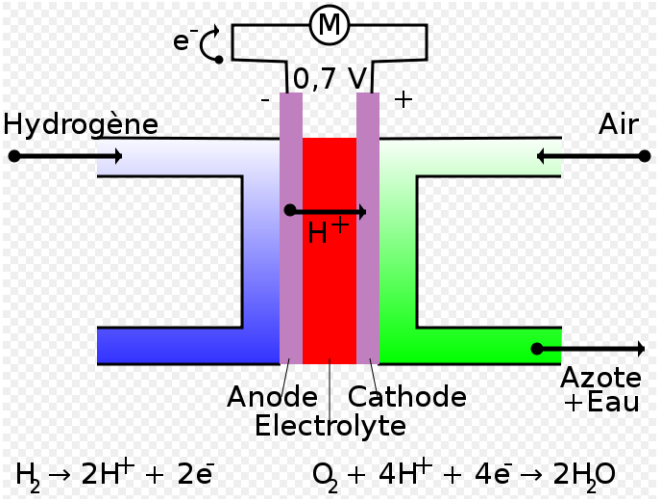

Figure 1.19 : Fonctionnement d'une pile à combustible.

Les réactions au cœur de la pile à combustible sont :

- A l'anode : $H_2 \rightarrow 2H^+ + 2e^-$
- A la cathode, les hydroxydes (issus de l'oxydation de l'eau par l'oxygène) réagissent avec l'hydrogène : $^1/_2\, O_2 + 2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2O$

Il existe plusieurs types de piles à combustible qui se différencient par le type d'électrolyte utilisé et qui sont plus ou moins intéressantes pour la cogénération selon leurs températures de fonctionnement : type Alcaline (AFC), pile à combustible à membrane, échange de protons (PEMFC), Pile à combustible à méthanol direct (DMFC), Pile à combustible à acide phosphorique (PAFC), pile à combustible à carbonate fondu (MCFC), pile à combustible à oxyde solide (SOFC). Les piles à combustible peuvent être utilisées pour la production distribuée mais cette technologie nécessite encore de nombreuses recherches. Les petites unités de cogénération (de 1 à 5 kVA) à base de piles à combustible ont des rendements électriques typiques de l'ordre de 25 à 30 %. Les unités plus importantes (de 200 kWe) ont des rendements de 27 à 40 % suivant la charge [33]. L'unité de cogénération à pile à combustible du type DFC3000 (Figure 1.21b) de la société FuelCell Energy présente un rendement de 47 %, et la puissance nominale est de 2,8 MW [34].

Nous avons donc présenté dans ce paragraphe quelques généralités sur les piles à combustible. Les problématiques du coût d'acquisition, de l'opération et de la maintenance, ainsi que celle du coût de l'hydrogène, seront détaillées au chapitre 4.

1.2.3. Production décentralisée d'électricité

La production décentralisée est la production d'énergie électrique à l'aide d'installations de petites capacités, raccordées au réseau électrique avec des niveaux de tension peu élevées (basse ou moyenne tension). Ce type de production occupe une place significative à l'échelle régionale, et connaît actuellement un développement important. Un de ses avantages est qu'elle implique des entreprises et des institutions locales. Elle soulève cependant des questions et des contraintes d'intégration sur les réseaux électriques ainsi que des problèmes d'environnement, de réglementations techniques et économiques [35]. Trois tendances indépendantes constituent une base possible du développement de la production décentralisée [36] : la restructuration industrielle, la volonté politique de favoriser les énergies renouvelables et l'avancement des technologies dans le domaine de l'énergie.

En réalité, les unités de production décentralisées constituent une réponse relativement peu onéreuse à l'augmentation de la demande en puissance électrique, sans passer par l'augmentation ou l'amélioration des capacités de production et de distribution traditionnelle, tout en localisant la production de puissance aux endroits où elle est la plus nécessaire et en conservant la flexibilité d'injecter le surplus de puissance sur le réseau commun. Dans un

contexte social, où la mise à disposition d'une énergie moins chère et moins polluante se fait de plus en plus sentir, la production décentralisée apporte de nombreuses solutions, notamment grâce à l'intégration facilitée des systèmes de production d'énergie renouvelable. La figure 1.20 nous montre un modèle de production décentralisée, intégrant des énergies renouvelables.

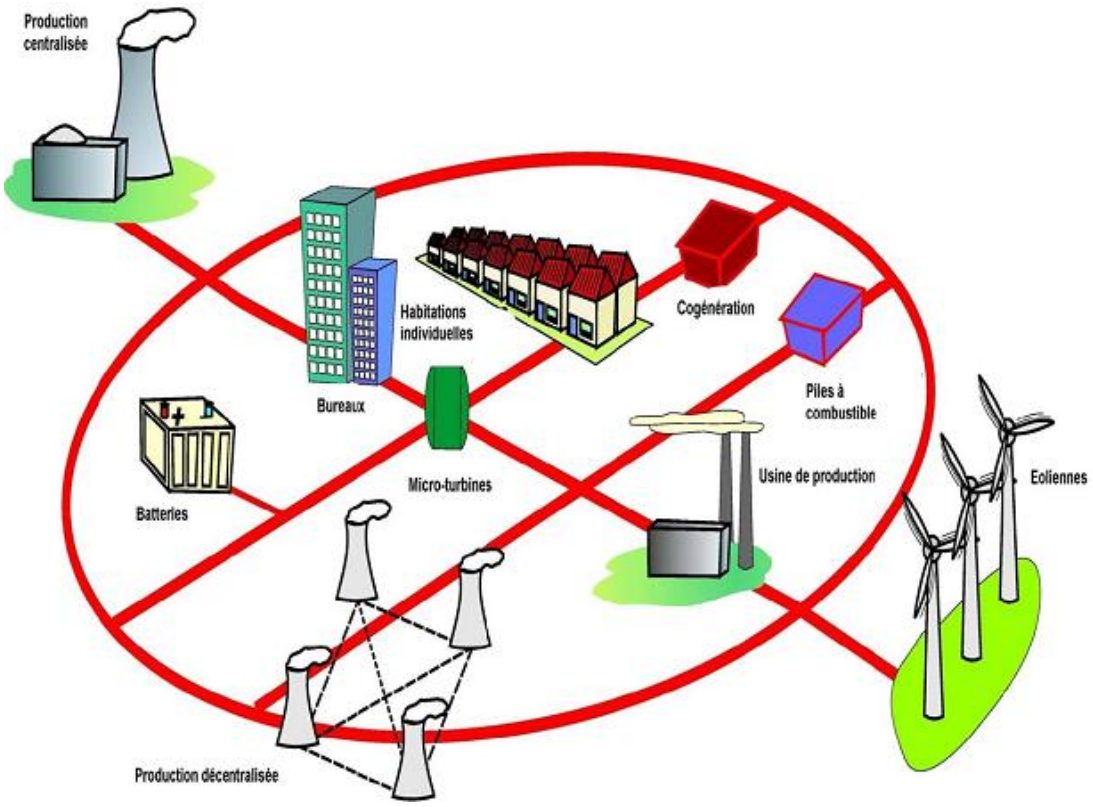

Figure 1.20 : Modèle de production décentralisée [36].

Ce modèle de gestion d'électricité, centralisée et décentralisée, est également connu sous l'appellation de « centrale virtuelle ». Le développement de cet outil de gestion nécessite la prise en compte de la réglementation locale, régionale, ou nationale en vigueur, pour la gestion de l'énergie électrique. Cet outil sera développé et appliqué ici à l'agglomération Perpignan Méditerranée.

1.3. Economies d'énergie et gestion de l'électricité

Dans un contexte où la demande d'électricité croît en permanence et où la production d'électricité engendre l'émission plus ou moins importante de gaz à effet de serre, il est

nécessaire de trouver des moyens pour éviter l'élargissement illimité des infrastructures existantes [37]. La réduction de la consommation d'électricité et la protection de l'environnement, sont aujourd'hui des enjeux capitaux. Les gouvernements ont adopté de nombreuses mesures en ce sens et des aides au financement sont actuellement en vigueur, comme par exemple le crédit d'impôts. La loi de programmation et d'orientation de la politique énergétique du 13 juillet 2005 définit les bases et les principes d'un nouveau dispositif : les « Certificats d'Économie d'Énergie » (CEE). L'état impose aux fournisseurs d'énergie de réaliser ou de faire réaliser des économies d'énergie à leurs consommateurs. L'objectif est de favoriser la pénétration d'actions de maîtrise de l'énergie par le biais de relais, afin de démultiplier l'action des pouvoirs publics. Il est entré en application au 1er juillet 2006 pour trois ans [38].

Le projet de loi d'orientation sur l'énergie propose de réduire de 2 % par an d'ici 2015 et de 2,5 % d'ici 2030 l'intensité énergétique française, c'est-à-dire le rapport entre la consommation d'énergie et la croissance économique. Ceci implique la relance de la politique nationale d'efficacité énergétique, qui, depuis le premier choc pétrolier, a déjà permis à la France d'économiser près de 15 millions de tep (tonnes équivalents pétrole). Cette relance est indispensable pour répondre à trois grands enjeux : (i) la lutte contre le changement climatique, (ii) la sécurité d'approvisionnement de l'énergie et (iii) la préservation de la santé publique et de l'environnement [39]. Les conclusions du Grenelle de l'environnement 2015 [40] définissent des orientations et des objectifs ambitieux, gages d'un développement durable mieux maîtrisé, et a également orienté des programmes d'économies d'énergie. Dans le cadre des fiches-actions gouvernementales, le développement des énergies renouvelables, la création d'un réseau de chaleur et la réduction de la consommation électrique résidentielle (économie de 10 %), sont proposés.

La gestion de l'électricité joue un rôle important dans la maintenance de l'économie d'énergie. Elle contribue à optimiser l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. RTE-France a fait le bilan prévisionnel, avec pour objectif d'identifier les risques de déséquilibre entre la consommation d'électricité et l'offre de production disponible pour la satisfaire, en France continentale, sur un horizon d'une quinzaine d'années. La situation de l'équilibre offre-demande à l'horizon 2020 (en France) est explorée au travers de différents scénarios relativement ouverts [41].

Il faut prendre en compte la place prédominante prise par l'électricité dans la société actuelle. Il est aujourd'hui presque impossible de stocker de grandes quantités d'énergie électrique sur du long terme. Ceci implique donc que la gestion de l'offre et de la demande se fait en temps réel, ce qui nécessite une adaptation instantanée entre production, transport, distribution et consommation. Les usages de pointe posent donc un problème, car c'est en fonction d'eux que seront quantifiés les besoins en capacité de production, de transport et de distribution de l'électricité. Même si aujourd'hui le nucléaire permet de produire la majorité de l'électricité, la tendance à terme est de faire évoluer le parc de production vers une diversification des sources primaires. Si les usages de pointe continuent à se développer, les conséquences peuvent être, soit une augmentation des moyens de production utilisant les combustibles fossiles, qui contiennent une quantité importante de carbone, pour couvrir ces pointes, soit une reprise des investissements en capacité de production et de distribution, difficiles à amortir sur une courte période d'utilisation.

La gestion des systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée est l'objectif principal qui est abordé dans ce manuscrit de thèse. La demande future d'électricité est estimée par un module de prédiction de charge, et de la même façon, l'offre d'électricité est déterminée par une estimation de la production d'électricité. Des scénarios sont proposés, pour observer et simuler les évolutions de la production et de la consommation d'électricité au sein de la communauté d'agglomération.

Conclusion

Ce chapitre a exposé le contexte énergétique lié à l'électricité dans le monde, en France et au sein de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée. Un panorama des sources d'énergies renouvelables et non-renouvelables existantes, ainsi que des moyens adaptés pour la production d'électricité a été réalisé. La production décentralisée qui est ici proposée, occupera très bientôt un rôle important dans la production d'électricité. Ce type de production s'inscrit dans le contexte énergétique actuel, favorisant les énergies renouvelables, ainsi que dans l'avancement des technologies dans le domaine de l'énergie.

Des programmes de développement de l'énergie dans le monde, notamment en France, ont proposé des orientations et des objectifs majeurs concernant le développement durable et l'amélioration de la maîtrise et de l'économie de l'énergie.

La mise en relation de l'étude du contexte énergétique concernant l'électricité, avec les objectifs des programmes de développement durable, permet de conclure sur la nécessité de proposer des solutions pour améliorer la gestion de l'électricité afin de réaliser des économies d'énergie. Une de ces solutions à développer se présente sous la forme d'un outil informatique évolué de gestion de l'électricité pour la Communauté d'Agglomération Perpignan Méditerranée. Cet outil doit s'appuyer sur l'estimation de la consommation d'électricité, ainsi que de sa production, ces prévisions étant basées sur des données météorologiques et des historiques de consommation d'électricité. L'observation de ces données et de ces prévisions doit permettre d'optimiser et de proposer des solutions efficaces pour la gestion d'électricité à court et à moyen terme. Le Chapitre 2 présentera un état de l'art concernant les centrales électriques virtuelles, tant au niveau de leur conception que de leur utilisation ou de leur optimisation.

Liste des figures et des tableaux

Figure 1.1 : Synoptique du chapitre I. 8
Figure 1.2a : Production d'électricité par habitant en 2007 dans les régions du monde (kWh/hab) 10
Figure 1.2b : Croissance de la production d'électricité dans les régions du monde (unité de PIB) 10
Figure 1.3a : Croissance de la production d'électricité par habitant dans les régions du monde (1997-2007) 11
Figure 1.3b : Croissance de la production d'électricité par unité de PIB dans les régions du monde (1997-2007) 12
Figure 1.4 : Consommation électrique mondiale [TWh] 14
Figure 1.5 : Evolution de la consommation finale d'électricité par secteur [TWh]. 15
Figure 1.6 : Consommation finale d'électricité en 2007 16
Figure 1.7 : Evolution de la production nette d'électricité par filière [TWh] 16
Figure 1.8 : Production et consommation (autoconsommation comptise) d'électricité par région en 2006 [TWh] 17
Figure 1.9 : Les échanges français physiques d'électricité 18
Figure 1.10 : Evolution de la consommation journalière d'électricité en 2005 et 2006 [MWh] 19
Figure 1.11 : Réserves mondiales prouvées d'uranium [MTeps]. Ressources raisonnablement assurées, récupérables à moins de 80$/kg U 21
Figure 1.12 : Les sites nucléaires en France : situation au 01/01/2006. 22
Figure 1.13 : Diamètre moyen des pales en fonction de la puissance électrique 24
Figure 1.14 : Schéma de principe d'une cellule photovoltaïque 25
Figure 1.15 : Caractéristiques courant/tension et puissance/tension en fonction de l'ensoleillement et de la température du module 25
Figure 1.16 : Schéma de principe d'une centrale hydroélectrique 26
Figure 1.17 : Générateur diesel de type Wärtsilä 9L20 Powerskid 27
Figure 1.18a : Cœur d'une pile à combustible 29
Figure 1.18b : Unité de cognénération constituée de piles à combustible (type DFC3000) 29
Figure 1.19 : Fonctionnement d'une pile à combustible 29
Figure 1.20 : Modèle de production décentralisée 31

Tableau 1.1. Production mondiale d'électricité par source 13
Tableau 1.2. Reserves d'énergies primaires fossiles mondiales (base 2004) 20

Références

[1] J.C. Sabonnadière, Nouvelles technologies de l'énergie 1 : les énergie renouvelables, EGEM, Lavoisier 2006, vol 1.

[2] http://www.ledeveloppementdurable.fr/developpementdurable/page/pourquoi.html.

[3] http://www.iea.org.

[4] La production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, Dixième inventaire, Edition 2008, Observ'E.

[5] AREVA, http://www.areva.com.

[6] World Energy Outlook 2009, http://www.worldenergyoutlook.org/docs/weo2009/WEO2009_es_english.pdf.

[7] International Energy Annual 2006, www.eia.doe.gov/pub/international/iealf/table62.xls.

[8] BP : Statistical Review of World Energy 2009, http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622.

[9] http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr.

[10] Production-distribution de l'énergie électrique en France et dans les régions en 2005 et 2006, Energies et Matières premières 2008.

[11] http://www.perpignanmediterranee.com.

[12] RTE-France, http://www.rte-france.com/fr/.

[13] Grenelle 2015, www.grenelle2015.archipel.perpignan.fr.

[14] Source d'énergie fossile,www.defipourlaterre.org/juniors/popup.html.

[15] CEA, www.cea.fr.

[16] Association Française de l'Hydrogène, www.afh2.org/uploads/memento/Fiche2.1 revisee.pdf.

[17] World Energy Outlook 2006 (IEA), www.iea.org.

[18] Philippe PRADEL : Energie et climat, le nucléaire, un atout au service du développement durable. Direction de l'Energie Nucléaire. Conférence Clubs MINES, 27 Mars 2006.

[19] http://nucleaire.cea.fr/fr/publications/pdf/Elecnuc2006.pdf.

[20] EurObserv'ER : Le baromètre européen 2005 des énergies renouvelables.

[21] EurObserv'ER : Le baromètre européen 2006 des énergies renouvelables.

[22] EGEM : Gestion de l'énergie et efficacité énergétique. Nouvelles technologies et de l'énergie 4, Lavoisier 2007, Paris.

[23] www. winpower.org.

[24] SHARP France, www.sharp.fr/produits/modules_photovoltaiques/nu180e1.html.

[25] Centrales hydroélectriques : généralités, Réseau international d'accès aux énergies durables, Septembre 2007.

[26] http://developpement-durable.edf.com.

[27] RIAED, www.riaed.net.

[28] http://www.techno-science.net.

[29] Wärtsilä 20 Powerskid, http://www.wartsila.com/wartsila20.

[30] Energie Matrix, http://matrixenergy.ca/front-french.html.

[31] J. Larminie, A. Dicks, Fuel Cell System Explained, John Wiley & Sons, The Atrium, Southern Gate, Chichester, England, 2003.

[32] T.B. Johansson et al., Renewable Energy Sources for Fuels and Electricity, Island Press, Washington D.C., USA, 1993.

[33] J.C. Sabonnadière, Nouvelles technologies de l'énergie 4: gestion de l'énergie et efficacité énergétique, Hermès, Paris, France, 2007.

[34] FuelCell Energy, http://www.fuelcellenergy.com/dfc3000.php.

[35] Société de l'électricité, de l'électronique et des technologies de l'information et de la communication, www.see.asso.fr.

[36] J. Bloem, Cogénération et énergies renouvelables, Rapport section 8, www.leonardo-energy.org 2008.

[37] Dossier Maîtrise de la demande d'électricité, Energie Plus, n°284, 15 avril 2002.

[38] La lettre ADEME et vous, Stratégie & études est une lettre d'information régulière, N°10, 4 mars 2008.

[39] Politiques de l'énergie, http://www2.ademe.fr/servlet/KBaseShow?sort=1&cid=96&m=3&catid =13177.

[40] Convention-cadre, Grenelle de l'environnement 2015, Perpignan, 2008.

[41] Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, Edition 2007.

Chapitre 2

Les centrales électriques virtuelles. Approche proposée pour la CEVPM

Table des matières

Abréviations *40*

Introduction *41*

2.1. Les centrales électriques virtuelles dans le monde *42*

2.2. Définitions *47*

2.3. Conception d'une centrale électrique virtuelle pour la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée *49*

2.3.1. Approche générale *49*

2.3.2. Politique énergétique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée *51*

2.3.3. La CEVPM pour la gestion des sysèmes de production d'énergie *53*

2.3.4. Module de dimensionnement des sysèmes de production d'énergie *54*

2.4. Synthèse *55*

Conclusion *56*

Liste des figures et des tableaux *58*

Références *59*

Abréviations

CEVPM	*Centrale Electrique Virtuelle pour la gestion des systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée.*
VPP/CEV	*Virtual Power Plant/ Centrale Electrique Virtuelle*
CEVC	*Centrale Electrique Virtuelle Commerciale*
CEVT	*Centrale Electrique Virtuelle Technique*
SPE	*Système de Production d'Electricité*
OSD	*Opérateurs du Système de Distribution*
ORT	*Opérateurs du Réseau de Transport*
AEPR	*Arbitre d'Equilibrage Partie Responsable*
EDF	*Electricité de France*
Electrabel	*Belgium based energy corporation*
Endesa	*Empresa Nacional de Electricidad*
Iberdrola	*Ticker Bolsa de Madrid*
Nuon	*Entreprise néerlandaise de production, transport et distribution d'énergie*
RWE	*Rheinisch Westfälisches Elektrizitätswerk*
E.ON	*Energy corporation based in Düsseldorf*
Elsam	*Elektrificeringen af Danmark*
REN	*Rede Eléctrica Nacional*
EDP	*Energias de Portugal*
DTE	*Integrated energy company of Detroit Edison*
FENIX	*Flexible Electricity Network to Integrate the Expected "Energy Evolution"*

Introduction

Afin de répondre aux problématiques d'économie d'énergie et de réduction des émissions de gaz à effet de serre la production d'électricité, une centrale électrique virtuelle est proposée comme solution optimale. C'est pourquoi, partout dans le monde, de plus en plus d'organismes de recherche, des entreprises ou des universités mènent des recherches sur ce sujet et développent des centrales électriques virtuelles. Dans ce chapitre, nous présentons la conception d'une centrale électrique virtuelle pour la gestion des systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (CEVPM). La Figure 2.1 montre le synoptique du projet développé dans ce chapitre.

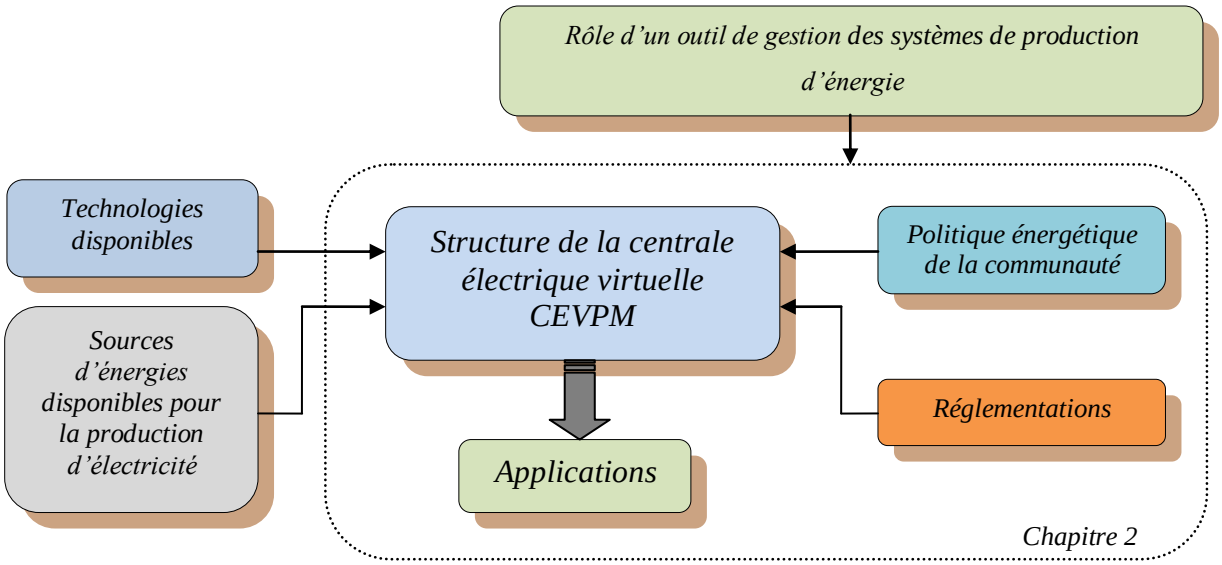

Figure 2.1 : Synoptique du projet de la CEVPM.

Le rôle d'un outil de gestion de l'énergie électrique a été présenté au chapitre 1 et met en avant la nécessité de développer une centrale électrique virtuelle. Á partir d'un état de l'art sur ce sujet, l'ensemble des travaux qui ont aboutit à la réalisation de centrales électriques virtuelles dans le monde sont référencés. La compilation et l'analyse de ces différents travaux a permis d'optimiser le développement de la centrale virtuelle développée pour la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée. L'étude de sa politique énergétique a contribué, à concevoir des scénarios de simulation, selon la capacité et les caractéristiques des sites de production d'énergie renouvelable.

La structure de la CEVPM sera présentée par la suite avec ses applications pour la gestion des systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée. La CEVPM proposée intègre un outil supplémentaire pour optimiser un système multi-sources de production d'électricité (pour le dimensionnement du système de production à distribuer). La CEVPM peut être adaptée à d'autres environnements.

2.1. Les centrales électriques virtuelles dans le monde

Les centrales électriques virtuelles intéressent depuis un moment des équipes de recherche, mais ont toujours conservé un lien applicatif direct. Notre étude de l'état de l'art de différents types de centrales électriques virtuelles montre qu'il n'y a pas encore de définition commune d'une Centrale Electrique Virtuelle (CEV) dans le monde. Il existe donc différents types de CEV. Aux USA, l'entreprise Encorp (Fort Collins, Colorado) [1] a développé un logiciel "Virtual Power Plant" pour la gestion optimale des systèmes de production d'électricité. Des groupes de production d'électricité (générateurs à gaz naturel, micro-turbines, turbines à combustible, éoliennes, générateurs diesel, piles à combustible, etc.) sont connectées par un réseau de communication et sont commandés par une centrale de commande à distance.

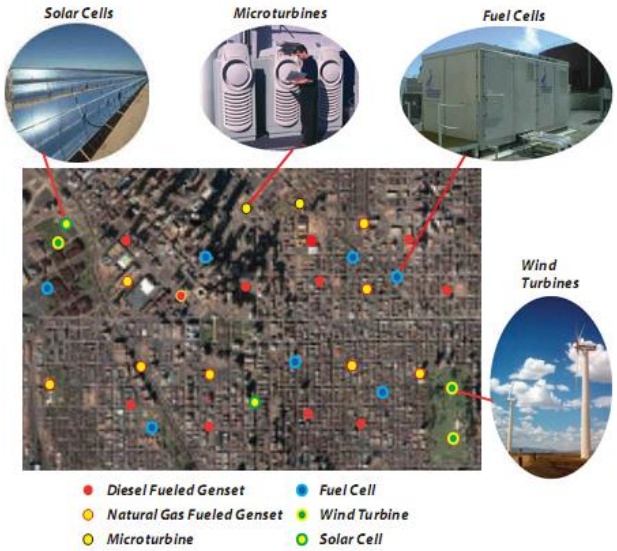

Figure 2.2: Distribution des sources d'énergie sur les sites virtuels de production [1].

L'avantage de ce logiciel est qu'il permet de créer de multiples sites virtuels à partir de l'ensemble des sources d'énergie à disposition. Ceci donne la possibilité aux producteurs de choisir le type d'énergie et la puissance totale qui sera distribuée. La Figure 2.2 [1] montre la distribution des sources d'énergie composant la centrale virtuelle, répartis sur différents sites virtuels de production. Ce logiciel peut être utilisé pour gérer la distribution de la production,

la gestion électrique d'un village, la production d'électricité par cogénération, la gestion économique des pics de consommation et de production ainsi que pour économiser la charge d'électricité journalière.

En Allemagne, certaines entreprises et universités débutent également des projets sur le développement de centrales électriques virtuelles. La région du Harz a créée une centrale électrique virtuelle [2] à partir d'une multitude d'installations énergétiques. Le développement des éoliennes et maintenant du photovoltaïque à grande échelle conduit à une structure de production inédite : de nombreuses petites installations avoisinent de grosses centrales de production. Cette solution originale est soutenue par le fond régional européen en collaboration avec l'université de Clausthal et des industriels allemands. Le casse-tête de tout exploitant de réseau électrique est d'anticiper la demande, et surtout d'écrêter les pics de consommation qui dans le marché libéré de l'énergie coûtent très cher. Dans le Harz environ deux cents petites installations de cogénération privées à moteur ont été installées après la réunification. Il y a également un certain nombre de groupes électrogènes de secours et de petites centrales hydrauliques. L'idée est donc de créer une centrale électrique virtuelle à partir de toutes ces installations avec au cœur du système un calculateur central. Celui-ci est connecté par toutes sortes de moyens (téléphone, radio, internet) à chacune des installations de production d'énergie. Avec ce système il est possible de mobiliser très rapidement des capacités supplémentaires de production et ainsi de répondre à un pic de demande. Ainsi, les pics de consommation coûtent moins cher que s'ils étaient assurés par un des gros producteurs d'énergie et les possesseurs de ces petits groupes y trouvent leur intérêt car cette production leur est dûment payée. Ce projet et les résultats de cette expérimentation pourraient être réalisés d'ici une vingtaine d'année.

Un autre type de centrale électrique virtuelle est proposé par des chercheurs de l'université de Kassel (Allemagne). Il s'agit d'une "Centrale Electrique Virtuelle sur Internet" à l'échelle de l'Allemagne [3]. Kombikraftwerk, le démonstrateur, associe trois fermes éoliennes, deux centrales à biogaz, plusieurs centrales photovoltaïques et une centrale hydraulique, réparties sur tout le territoire. Tous ces équipements sont reliés par Internet et gérés depuis un centre opérationnel. Celui-ci fait appel à leurs productions respectives et les ajuste au fil du temps en fonction de la demande d'électricité. Le centre opérationnel sélectionne en effet une ou plusieurs sources en parallèle, selon leurs capacités à produire de l'électricité à un moment donné. Pour les sources intermittentes, ce seront, par exemple, une force du vent suffisante

pour les éoliennes, ou l'ensoleillement pour les panneaux voltaïques. Le relais, ou le complément, peut être assuré, de jour comme de nuit, par les centrales à biogaz qui stockent le méthane qu'elles produisent. Si la demande d'électricité est satisfaite, le surplus de courant est alors envoyé vers la centrale hydraulique où des pompes opèrent la remontée de l'eau vers le bassin déversant, fournissant ainsi une nouvelle réserve d'énergie potentielle.

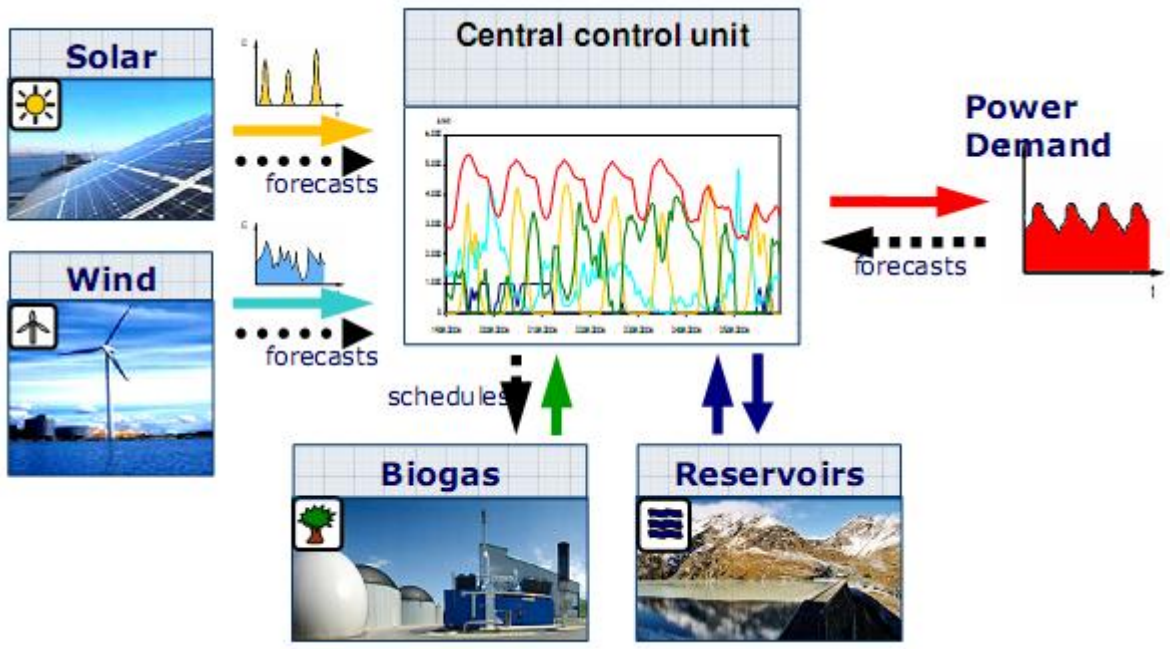

Figure 2.3 : Principe fondamental de la centrale électrique combinée [4].

Il existe une autre centrale électrique virtuelle nommée "Centrale Electrique Combinée", initiative des entreprises Enercon GmbH, Schmack Biogas AG et Solarworld AG, soutenue par de nombreux partenaires du secteur des énergies renouvelables [4]. La Figure 2.3 montre le schéma de l'unité centrale de la centrale électrique combinée. Cette centrale connecte et commande 36 éoliennes, des panneaux photovoltaïques, des centrales à biomasse et des installations hydroélectriques réparties dans toute l'Allemagne. Celle-ci est aussi fiable et aussi puissante qu'une centrale de production d'électricité classique à grande échelle. La "Combined Renewable Energy Power Plant" montre comment, à travers un contrôle conjoint de petites centrales décentralisées, il est possible de fournir de l'électricité de façon fiable en fonction des besoins. Elle combine de manière optimale les avantages de diverses sources d'énergie renouvelable. Les éoliennes et les panneaux solaires sont les sources principales générant l'électricité, avec bien évidemment une production qui varie selon la quantité de vent et l'irradiation solaire disponible. Le biogaz et l'hydroélectricité sont utilisés en appoint pour compléter la production si celle-ci n'est pas suffisante. En effet, leur stock énergétique

(réservoir de gaz ou d'eau) ne sont convertis en électricité que pour équilibrer les fluctuations à court terme. Techniquement, l'objectif de cette centrale est de fournir 100 % d'électricité générée par des énergies renouvelables. La Figure 2.3 [4] montre le principe fondamental de la centrale électrique combinée.

En se basant sur un objectif identique pour la création d'une centrale électrique virtuelle, la ville de Toronto (Canada) a étudié la possibilité d'unir plusieurs installations productrices d'électricité en un seul réseau [5]. Cette centrale fonctionnerait selon les mêmes principes qu'une centrale électrique traditionnelle, mais plutôt que d'être une seule installation d'envergure, elle exploiterait et distribuerait l'électricité produite par le biais de petits producteurs d'énergie raccordés à un réseau de production décentralisé. Ces producteurs d'électricité seraient répartis à travers le territoire de la Ville de Toronto, dans des édifices industriels, commerciaux et multi-résidentiels. Des génératrices, des micro-turbines, des équipements de cogénération et des parcs éoliens créeraient l'énergie nécessaire pour alimenter les procédés industriels, pour répondre aux besoins en chauffage, en climatisation et en électricité, et contribueraient à alimenter les systèmes électriques auxiliaires. Ce projet permettrait de réaliser les économies d'échelle nécessaires pour produire l'énergie électrique à partir d'un réseau décentralisé et de revendre celle-ci au réseau de distribution d'électricité. Cependant, en raison d'obstacles liés à la commercialisation et à la réglementation, le projet a dû être pour l'instant suspendu.

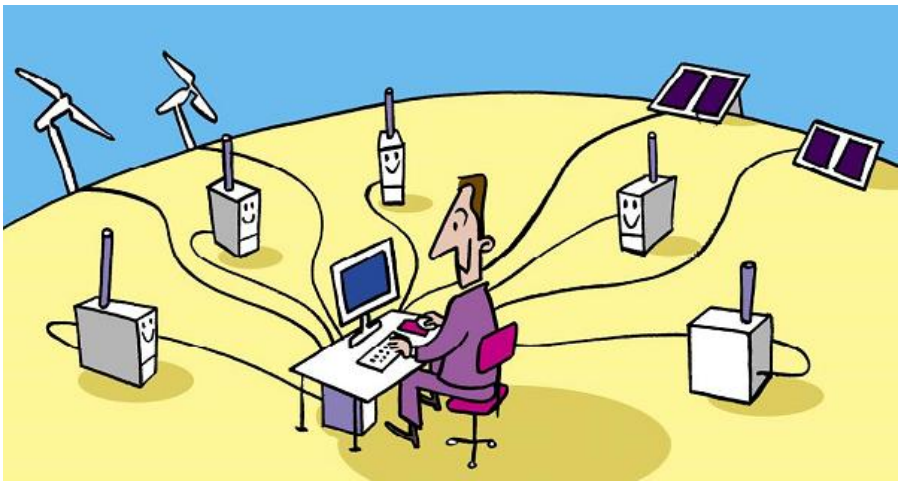

Figure 2.4 : La centrale électrique virtuelle aux Pays-Bas [6].

A Gasunie (Pays-Bas), le projet "Micro cogeneration technology and the virtual power plant" [6] est proposé par Pierre Batholomeus et Hans Overdiep (Université de Groningen).

L'idée principale de ce projet est d'optimiser la gestion des sources d'énergie (gaz naturel, diesel, charbon), de diminuer l'émission de CO_2, et d'augmenter la capacité de transport de l'énergie. Tous les systèmes de production et de consommation d'énergie sont gérés par informatique (Figure 2.4).

En France, EDF (Electricité de France) utilise un outil nommé "Virtual Power Plant (VPP EDF)" pour la vente aux enchères d'électricité. Cet outil né en 2000, est distribué par Power Auction [7]. Cette plate-forme logicielle a d'abord été utilisée commercialement pour les ventes aux enchères (VPP de l'EDF) en 2001. La plate-forme de ce logiciel a ensuite été utilisée pour la vente aux enchères d'électricité, de gaz, "environmental auctions", de diamants, et des créneaux aéroportuaires prototypes. Celle-ci a été utilisée par plusieurs sociétés nationales d'électricité : Electrabel (Belgique), Endesa-Iberdrola (Espagne), Nuon (Pays-Bas), RWE et E.ON (Allemagne), Elsam (Danois), REN et EDP (Portugal) [8]. La Figure 2.5 [10] nous montre le schéma du marché de gros français. La production VPP en France occupe 7% du total de production et d'importation de l'électricité française.

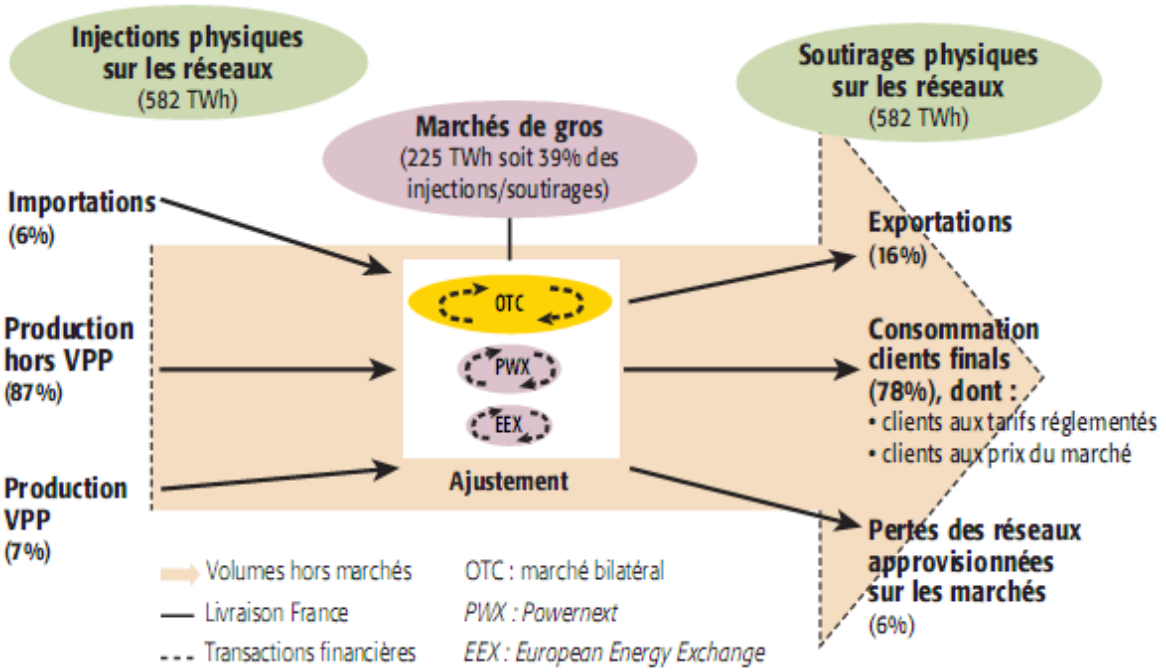

Figure 2.5 : Le marché de gros français pour l'électricité [10].

Le VPP d'EDF créé pour augmenter la compétitivité en France est à la base de contrats optionnels qui permettent aux titulaires l'accès à une capacité de production à prix prédéterminé (par MWh) après avoir payé une prime initiale à la vente aux enchères VPP[11].

Il existe bien d'autres exemples de projets utilisant les centrales électriques virtuelles comme par exemple au sud de Charlotte (Caroline du Nord, USA) [12], au Detroit d'Edison par "DTE Energy" [13], à Magdeburg [14] et en Belgique [15].

2.2. Définitions

D'après la définition de la centrale électrique virtuelle proposée dans le projet Fenix [19], une centrale électrique virtuelle est un outil qui permet de gérer la capacité des systèmes de production d'électricité (SPE). Elle permet de modéliser les SPE à partir des paramètres caractérisés pour chaque SPE et d'ajouter l'impact du réseau à la capacité totale de la production. Une CEV est aussi une représentation flexible d'un portefeuille de SPE qui peut être utilisée pour faire des contrats (vente-achat) sur le marché de l'électricité ou demander des services au gestionnaire du système. Il existe deux types de CEV, les CEV commerciales et les CEV techniques. Une CEV technique (CEVT) (figure 2.6) est un type particulier de CEV. Elle comprend des SPE de la même zone géographique et intègre l'influence en temps réel du réseau local, ainsi que la représentation des coûts et des caractéristiques de fonctionnement du portefeuille.

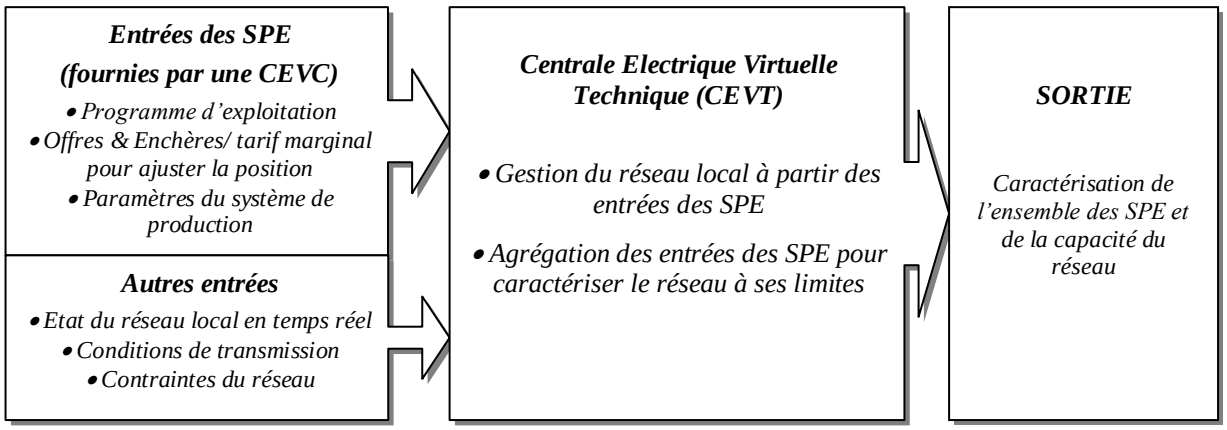

Figure 2.6: Centrale électrique virtuelle technique.

Les services et les fonctions d'une CEVT sont constitués d'un système de gestion local pour les opérateurs du système de distribution (OSD), les opérateurs du réseau de transport (ORT), d'un système d'équilibrage ainsi que de services auxiliaires. L'opérateur d'une CEVT a besoin des informations détaillées du réseau local. Une centrale électrique virtuelle technique est généralement utilisée dans un système de production d'électricité (SPE) afin de configurer et de caractériser sa capacité ainsi que les paramètres de ses générateurs. Les

entrées principales d'une CEVT sont fournies par une centrale électrique virtuelle commerciale (CEVC).

Une CEV commerciale (CEVC) est un autre type de VPP (figure 2.7). Elle représente les coûts et les caractéristiques d'exploitation pour le portefeuille des SPE. L'impact du réseau de distribution n'est pas pris en compte dans une CEVC. Les services et les fonctions rendues par une CEVC incluent la négociation sur le marché de gros de l'énergie, l'équilibrage des portefeuilles destinés au négoce et à la fourniture de services (à travers la soumission des offres et des demandes) de l'opérateur du système. Les opérateurs de CEVC peuvent être n'importes quels agrégateurs tiers, un arbitre d'équilibrage partie responsable (AEPR) avec l'accès aux marchés ou un fournisseur d'énergie.

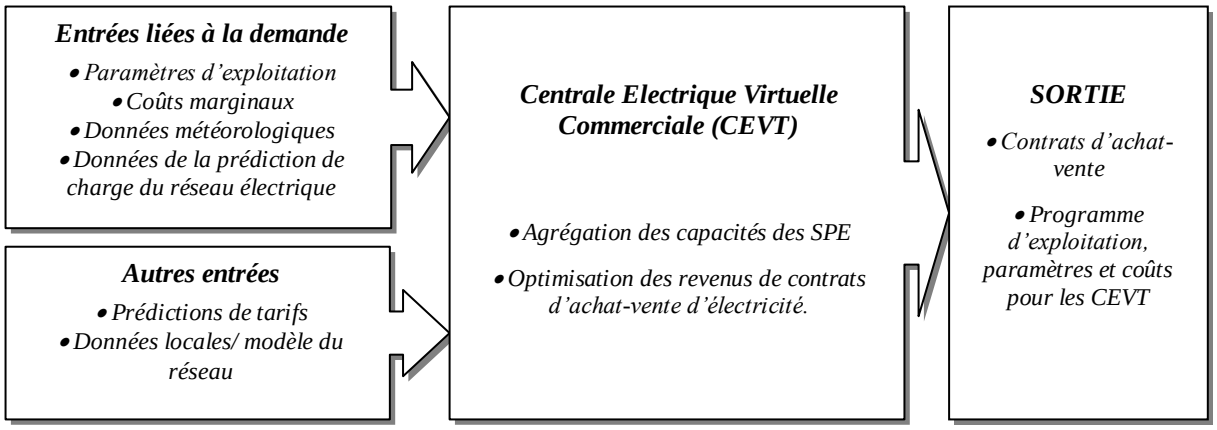

Figure 2.7: Centrale électrique virtuelle commerciale.

En résumé, cette étude montre que, sous la dénomination de "Virtual Power Plant", se cachent des applications et des types de centrales électriques virtuelles bien différentes. Les centrales électriques virtuelles peuvent être créées pour la vente aux enchères d'électricité, la gestion des systèmes de production d'électricité à distance ou la coordination de la production d'électricité et de la consommation avec échange sur le marché de gros de l'électricité. En termes de technologies, le développement de chaque centrale électrique virtuelle pose inévitablement de nombreuses difficultés. En effet, comment prédire exactement la vitesse du vent, l'irradiation solaire (horaire, journalière, mensuelle) afin d'estimer la capacité de production des SPE ? Quelle confiance accorder à la précision des calculs effectués par les logiciels utilisés ? Comment les changements climatiques, la modification du comportement des zones de consommation énergétique ou les évolutions démographiques vont-elles influer sur la gestion des SPE ? Tous ces facteurs influencent la précision des résultats de simulation utilisés dans les centrales électriques virtuelles. Une des limitations actuelles majeures est que

ces problèmes ne sont pas suffisamment pris en comptes et qu'aucun effort collectif n'est consenti pour avancer dans cette voie. En bref, pour optimiser efficacement la gestion de l'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, le développement réfléchi d'une nouvelle approche par centrale électrique virtuelle est nécessaire.

2.3. Conception d'une centrale électrique virtuelle pour la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée

2.3.1. Approche générale

En France, le marché libre de l'électricité est mis en œuvre depuis quelques années. La première mise aux enchères de capacités de production par EDF (VPP) s'est déroulée lors du lancement du marché Powernext Spot ainsi que du marché de produits délivrés Powernext Futures. Ces mises aux enchères datent respectivement de 2001 et de 2004 [18]. De plus en plus les producteurs participent aux enchères de capacités virtuelles de production d'électricité sur le marché de Powernext. Une gestion efficace de la production et de la consommation est parfois plus importante aujourd'hui qu'elle ne l'était il y a quelques années.

L'étude réalisée et présentée au cours du paragraphe 2.1 a montré l'état de l'art concernant les centrales électriques virtuelles ainsi que les différents types de CEV. Les centrales électriques virtuelles sont créées pour répondre aux besoins d'un projet. Afin de mettre en avant les particularités de la centrale virtuelle développée, rappelons que :

- La centrale électrique virtuelle d'Encorp [1] permet la gestion d'un ensemble de générateurs de production d'électricité grâce à une approche de type "smart grid" (harmoniser les capacités de production et les consommations) en temps réel (ce type de centrale électrique virtuelle peut fonctionner sans échange avec le marché de gros).

- Les centrales électriques virtuelles [2-3] et [5-6] sont créées pour gérer des systèmes de production d'électricité avec échange sur le marché de l'électricité. Elles permettent de réaliser les économies d'échelle nécessaires pour produire l'énergie électrique à partir d'un réseau décentralisé et de revendre celle-ci au réseau de distribution.

- La centrale électrique virtuelle [4] est créée pour gérer des systèmes de production d'électricité utilisant des énergies renouvelables. L'objectif de cette centrale est de

fournir 100 % d'électricité à partir de ce type d'énergies. Elle peut donc fonctionner de manière autonome sans échange avec le marché de gros.

- La centrale électrique virtuelle [7-8] est seulement un outil pour la vente aux enchères et l'achat d'électricité.

- La centrale électrique virtuelle [19] a été créée pour la gestion des systèmes de production d'électricité. Elle peut être utilisée pour établir des contrats (vente-achat) sur le marché d'électricité ou pour demander des services au gestionnaire du système. Deux types existent : la CEV technique et la CEV commerciale.

On peut voir clairement grâce à l'estimation de la tendance future du réseau électrique, que l'échange (vente-achat) d'électricité sera très importante. En termes d'économie, les centrales [2-3], [5-6] et [19] ont des avantages, de par leurs fonctions d'échange sur le marché de gros. D'un point de vu technique, la plupart des centrales électriques virtuelles dans le mode partagent la même notion sur la gestion de l'ensemble des systèmes de production d'électricité (centralisée ou décentralisée). Toutefois, ces centrales électriques virtuelles n'intègrent pas de fonctions de dimensionnement pour optimiser l'architecture des nouveaux systèmes de production d'électricité afin de s'adapter à de nouveaux sites de production et/ou à des évolutions démographiques, économiques, politiques, climatiques ou culturelles.

Afin d'exploiter les caractéristiques que présentent les divers types de centrales électriques virtuelles étudiées, de disposer de souplesse afin d'adapter la politique énergétique, d'intégrer de façon simple les possibles évolutions (notamment concernant l'implantation de futurs sites de production d'énergie) de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée et du marché de l'électricité, un nouveau type de centrale électrique virtuelle est proposé (la centrale électrique virtuelle pour la gestion des systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée).

L'approche choisie considère les résultats des enchères du marché Powernext [9], les paramètres caractéristiques des systèmes de production d'électricité, des historiques de données météorologiques et de charge du réseau afin de gérer la production d'électricité. Le stockage ainsi que la vente et l'achat d'énergie seront gérés. Des critères et des scénarios,

définissant une stratégie sont intégrés à l'outil. Enfin, la question du dimensionnement optimal des systèmes de production sera traitée. L'implantation de nouveaux sites, afin de mieux répondre à la demande, sera étudiée. La figure 2.8 présente l'approche proposée pour le développement de la centrale électrique virtuelle CEVPM.

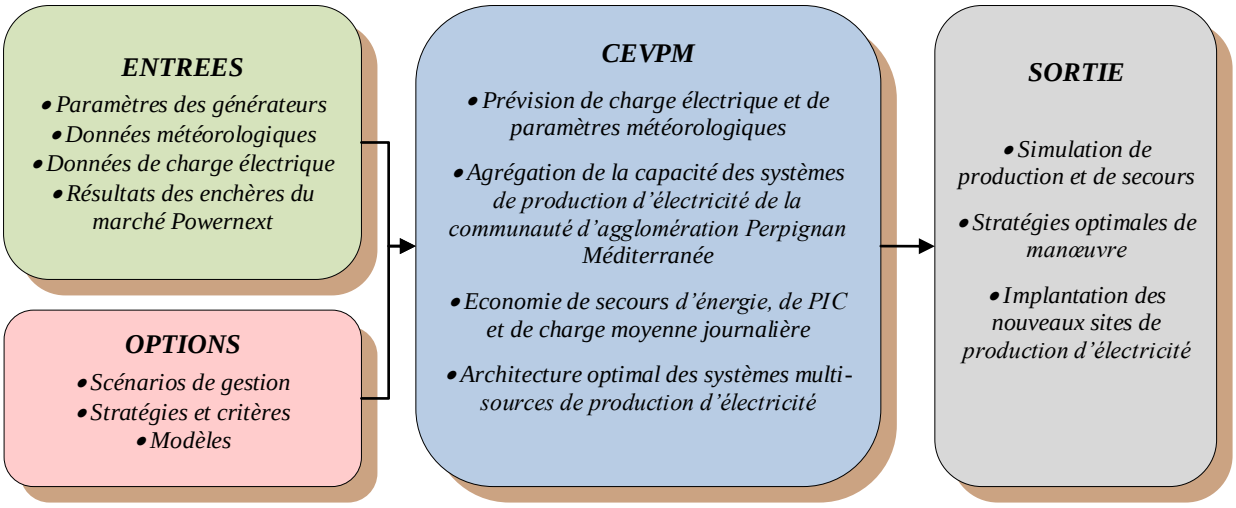

Figure 2.8: Approche proposée pour le développement de la centrale électrique virtuelle CEVPM.

Après avoir défini l'approche proposée pour la CEVPM, le paragraphe 2.3.2 présente la politique énergétique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée. Celle-ci a influé sur la structure, les scénarios et les stratégies de gestion de la production d'électricité.

2.3.2. Politique énergétique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée

La communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, qui succède à la communauté de communes Têt Méditerranée, regroupe, depuis le 1er janvier 2007, 24 communes de la plaine du Roussillon (Baho, Baixas, Bompas, Calce, Canet-en-Roussillon, Canohès, Le Barcarès, Le Soler, Perpignan, Peyrestortes, Pézilla-la-Rivière, Pollestres, Sainte-Marie-la-Mer, Saint-Estève, Saint-Féliu-d'Avall, Saint-Hippolyte, Saint-Laurent-de-la-Salanque, Saint-Nazaire, Saleilles, Torreilles, Toulouges, Villelongue-de-la-Salanque, Villeneuve-de-la-Raho et Villeneuve-la-Rivière) soit plus de 200 000 habitants, ce qui représente environ 60 % de la population du département des Pyrénées-Orientales. Sa superficie approche les 350 km^2, et

25 % de son territoire est urbanisé, ce chiffre ayant doublé au cours des dernières années. La Figure 2.9 [17] montre le plan de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée.

Figure 2.9 : La communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée [17].

La consommation électrique résidentielle annuelle de cette communauté est d'environ 436 000 MWh (dont 250 000 MWh pour la seule ville de Perpignan). Le Grenelle de l'environnement [16] a fixé comme objectif majeur de la politique énergétique Française, le développement des énergies renouvelables ainsi que la réduction de la consommation d'énergie. C'est pourquoi, dotée d'atouts climatiques exceptionnels, la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée multiplie les projets d'ampleur afin d'équilibrer, à l'horizon 2015, les besoins électriques résidentiels de l'agglomération de Perpignan grâce au développement de la production d'énergie renouvelable. Ces projets concernent l'implantation d'un parc d'environ quarante éoliennes à l'ouest de l'agglomération (production estimée : 310 000 MWh/an), de centrales solaires à Pézilla-la-Rivière, Saint-Laurent-de-la-Salanque et Torreilles sur une surface totale d'environ 100 ha (production estimée : 42 000 MWh/an), de panneaux solaires et de capteurs photovoltaïques sur les toitures de bâtiments publics et commerciaux (entrepôts du marché d'intérêt national de Saint Charles, centre technique national, tribunes du stade Aimé Giral, palais des expositions,

espace polygone, grandes surfaces diverses…) (production estimée : 48 000 MW.h/an) ainsi que la création d'un réseau de chaleur susceptible de récupérer une partie de l'énergie (chaleur) produite par l'usine de traitement et de valorisation énergétique des déchets de Calce afin de chauffer des serres agricoles (production estimée : 39 000 MWh/an) [17].

En effet, la situation énergétique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, ainsi que sa politique énergétique mentionnée réglementeront fortement la structure (paragraphe 2.3.3), les scénarios, les critères et stratégies de gestion de la CEVPM (chapitre 4). La suite présentera la structure de cet outil.

2.3.3. La CEVPM pour la gestion des systèmes de production d'énergie

La Figure 2.10 décrit la structure de l'outil de gestion des systèmes de production d'énergie de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (CEVPM). Les stratégies et les critères de gestion proposés contribueront à rationaliser le recours aux systèmes de production, réduire la consommation d'énergie fossile et promouvoir les énergies renouvelables. Des contraintes telles que, par exemple, produire l'électricité la moins chère possible ou ne recourir aux systèmes de production d'énergie renouvelable que pour répondre aux pics de consommation aux heures de pointe seront considérées. Un ensemble de scenarios prévisionnels, permettant d'évaluer l'impact de tendances démographiques, comportementales, économiques, politiques et climatiques sur la consommation électrique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée sera intégré à l'outil. Les tarifs de l'électricité permettront de comparer les stratégies de gestion et de détecter la meilleure solution pour satisfaire la demande d'électricité de la communauté. La prédiction de la charge électrique et de paramètres météorologiques (présentés dans le chapitre 3) permet d'estimer la consommation électrique de la communauté (CAPM) et la capacité de production des parcs éoliens et des sites photovoltaïques. Ces prédictions permettent de simuler les évolutions de la production d'énergie renouvelable ainsi que la demande d'électricité de la communauté.

Enfin, la CEVPM offre également la possibilité d'intégrer les nouveaux sites de production d'énergie renouvelable, dont l'implantation sur le territoire de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée est dors et déjà, pour certains d'entre eux, planifiée. A cet effet, un module de dimensionnement complète l'outil développé (paragraphe 2.3.4).

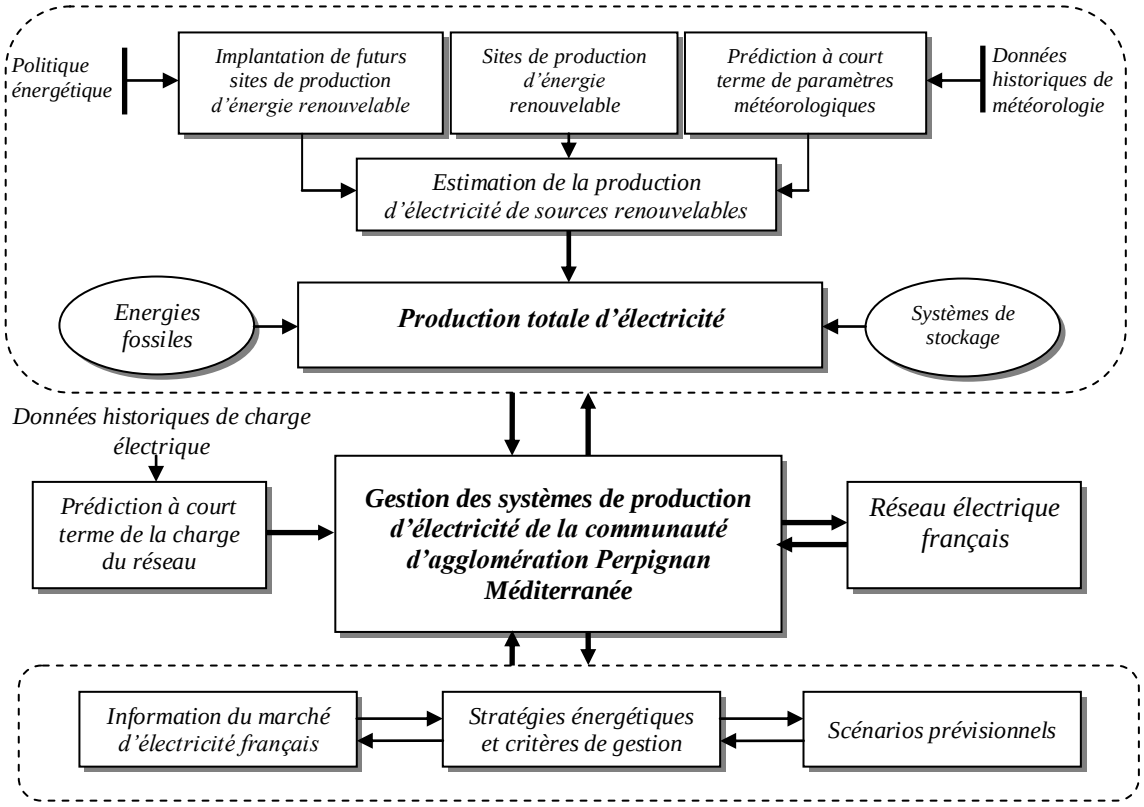

Figure 2.10 : Structure de l'outil proposé pour la gestion des systèmes de production d'énergie de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée.

2.3.4. Module de dimensionnement des systèmes de production d'énergie

Le module de dimensionnement (figure 2.11) s'appuie sur les paramètres des systèmes de production disponibles, des données météorologiques à long-terme, des données de charge du réseau électrique, des critères techniques et économiques, des informations issues du réseau électrique, les paramètres des systèmes de secours d'énergie ainsi que des informations de coûts (investissement, maintenance, carburant) pour dimensionner les systèmes de production d'électricité (quantité d'éoliennes, de panneaux photovoltaïques, d'hydro-générateurs, etc.). Le producteur peut aussi choisir les sources d'alimentation pour lancer une étude sur le coût d'investissement, le coût de l'électricité par kWh, à partir de la production, de l'architecture du système, du temps de retour sur investissement et de la rentabilité du système. Ce module tient compte de considérations économiques, des techniques disponibles et de l'émission de CO_2. Les différents scénarios développés, les critères et stratégies de gestion proposés ainsi que les résultats des simulations et des essais de dimensionnement seront décris au cours du chapitre 4.

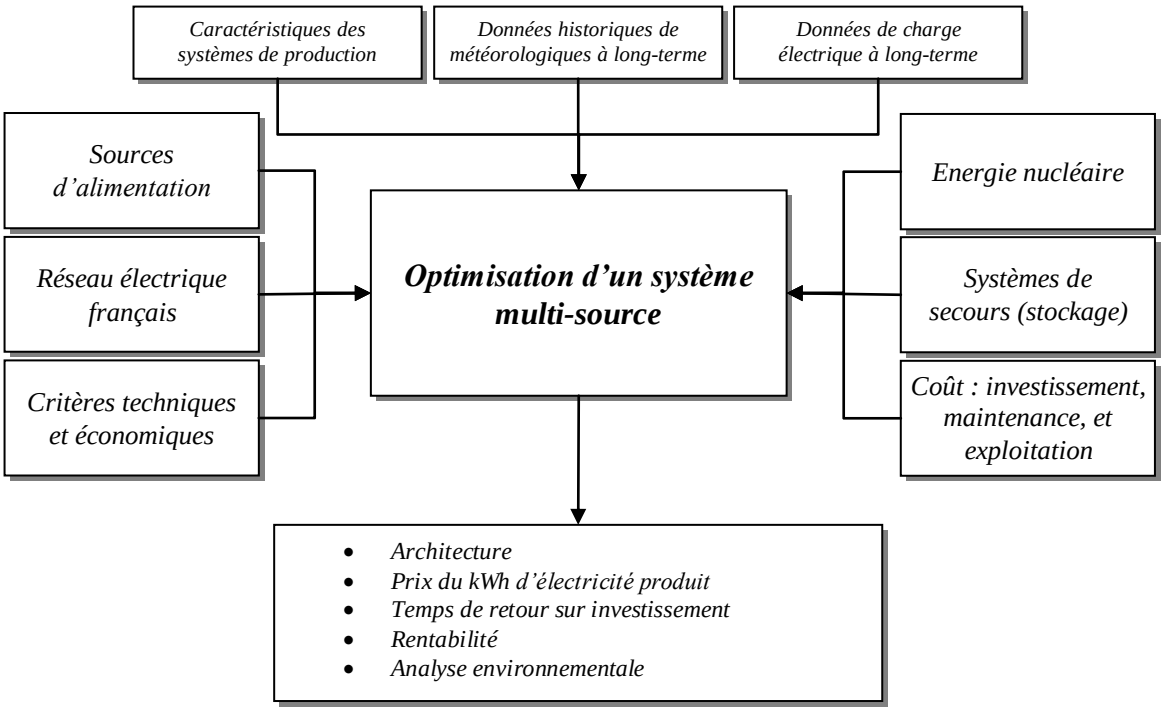

Figure 2.11 : Structure du module de dimensionnement d'un système de production d'énergie.

2.4. Synthèse

Notre objectif est de créer un outil informatique pour gérer efficacement l'offre et la demande d'électricité en donnant la priorité aux énergies renouvelables et à la protection de l'environnement.

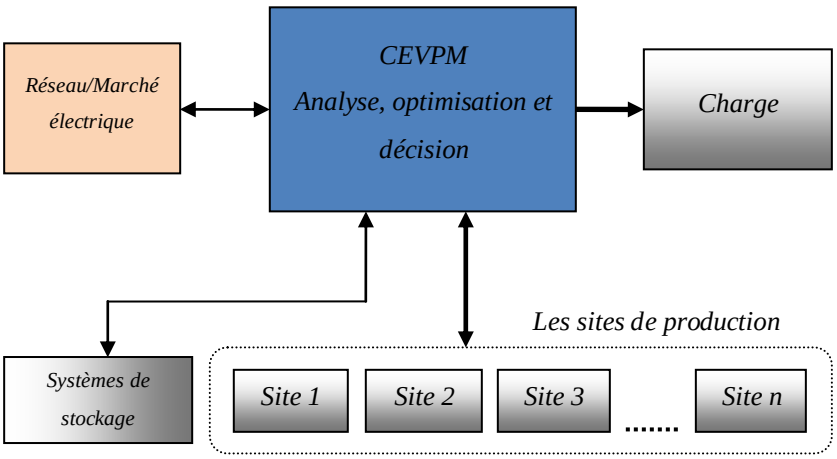

Figure 2.12 : Synthèse.

La CEVPM gère l'ensemble des ressources énergétiques de la communauté et l'achat/vente d'énergie sur le marché électrique français (figure 2.12), afin de satisfaire la demande en électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée. La production d'électricité est optimisée par une gestion globale et croisée des sites de

production, en lieu et place d'une gestion isolée de ces sites. Notons, pour compléter la figure 2.12, que :

- Les sites de production d'électricité mentionnés (site 1, site 2, …, site n) sont les sites actuels de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (systèmes photovoltaïques, parcs éoliens, sites hydroélectriques).
- Les systèmes de secours ou de stockage (générateurs diesel, piles à combustible, banque de batteries, etc.) sont disponibles.

Une large part des besoins en électricité de la communauté d'agglomération est satisfaite grâce à la production nationale d'énergie nucléaire. Pour chaque scénario prévisionnel, la CEVPM analyse les stratégies possibles en s'appuyant sur des critères techniques et économiques afin de produire une décision optimale :

- Gestion optimale des systèmes de stockage et de secours (générateur diesel, piles à combustible, batteries) afin de combler le déficit de production. Prise en compte de critères économiques et environnementaux.
- Gestion optimale des pics de consommation d'électricité. Comparaison des solutions possibles afin de satisfaire au mieux la demande.
- Gestion optimale de la production et de la consommation future, à pas de temps journalier ou mensuel (quelques jours, quelques mois, etc.). Exploitation des prédictions de charge et de données météorologiques pour définir la meilleure stratégie.

Conclusion

Dans ce chapitre, différents types de centrales électriques virtuelles, implantées ou en cours d'implantation dans différents pays du monde, ont été étudiés. Dans un deuxième temps, nous avons présenté une structure de centrale électrique virtuelle pour la gestion des systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (CEVPM) ainsi que la possibilité d'optimiser l'architecture d'un système multi-source à implanter. Enfin, l'étude de cet outil nous a permis de définir les enjeux auxquels devra répondre la CEVPM. Avec le développement rapide du marché concurrentiel de l'électricité et la nécessaire réduction des émissions de gaz à effet de serre, liées à la production d'électricité,

la CEVPM aura pour objectif principal d'améliorer l'efficacité économique et de favoriser la protection de l'environnement.

Liste des figures et des tableaux

Figure 2.1 : Synoptique du projet de la CEVPM. *41*
Figure 2.2 : Distribution des sources d'énergie sur les sites virtuels de production *42*
Figure 2.3 : Principe fondamental de la centrale électrique combinée. *44*
Figure 2.4 : La centrale électrique virtuelle aux Pays-Bas *45*
Figure 2.5 : Le marché de gros français pour l'électricité *46*

Figure 2.6 : Centrale électrique virtuelle technique *47*
Figure 2.7 : Centrale électrique virtuelle commerciale *48*
Figure 2.8 : Approche proposée pour le développement de la centrale électrique virtuelle CEVPM *51*
Figure 2.9 : La communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée *52*
Figure 2.10 : Structure de l'outil proposé pour la gestion des systèmes de production d'énergie de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée. *54*
Figure 2.11 : Structure du module de dimensionnement d'un système de production d'énergie.55
Figure 2.12 : Synthèse. *55*

Références

[1] Encorp, http://www.encorp.com.

[2] TU Clausthal, Institut für Elektrische Energietechnik, http://www.iee.tu-clausthal.de.

[3] Alternatives, http://www.alternatives.areva.com/fr/article/alternatives/795.

[4] Das regenerative Kombikraftwerk, http://www.kombikraftwerk.de.

[5] Étude de faisabilité d'une centrale électrique virtuelle (FHMV 5420), http://fmv.fcm.ca/fr/Search/PDF/GMEF5420_CS_f.pdf.

[6] Route : energy efficiency and green gas, www.netherlands-embassy.org/files/pdf/2.pdf.

[7] Power Auctions, http://www.powerauctions.com.

[8] L.M. Ausubel, P. Cramton, Virtual Power Plant Auctions as a Tool for Promoting Competition, University of Maryland and Power Auctions LLC, September 2009, http://www.marketdesign.se/images/uploads/15_Ausubel.pdf.

[9] Powernext, http://www.powernext.com.

[10] Commission de régulation de l'énergie, http://www.cre.fr/fr/content/download/3625/66567/file/1152782313089.pdf.

[11] M. Armstrong, A. Galli, Evolution of French electricity markets, 32nd IAEE International Conference, June 2009, San Francisco, USA.

[12] Duke Energy, Smart Energy Newsroom, http://smartenergynewsroom.com/2009/06/08/virtual-power-plant-in-southeast-charlotte/.

[13] DTE Energy,.

[14] Alternative Energy,.

[15] VMx, http://www.vmx.be/eerste-virtual-power-plant-belgi.

[16] Grenelle 2015, http://www.grenelle2015.fr.

[17] Communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, http://www.perpignan mediterranee.com.

[18] Commission de régulation de l'énergie, http://www.cre.fr/fr/marches/marche_de_l_electricite/marche_de_gros.

[19] Fenix Project, http://www.fenix-project.org/.

Chapitre 3

Prédiction de la charge électrique et de paramètres météorologiques

Table des matières

Abréviations 63

Introduction 64

3.1. Pourquoi utiliser les réseaux de neurones et une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète ? 65

3.2. Base de données 66

3.2.1. Données à pas de temps horaire 66

3.2.2. Données à pas de temps journalier 68

3.2.3. Analyse des données 69

3.3. Décomposition des données par transformée en ondelettes 69

3.3.1. Rappel sur la transformée de Fourier 69

3.3.2. La transformée en ondelettes 70

3.3.3. Analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète : banc de filtres 71

3.3.4. Transformée en ondelettes discrète des données 72

3.4. Les réseaux de neurones artificiels 76

3.4.1. Le Perceptron multicouche 76

3.4.2. Le réseau de Kohonen 79

3.4.3. Le réseau récurrent d'Elman 81

3.4.4. Le réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade 82

3.5. Méthodologie pour la prédiction à court terme de séries temporelles 83

3.5.1. Méthodologie pour la prédiction à pas de temps journalière 83

3.5.2. Méthodologie pour la prédiction à pas de temps horaire 86

3.6. Résultats de la prédiction 87

3.6.1. Prédiction à pas de temps horaire 87

3.6.2. Prédiction à pas de temps journalier 95

Conclusion *104*

Liste des figures et des tableaux *106*

Références *109*

Abréviations

CAPM	*Communauté d'Agglomération Perpignan Méditerranée*
CEVPM	*Centrale Electrique Virtuelle pour la gestion des systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée.*
PMC	*Perceptron multicouche*
ERN	*Réseau récurrent d'Elman*
KSOM	*Cartes auto-organisatrices de Kohonen*
CCN	*Réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade*
RTE	*Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité*
TFR	*Transformée de Fourier Rapide*
PB	*Filtre passe-bas*
PH	*Filtre passe-haut*
Zero padding	*Bourrage de zéros*
db	*Ondelettes de Daubechies*
Er.rel.moy.	*Erreur relative moyenne*
DO-PMC	*Décomposition en Ondelette et Perceptron multicouche*
DO-ERN	*Décomposition en Ondelette et Réseau récurrent d'Elman*
DO-KSOM	*Décomposition en Ondelette et Réseau de Kohonen*
DO-CCN	*Décomposition en Ondelette et Réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade*

Introduction

La prévision de paramètres météorologiques et de la charge du réseau électrique permet d'estimer la production d'électricité grâce aux ressources renouvelables (des parcs éoliens et des diverses installations solaires photovoltaïques du territoire considéré), ainsi que la consommation d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (CAPM). L'optimisation de la gestion des systèmes de production d'électricité grâce à la centrale électrique virtuelle CEVPM (chapitre 2) a besoin de trois modules de prédiction (modules de prédiction à court-terme de la vitesse du vent, de l'irradiation solaire et de la charge électrique).

Pour répondre à ces besoins, plusieurs approches ont été étudiées et testées. Finalement, des modules de prédictions à court terme, à pas de temps journalier, de la charge du réseau électrique de la CAPM [1-2] ainsi que de paramètres météorologiques influençant les performances des systèmes de production, tels que l'irradiation solaire [3-4] ou la vitesse moyenne de vent [5], ont été développés en ayant recours, d'une part, à une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète des diverses séries temporelles considérées et, d'autre part, aux réseaux de neurones artificiels. Ces derniers permettent l'estimation des coefficients d'ondelettes de la ou des valeurs à prédire. Des modules de prédiction à pas de temps horaire ont également été développés [6].

La première partie de ce chapitre présente les raisons pour lesquelles nous avons choisi les réseaux de neurones artificiels et une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes pour développer les modules de prédiction de la charge du réseau électrique et de paramètres météorologiques (paragraphe 3.1). Est également présentée la base de données utilisée pour cette étude (paragraphe 3.2). La suite du chapitre présente la transformée en ondelettes discrète (paragraphe 3.3), les réseaux de neurones artificiels (le Perceptron multicouche (PMC), le réseau récurrent d'Elman (ERN), le réseau de Kohonen ou "cartes auto-organisatrices" de Kohonen (KSOM) et le réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade (CCN)) (paragraphe 3.4), la méthodologie pour la prédiction à court terme de séries temporelles (paragraphe 3.5) et les résultats de la prédiction (à pas de temps journalier et horaire) (paragraphe 3.6). Ces résultats permettent de développer les modules de prédiction à court-terme pour la CEVPM (chapitre 2).

L'idée principale des travaux réalisés est de substituer à la prédiction d'une série temporelle de grande variabilité [7] l'estimation des coefficients d'ondelettes issus de sa décomposition et dont les variabilités respectives sont plus faibles. Ainsi, sur la base de l'estimation de ces coefficients, la ou les valeurs à prédire sont obtenues par simple somme [8]. Les données utilisées nous ont été fournies par RTE (Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité et Météo France). La figure 3.1 montre l'algorithme de développement des modules de prédiction.

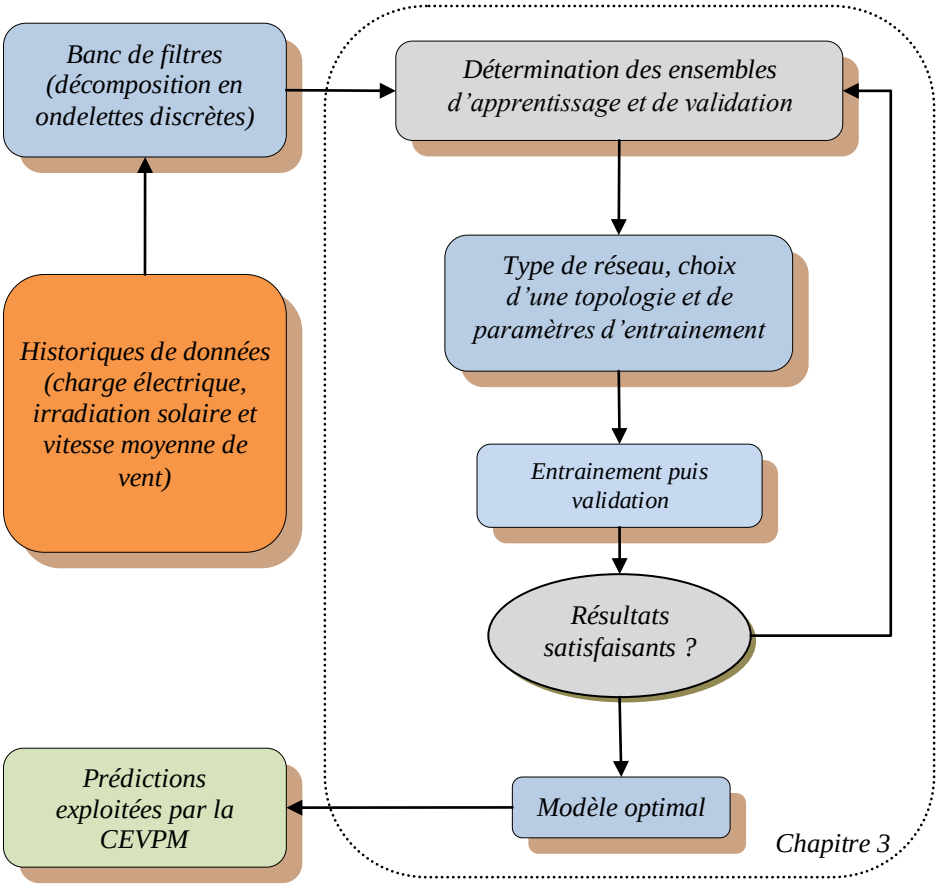

Figure 3.1. Algorithme de développement des modules de prédiction.

3.1. Pourquoi utiliser les réseaux de neurones et une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète ?

Depuis quelques années, les réseaux de neurones artificiels sont utilisés avec des résultats satisfaisants pour les prédictions de la charge électrique [9-29], de l'irradiation solaire [30-38] et de la vitesse du vent [39-45]. Ils ont de nombreux avantages par rapport à des méthodes plus classiques, car ils sont constitués de structures cellulaires artificielles élémentaires,

organisées généralement sous forme de couches, permettant d'aborder sous des angles nouveaux les problèmes de perception, de mémoire, d'apprentissage et de raisonnement. Grâce à leur traitement parallèle de l'information et à leur mécanismes inspirés des cellules nerveuses, ils infèrent des propriétés émergentes permettant de solutionner efficacement des problèmes jadis qualifiés de complexes [46]. Parmi les propriétés des réseaux de neurones artificiels, la plus remarquable est leur capacité à apprendre de leur environnement, ce qui leur permet d'améliorer leurs performances à travers une phase "d'apprentissage numérique". Cette phase a pour but d'ajuster les paramètres d'une ou de plusieurs fonctions dont on fait l'hypothèse qu'elles sont capables de décrire un processus donné avec une précision arbitraire. Ainsi, en adoptant un point de vue pragmatique, l'apprentissage d'un réseau de neurones artificiels peut être défini comme une phase dynamique et itérative se traduisant par la modification des poids des connexions qui relient les neurones des différentes couches du réseau, en réaction aux stimuli, reçus par ce réseau, de son environnement [47-48]. Par ailleurs, il est important de noter qu'il y a toujours quelques considérations arbitraires dans le choix des variables, ou de la dimension des vecteurs d'entrée [14], ainsi que dans la recherche de la topologie optimale du réseau. Ces considérations sont très fortement liées aux caractéristiques propres des données utilisées.

L'étude des historiques de données disponibles a permis d'en isoler diverses caractéristiques, comme par exemple, des variations périodiques, des propriétés statistiques et des tendances. La conclusion principale de cette étude est que la variabilité des séries temporelles considérées est importante, ce qui rend difficile la prédiction à court terme [49]. Afin d'en limiter les effets, les diverses séries sont traitées par une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète afin de les décomposer en ondelettes, aussi appelées "coefficients d'ondelettes", dont les variabilités respectives sont beaucoup plus faibles et dont le nombre dépend du niveau de décomposition [50-51].

3.2. Base de données

3.2.1. Données à pas de temps horaire

Un total de 87624 observations pour l'irradiation solaire globale horaire, de 87624 observations pour la vitesse moyenne horaire du vent ainsi que de 17520 observations pour la charge du réseau électrique, relevées à Perpignan, constituent la base de données disponible,

fournie par Météo France et RTE France. Cet historique s'étend sur la période 1997-2006 pour les données météorologiques et 2005-2006 pour les données de charge d'électricité. Les données de l'irradiation solaire horaire (et de la vitesse moyenne de vent) définissent dix séries temporelles annuelles, constituées, respectivement, de 8760 ou 8784 observations. Les données de charge définissent deux séries temporelles annuelles de 8760 observations. Les figures 3.2a, 3.2b et 3.2c présentent respectivement les séries temporelles de l'irradiation solaire globale horaire et de la vitesse moyenne horaire de vent relevées à Perpignan (années 1997-2006) ainsi que de la consommation électrique horaire de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (années 2005-2006).

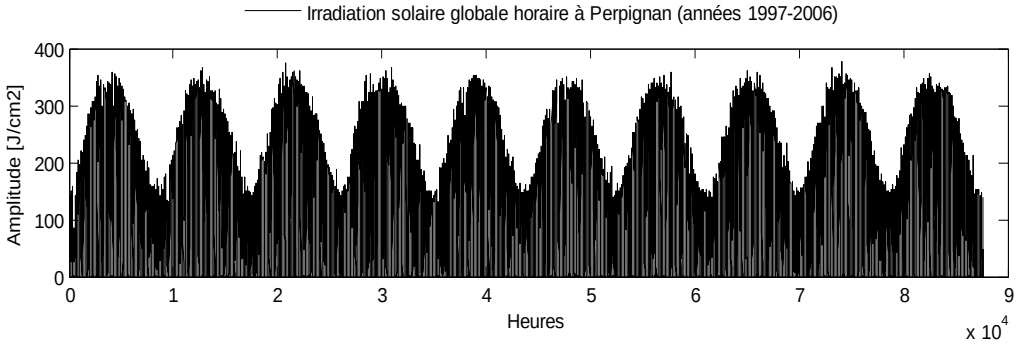

Figure 3.2a : Séries temporelles horaires pour l'irradiation solaire globale à Perpignan.

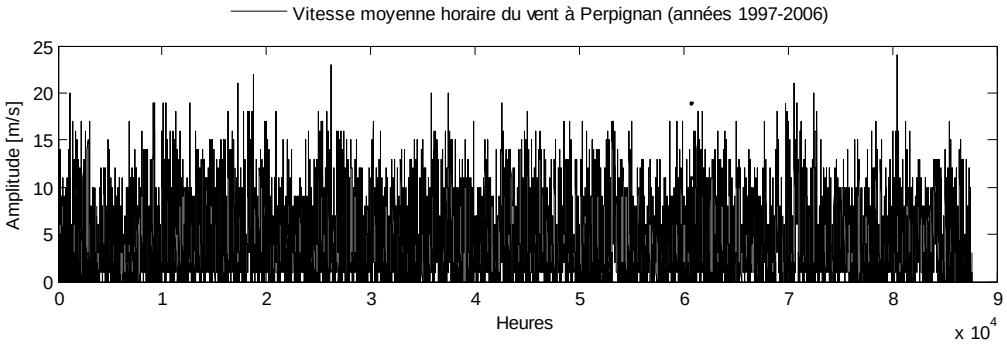

Figure 3.2b: Séries temporelles horaires pour la vitesse moyenne de vent à Perpignan.

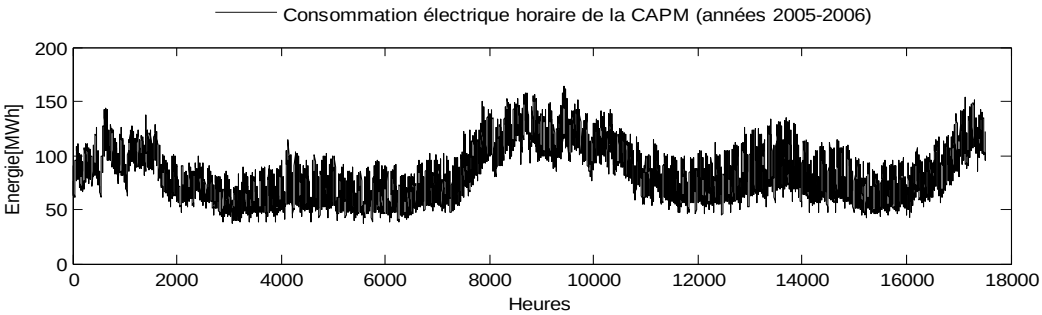

Figure 3.2c: Séries temporelles horaires pour la charge électrique de la CAPM.

3.2.2. Données à pas de temps journalier

Les données à pas de temps journalier sont crées à partir des données à pas de temps horaire. 3652 observations journalières pour la vitesse moyenne de vent et pour l'irradiation solaire globale (années 1997-2006) relevées à Perpignan, ainsi que 730 observations pour la consommation électrique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (années 2005-2006), constituent la base de données. Chaque série temporelle annuelle est donc constituée de 365 ou 366 observations. Les figures 3.3a, 3.2b et 3.2c présentent respectivement les séries temporelles de l'irradiation solaire globale journalière, de la vitesse moyenne journalière de vent (années 1997-2006) et de la consommation électrique journalière de la CAPM (années 2005-2006).

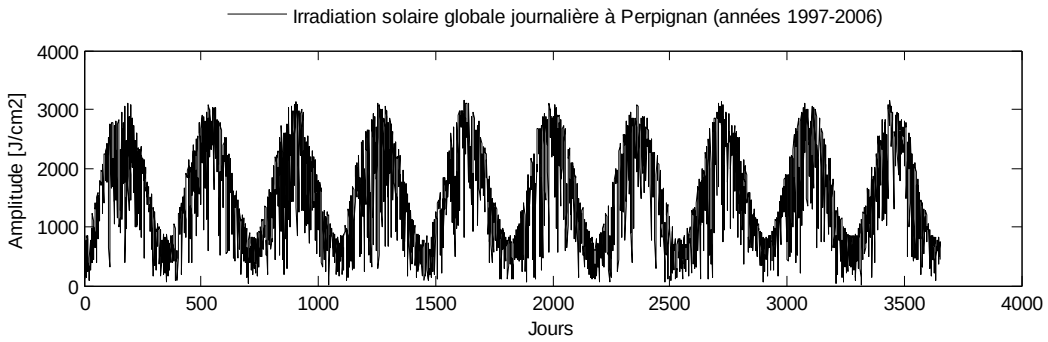

Figure 3.3a : Séries temporelles journalières pour l'irradiation solaire globale à Perpignan.

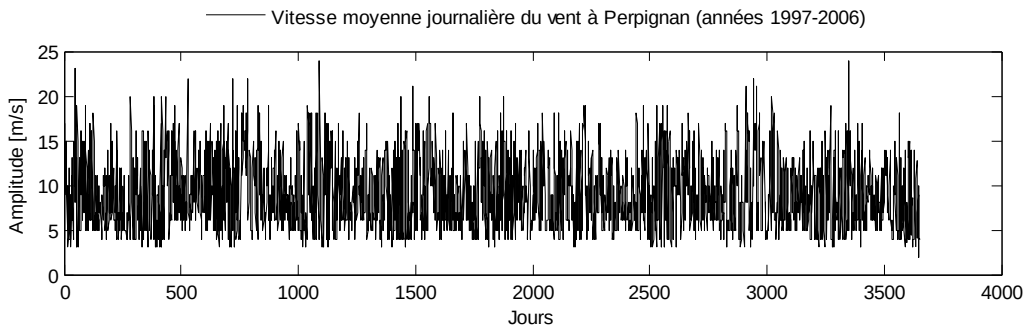

Figure 3.3b: Séries temporelles journalières pour la vitesse moyenne de vent à Perpignan.

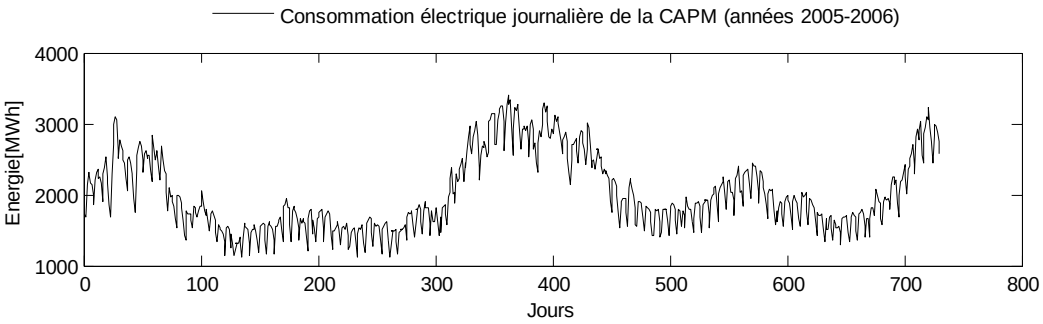

Figure 3.3c: Séries temporelles journalières pour la charge électrique de la CAPM.

3.2.3. Analyse des données

Les observations couvrant la période 1997-2005 (pour les données météorologiques) ainsi que les observations couvrant l'année 2005 (pour la charge électrique) ont été utilisées afin d'entrainer les diverses structures neuronales choisies. Celles-ci permettent de répondre à la tâche de prédiction à court-terme de la vitesse moyenne du vent, de l'irradiation solaire globale et de la charge du réseau électrique à pas de temps journalier ou horaire à Perpignan Méditerranée. La prévision de paramètres météorologiques permet l'estimation de la production d'électricité par les parcs éoliens et les panneaux solaires, déjà ou prochainement installés sur le territoire de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée. La prévision de charge du réseau électrique permet d'estimer la consommation électrique (journalière ou horaire) afin d'effectuer une gestion à court-terme de la balance d'offre-demande d'électricité pour la communauté. Les dernières observations disponibles (couvrant l'année 2006) ont été utilisées pour valider les modèles développés.

L'analyse de ces données (couvrant les années de 1997-2006 pour les paramètres météorologiques et de 2005-2006 pour la consommation électrique, à pas de temps journalier ou horaire) par transformée en ondelettes discrète sera exposée au paragraphe 3.3.3. Pour la mise en avant de comportements cycliques, de tendances ainsi que de variations saisonnières, intra-saisonnières et interannuelles, une analyse préliminaire des observations mesurées ou de ses coefficients en ondelettes discrètes est requise. Celle-ci sera présentée au paragraphe 3.4.

3.3. Décomposition des données par transformée en ondelettes

3.3.1. Rappel sur la transformée de Fourier

La transformée en ondelettes, comme la transformée de Fourier, est une transformation d'un espace d'entrée (espace temps) vers un autre espace (espace fréquentiel). Dans le cas de la transformée de Fourier classique, la base de l'espace d'entrée est par définition $\{e^{i\omega t}, \omega \in R\}$, comme nous le montre la formule suivante exprimant la transformation de Fourier [52]:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \int_{-\infty}^{+\infty} \hat{f}(\omega).\exp(i\omega t) d\omega \qquad (1)$$

Avec la transformée de Fourier numérique ou discrète (Transformée de Fourier Rapide, TFR), les variables t et $\omega = 2\pi\nu$ prenant un nombre fini de valeurs espacées de $\tau = \Delta t$, on a :

$$f[n] = \frac{1}{N}\sum_{k=0}^{N} \hat{f}[k].\exp\left(\frac{i2\pi kn}{N}\right) \tag{2}$$

La base devient dès lors discrète : $\{e_k[n] = exp\left(\frac{i2\pi kn}{N}\right), 0 \leq k < N\}$. Dans les 2 cas, la base de l'espace fréquentiel est constituée de distributions de Dirac $\{\delta(\omega)\}$, la variable ω prenant des valeurs discrètes. Les limitations de la transformée de Fourier proviennent de la différence qui existe entre les caractéristiques de ces deux types de bases : résolution très élevée en fréquence amenée par la distribution de Dirac, résolution temporelle inadaptée à certains types de signaux à cause de la périodicité des fonctions sinusoïdales composant la base (espace temps).

3.3.2. La transformée en ondelettes

L'analyse multi-résolution s'appuie sur la théorie des ondelettes. La transformée à l'origine de cette théorie présente la particularité de pouvoir adapter la fenêtre d'analyse aux phénomènes étudiés afin d'accéder à une information de fréquence localisée. Elle permet ainsi d'obtenir une représentation temps-fréquence des divers signaux étudiés. Comme la transformée de Fourier, la transformée en ondelettes décompose un signal *x(t)* en un ensemble de fonctions élémentaires qualifiées d'analysantes), les ondelettes $\Psi_{a,b}(t)$ [53,54] :

$$\Psi_{a,b}(t) = \frac{1}{\sqrt{|a|}}\Psi\left(\frac{t-b}{a}\right) \text{ , a, b} \in R;\ a \neq 0 \tag{3}$$

Ces fonctions sont générées par dilatation (paramètre a) et translation (paramètre b) d'une fonction appelée ondelette mère $\Psi(t)$, si elle est à la fois bien localisée et oscillante. Ainsi, tout signal d'énergie finie peut s'écrire comme une combinaison linéaire d'ondelettes $\Psi_{a,b}(t)$ dont les divers coefficients sont, à un facteur de normalisation près :

$$C_{a,b} = \frac{1}{\sqrt{|a|}}\int_{-\infty}^{+\infty} x(t).\ \Psi^*\left(\frac{t-b}{a}\right)dt \tag{4}$$

où Ψ^* est le complexe conjugué de Ψ. Si la base engendrée par les ondelettes n'est pas orthogonale, il y a redondance d'informations et risque d'instabilité lors de la reconstruction

du signal analysé. Par ailleurs, la transformée en ondelettes d'un signal n'est pas unique puisque dépendante de l'ondelette mère qui aura été choisie. Le signal *x(t)* peut être reconstruit à partir de la relation :

$$x(t) = \frac{1}{C_v} \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} C_{a,b} \, . \, \Psi_{a,b}(t) \frac{da \; db}{a^2} \tag{5}$$

Dans la mesure où la translation de l'ondelette mère est continue, l'information obtenue est redondante. Afin de limiter ce caractère redondant, la transformée en ondelettes discrète peut être utilisée, les translations et dilatations s'effectuant alors selon des valeurs discrètes. Les paramètres de dilatation et de translation seront alors définis par $a = a_0^m$ et $b = nb_0a_0^m$, avec $a_0 > 1$, $b_0 \neq 0$ et $(m, n) \in Z^2$ [53,54]. Le passage de la transformée en ondelettes continue à la transformée en ondelettes discrète ne supprimant pas complètement le caractère redondant, il est nécessaire de recourir à des ondelettes dites orthogonales. L'information capturée par chacune de ces ondelettes est alors complètement indépendante de l'information capturée par les autres ondelettes. Parmi les ondelettes orthogonales les plus utilisées, on citera les ondelettes de Daubechies [55], de Symlet et de Coiflet. La figure 3.4 présente dix fonctions d'ondelettes de Daubechies [56]. La fonction "db8" a été utilisée pour notre étude.

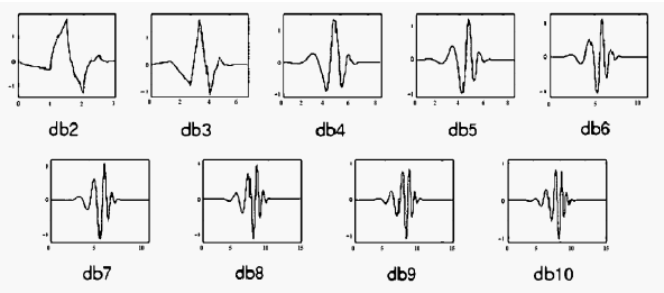

Figure 3.4: Les fonctions d'ondelettes de Daubechies.

3.3.3. Analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète : banc de filtres

L'analyse multi-résolution, et notamment l'analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète, permet d'analyser et de synthétiser des signaux multidimensionnels à différents niveaux de résolution [57]. Elle exploite l'idée que tout signal peut être reconstruit par des raffinements successifs, c'est-à-dire par l'ajout de détails en passant d'une résolution à une autre. L'implémentation de la transformée en ondelettes discrète passe par l'utilisation

d'un banc de filtres, de structure pyramidale, constitué de deux filtres, respectivement passe-bas (PB) et passe-haut (PH), qui aboutit à la décomposition d'un signal (algorithme de Mallat [58]). Ainsi, à chaque niveau de la pyramide, le filtre passe-bas calcule un signal (coefficient) dit d'approximation, qui contient les composantes basses fréquences, alors que le filtre passe-haut calcule un signal (coefficient) dit de détails, qui contient les composantes hautes fréquences. Le signal étudié est ainsi tout d'abord décomposé en un signal d'approximation A_1 et un signal de détails D_1. Après sous-échantillonnage, seule la sortie du filtre passe-bas, c'est-à-dire le signal d'approximation A_1, est à nouveau traitée par les deux filtres, c'est-à-dire décomposée en un signal d'approximation A_2 et un signal de détails D_2, et ainsi de suite. La somme, après leur sur-échantillonnage grâce à la technique dite du "zero padding" [59] (l'ajout de zéros pour augmenter la résolution d'un signal), du dernier signal d'approximation et de l'ensemble des signaux de détails permet la reconstruction du signal étudié. La figure 3.5 illustre la décomposition en trois niveaux puis la reconstruction d'un signal quelconque *x*.

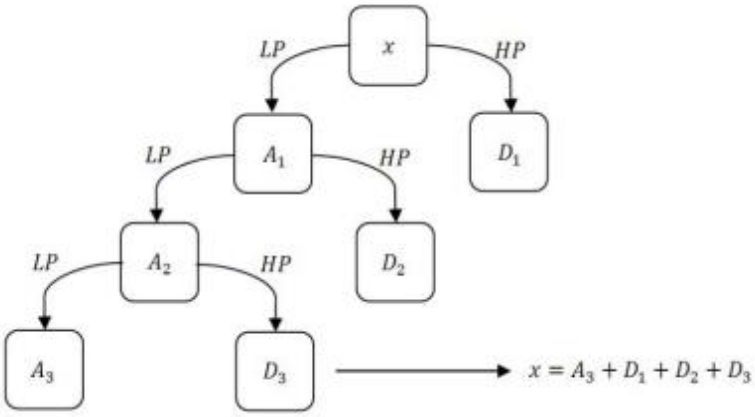

Figure 3.5 : Analyse multi-résolution aboutissant à la décomposition de niveau 3 du signal x.

3.3.4. Transformée en ondelettes discrète des données

Les paramètres météorologiques et la charge du réseau électrique à Perpignan (données horaires ou journalières) ont subi une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète et ont ainsi été décomposées en 5 niveaux (suite à divers essais, il s'agit du niveau de décomposition optimal pour lequel la précision des prédictions est la meilleure), en ayant recours aux ondelettes orthogonales de Daubechies (db8). Les figures 3.6a, 3.6b et 3.6c montrent les décompositions respectives en ondelette de Daubechies (db8) de l'irradiation solaire globale horaire à 10h à Perpignan (période 1997-2006), de la vitesse moyenne horaire du vent à 10h à Perpignan (période 1997-2006) et de la consommation électrique horaire de la CAPM à 10h (période 2005-2006). Sont présentés par ces figures les niveaux de détail D_1, D_2,

D_3, D_4 et D_5, ainsi que le niveau d'approximation A_5 des décompositions respectives. Les figures 3.7a, 3.7b et 3.7c exposent respectivement trois décompositions en ondelettes de Daubechies (db8) : l'irradiation solaire globale journalière à Perpignan (période 1997-2006), la vitesse moyenne journalière du vent à Perpignan (période 1997-2006) et la consommation électrique journalière de la ville de Perpignan (période 2005-2006). Il est aisé de remarquer que plus le niveau de décomposition est élevé, plus la variabilité des coefficients obtenus est faible. L'originalité des travaux réalisés reposant sur la substitution de la prédiction de l'irradiation solaire globale du jour qui vient par la prédiction des coefficients D_1, D_2, D_3, D_4 et A_5 de sa décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 (coefficients à partir desquels il est possible par simple somme d'obtenir la valeur de l'irradiation solaire globale recherchée), une amélioration de la précision des prédictions pouvait être espérée. Au-delà du niveau de décomposition optimal, ici fixé à 5, une poursuite de la décomposition n'a plus d'effet notable sur la précision des prédictions car cela ne permet plus d'obtenir des coefficients dont la variabilité est réduite de façon significative alors que, dans un même temps, le nombre de réseaux de neurones nécessaire, et par conséquent dont il faut fixer la topologie optimale (le nombre de neurones cachés pour les réseaux du type PMC, ERN et CCN et la dimension de la grille pour le réseau KSOM) puis entraîner, augmente.

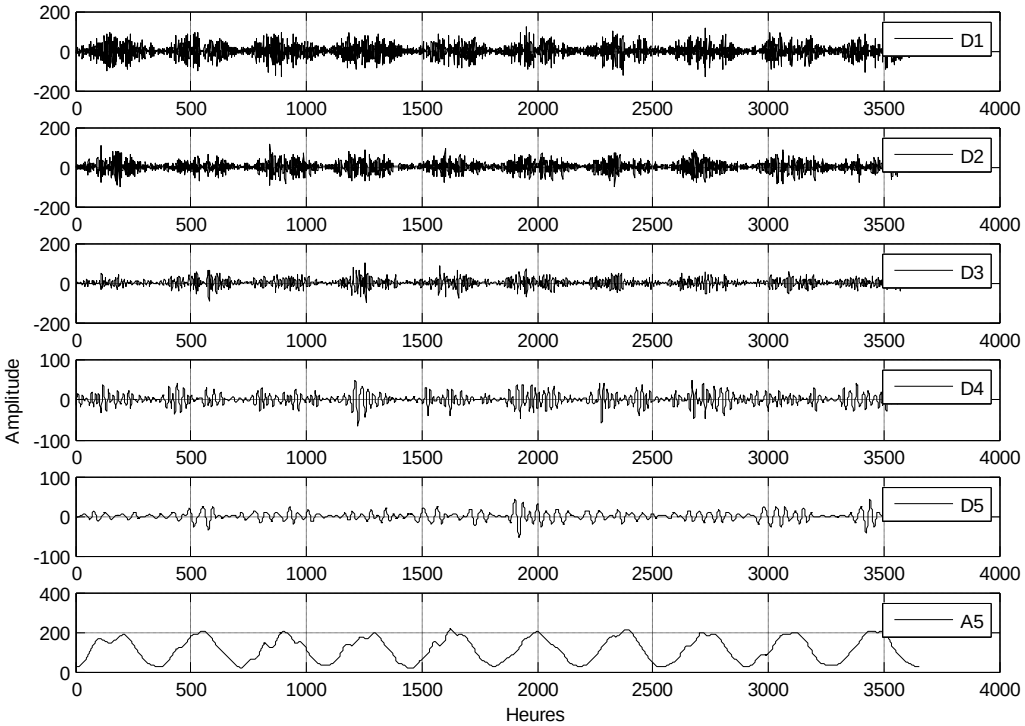

Figure 3.6a : Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de l'irradiation solaire globale à Perpignan (10h, période 1997-2006).

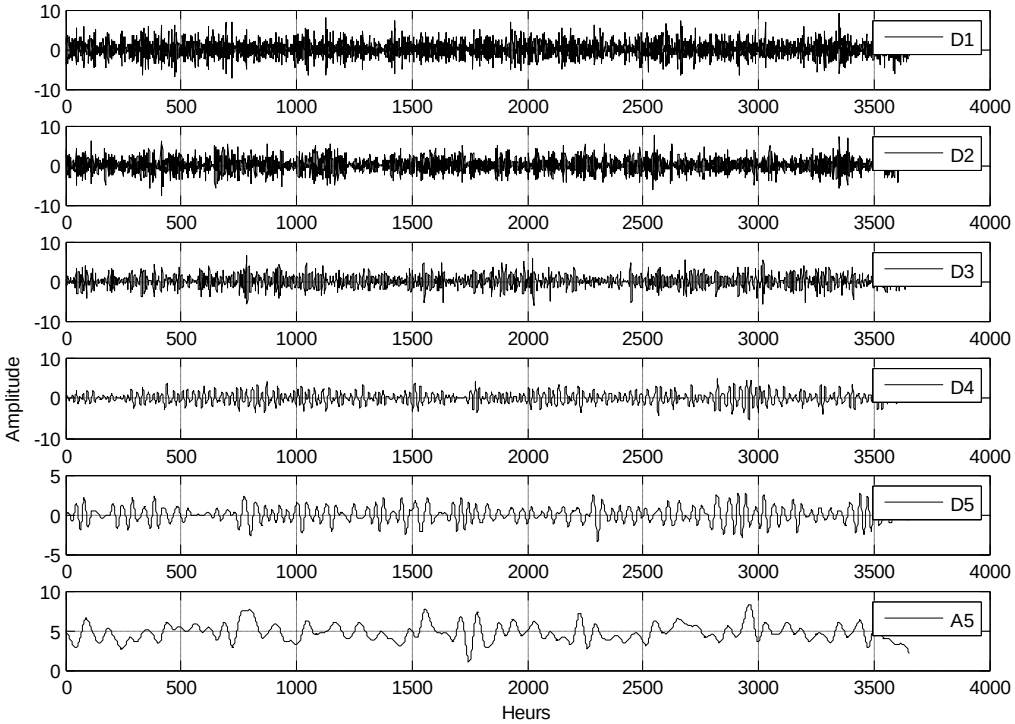

Figure 3.6b : Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de la vitesse moyenne de vent à Perpignan (10h, 1997-2006).

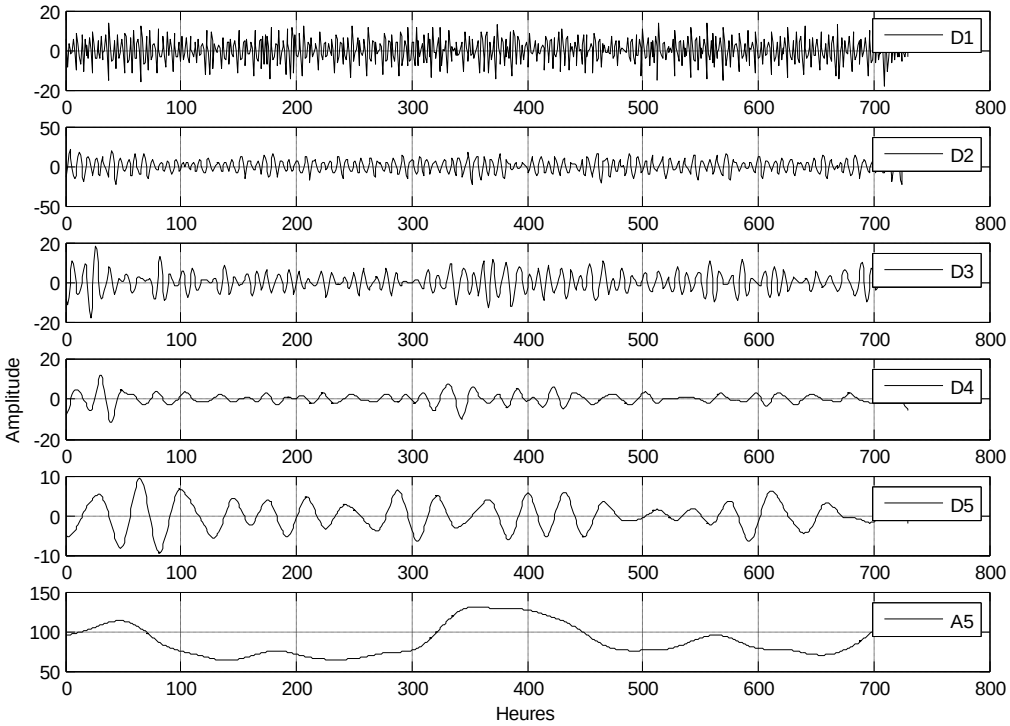

Figure 3.6c : Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de la consommation électrique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (10h, période 2005-2006).

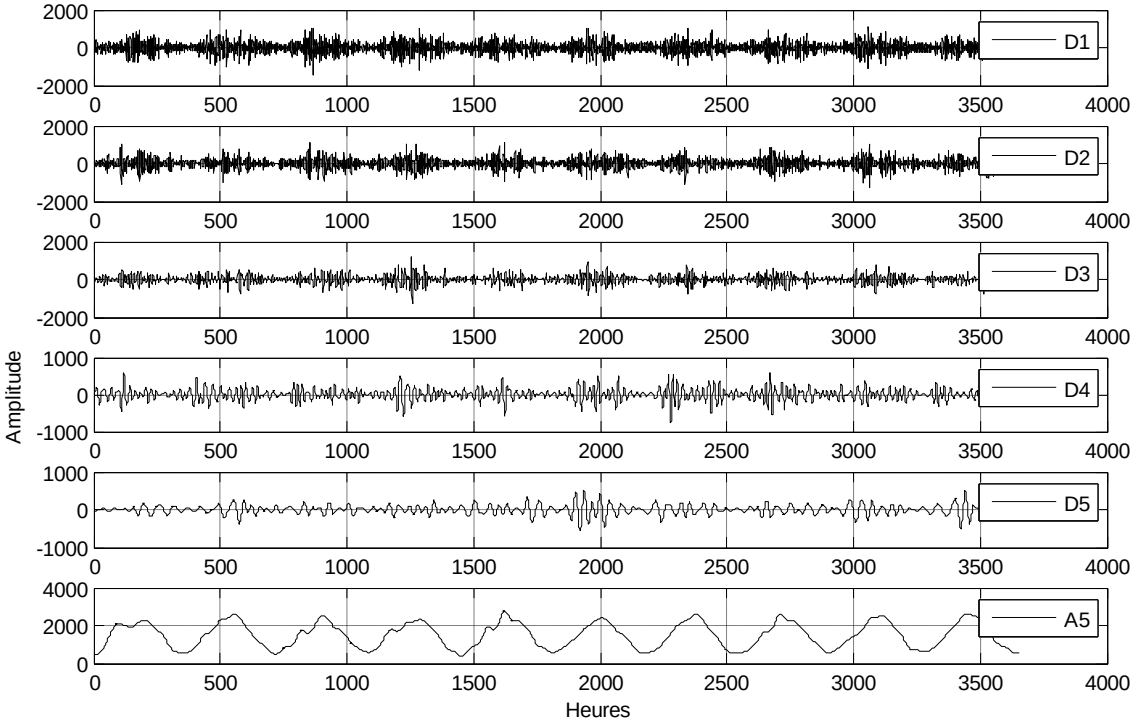

Figure 3.7a: Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de l'irradiation solaire globale journalière à Perpignan (période 1997-2006).

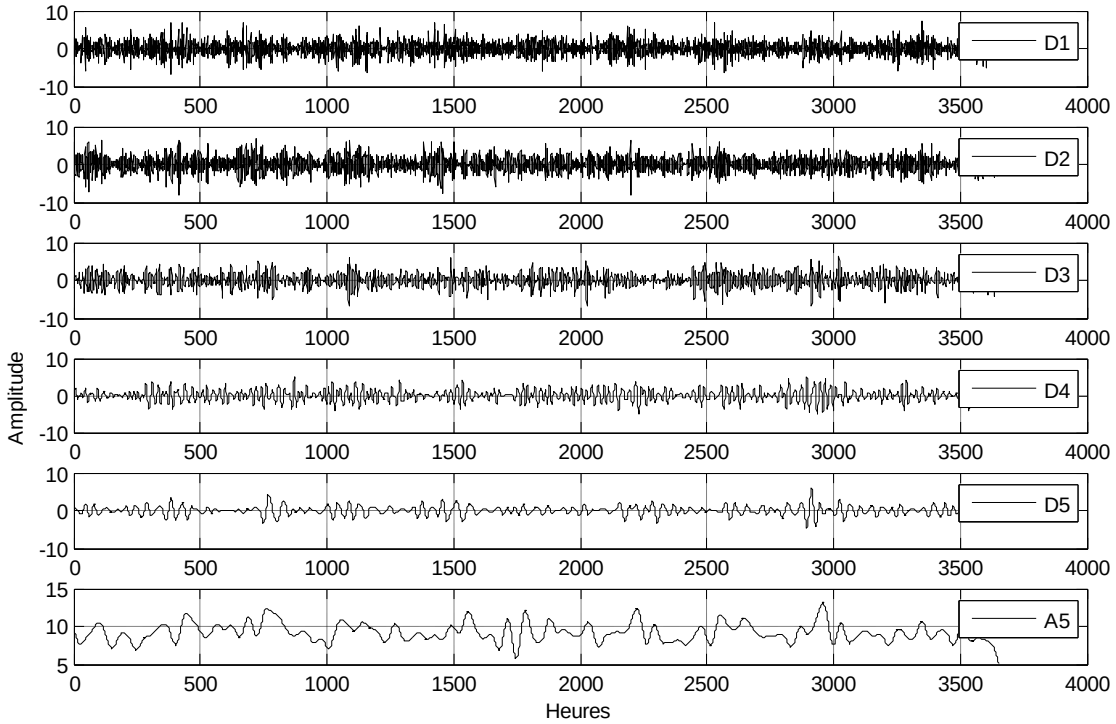

Figure 3.7b : Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (période 1997-2006).

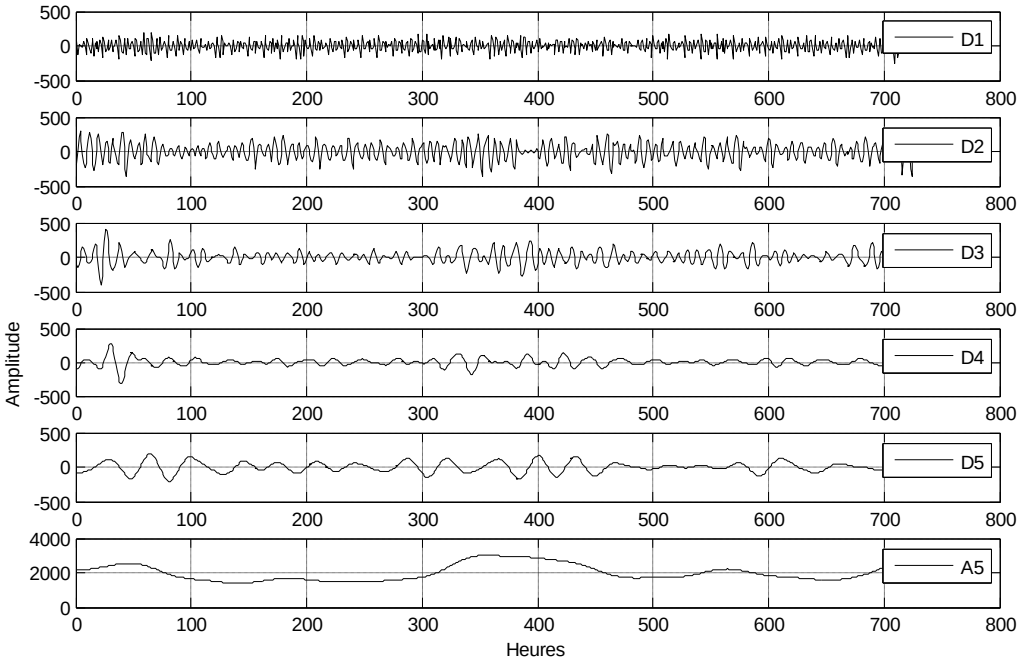

Figure 3.7c : Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de la consommation électrique journalière de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (période 2005-2006).

3.4. Les réseaux de neurones artificiels

3.4.1. Le Perceptron multicouche

Le premier réseau de neurones artificiels utilisé est un Perceptron multicouche. Il appartient à la famille des réseaux multicouches non bouclés, constitués de plusieurs couches de neurones et dont aucune des connexions n'est récurrente [60-62]. La figure 3.8 montre la représentation matricielle du Perceptron multicouche utilisé.

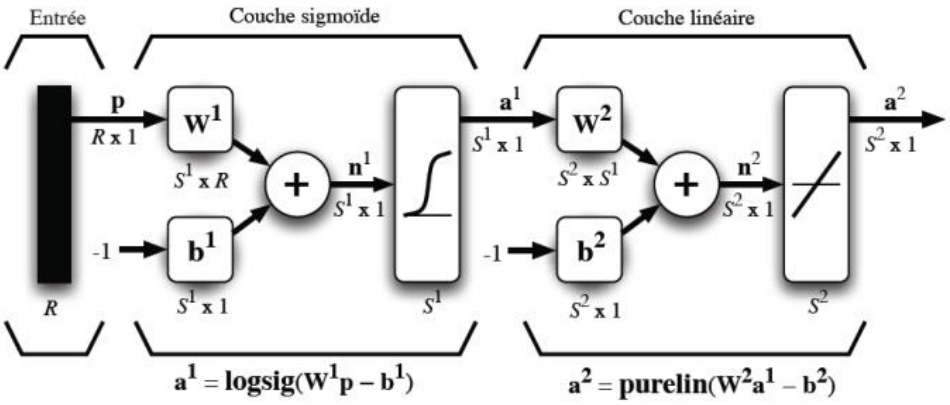

Figure 3.8 : Représentation matricielle du Perceptron multicouche.

La topologie considérée est typique de la tache d'approximation de fonction que peut réaliser ce type de réseaux : une unique couche cachée de neurones à fonctions d'activation non linéaires (en général des sigmoïdes) et une couche de sortie de neurones à fonctions d'activation linéaires [63]. En effet, il est possible d'approximer, dès lors que le nombre de neurones cachés est suffisant, n'importe quelle fonction bornée suffisamment régulière dans un intervalle fermé de ses entrées, avec une précision arbitraire, par une combinaison linéaire de sigmoïdes [64]. Pour chacune des deux couches du réseau sont définis une matrice des poids des connexions entre ses neurones et les différentes composantes de son vecteur d'entrée, notée W^k, ainsi que les vecteurs des biais b^k, des niveaux d'activation n^k et des sorties a^k, où k désigne l'indice de la couche (figure 3.8).

L'apprentissage du Perceptron multicouche est dit "supervisé". Il est caractérisé par la présence d'un "professeur" qui possède une connaissance approfondie de l'environnement au sein duquel évolue le réseau de neurones artificiels. Concrètement, les connaissances de ce professeur prennent la forme d'un ensemble de N couples (p_1, d_1), (p_2, d_2), …, (p_N, d_N), où p_n désigne un stimulus (c'est-à-dire un vecteur d'entrée) et d_n la cible de ce stimulus, c'est-à-dire le vecteur des sorties désirées du réseau, avec n = 1, 2, …, N. Chaque couple (p_n, d_n) correspond donc à un cas d'espèce de ce que le réseau devrait produire (la cible) pour un stimulus donné. En d'autres termes, l'ensemble des N couples (p_1, d_1), (p_2, d_2), …, (p_N, d_N) sont autant d'exemples à apprendre que le professeur peut fournir au réseau. Pour cela, l'apprentissage supervisé est aussi qualifié d'apprentissage par des exemples. Il est illustré de façon conceptuelle par la figure 3.9 [65-66] :

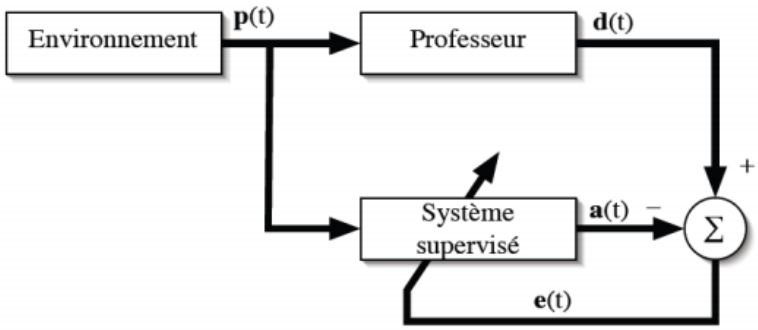

Figure 3.9 : Schématisation de l'apprentissage supervisé d'un Perceptron multicouche.

Le réseau de neurones ne connait pas l'environnement au sein duquel il évolue. Ce dernier produit un stimulus p(t) qui est acheminé à la fois au professeur et au réseau. Grâce à ses

compétences intrinsèques, le professeur produit une sortie désirée d(t) pour ce stimulus. On suppose que cette réponse au stimulus est optimale. Elle est ensuite comparée (par soustraction) avec la sortie que fournit le réseau a(t). Le signal d'erreur e(t) = d(t) – a(t) est alors réinjecté au sein du réseau afin d'en modifier, via une procédure itérative qui, éventuellement, lui permettra de simuler correctement la réponse du professeur, les poids des connexions qui relient les neurones des différentes couches. Le comportement du réseau va alors évoluer, la connaissance de l'environnement par le professeur lui étant progressivement transmise jusqu'à ce que le critère d'arrêt de l'apprentissage soit atteint. L'algorithme utilisé pour mettre en œuvre cet apprentissage supervisé porte le nom de "rétropropagation des erreurs" et est basé sur une descente de gradient.

Les deux critères d'arrêt les plus communément employés, éventuellement conjointement, sont un nombre maximum de périodes d'entrainement (les itérations), ce qui fixe une limite supérieure à la durée de l'apprentissage et permet de palier à l'absence de garantie quant à la convergence de l'algorithme utilisé, et une borne inférieure fixée sur la somme des erreurs quadratiques commises au cours de l'entrainement [62].

Les réseaux de neurones à apprentissage supervisé sont des approximateurs parcimonieux, à la fois en nombre de paramètres ajustables nécessaires (les poids synaptiques pour un réseau de neurones) mais aussi en nombre d'exemples indispensables à une bonne approximation de la fonction recherchée. L'avantage pratique des réseaux de neurones par rapport aux techniques classiques de modélisation non linéaire réside donc dans leur capacité à réaliser des modèles, d'une part, dont le nombre de paramètres ajustables est plus réduit et, d'autre part, qui sont, à partir du même nombre d'exemples, plus précis (ou de précision équivalente avec moins d'exemples). De manière générale, les réseaux de neurones à apprentissage supervisé permettent de tirer le meilleur parti des données expérimentales disponibles [62].

La phase d'entrainement d'un Perceptron multicouche, par l'intermédiaire de l'algorithme de rétropropagation des erreurs, vise à optimiser les paramètres ajustables du réseau afin de réduire l'erreur commise sur les N couples (exemples) d'apprentissage (p_n, d_n), avec n = 1, 2, …, N. Si ces données d'apprentissage sont, d'une part, en nombre suffisant et si elles sont suffisamment représentatives du processus physique sous-jacent que l'on tente d'apprendre ou de modéliser et que, d'autre part, l'algorithme a convergé vers un minimum (optimum) global, alors le réseau devrait être performant sur d'autres données issues du même processus

physique. En d'autres termes, le réseau devrait être en mesure de produire une réponse satisfaisante à une entrée p non apprise. Cependant, si les données d'apprentissage sont en nombre insuffisant et/ou partiellement corrompues par du bruit ou par des erreurs de mesure, il n'est pas acquis que le réseau entrainé traite correctement une entrée p inconnue. On parlera, pour un réseau de neurone entrainé, de sa "capacité de généralisation", c'est-à-dire de sa capacité à être performant avec des données qu'il n'a jamais vu auparavant. La phase au cours de laquelle la capacité de généralisation du réseau est testée est appelée "phase de validation". En règle générale, 70 à 80 % des exemples disponibles servent à entrainer le réseau et les 20 à 30 % restants, à le valider [67].

3.4.2. Le réseau de Kohonen

La figure 3.10 (a) décrit la topologie d'une carte auto-organisatrice de Kohonen, par l'intermédiaire de sa représentation matricielle : p est un vecteur (stimulus) d'entrée de dimension R x 1, W est la matrice des poids synaptiques de dimension S x R, regroupant l'ensemble des S vecteurs poids à R composantes associés aux S neurones de la couche compétitive du réseau, n et a sont les vecteurs respectifs des niveaux d'activation et des sorties du réseau, de dimension S x 1. Les S neurones de sortie sont organisés sous la forme d'une carte, en général rectangulaire ou carrée, définissant la relation de voisinage qui existe entre ces neurones. La figure 3.10 (b) représente la couche de sortie, ici "carrée", d'une carte auto-organisatrice de Kohonen, constituée de 42 neurones. Les neurones sont liés entre eux par des arêtes. Les neurones immédiatement adjacents au neurone i de la couche définissent son "voisinage" [62].

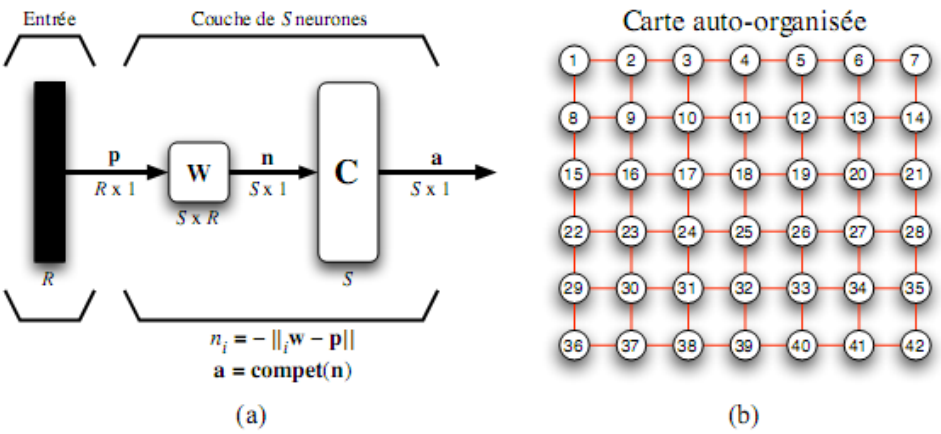

Figure 3.10 : Réseau de Kohonen avec carte rectangulaire de S = 6 × 7 = 42 neurones.

3.4.2.1. Apprentissage compétitif et notion de voisinage

L'apprentissage compétitif, comme son nom l'indique, consiste à faire entrer en compétition les neurones d'un réseau afin de déterminer lequel sera actif à un instant donné. Contrairement aux autres types d'apprentissage pour lesquels, généralement, tous les neurones peuvent apprendre simultanément et de façon identique, l'apprentissage compétitif produit un "vainqueur" ainsi que, parfois, un ensemble de neurones "voisins" de ce vainqueur. Seul ce vainqueur et, potentiellement, son voisinage bénéficient d'une adaptation de leurs poids. On dit alors que l'apprentissage est local car limité à un sous-ensemble des neurones du réseau [62].

Sous leur forme la plus simple, les réseaux de neurones à apprentissage compétitif sont constitués d'une seule couche de neurones de sortie, totalement connectée à ses entrées. A chaque présentation d'un stimulus d'entrée p(t), l'un de ces neurones est déclaré vainqueur et verra ainsi ses poids synaptiques modifiés afin de les rapprocher (géométriquement) du stimulus pour lequel il a battu, lors de la compétition, tous les autres neurones de sortie. Ainsi, pour le neurone, la mise à jour de son vecteur poids synaptiques $\Delta_i w$ au temps t est définie comme suit :

$$\Delta_i w(t) = \mu(t).[p(t) - {}_i w(t)] \textit{ si le neurone i est déclaré vainqueur}, \Delta_i w(t) = 0 \textit{ autrement.}$$

où $0 < \mu < 1$ est appelé taux d'apprentissage. Les poids d'un neurone qui ne gagne pas la compétition sont inchangés. Ce dernier ne sera donc pas affecté par le stimulus d'entrée ayant donné lieu à la compétition. Lorsqu'un voisinage immédiat $\Delta_i = k$ (Figure 3.11) autour du neurone i a été défini (les neurones adjacents étant liés entre eux par des arêtes, k est le nombre d'arêtes maximum entre le neurone i et ses voisins), la règle de modification des poids de ce neurone et de ses voisins est :

$$\Delta_i w(t) = \mu_1(t).[p(t) - {}_i w(t)] \textit{ si le neurone i est déclaré vainqueur}, \Delta_i w(t) = 0 \textit{ autrement}$$

$$\Delta_i w(t) = \mu_2(t).[p(t) - {}_i w(t)] \textit{ si le neurone i est voisin du neurone déclaré vainqueur},$$

$$\Delta_i w(t) = 0 \textit{ autrement.}$$

avec $\mu_2 \leq \mu_1$. L'apprentissage compétitif est surtout utilisé dans le cadre d'un apprentissage non supervisé, c'est-à-dire lorsque les valeurs désirées pour les sorties du réseau sont inconnues.

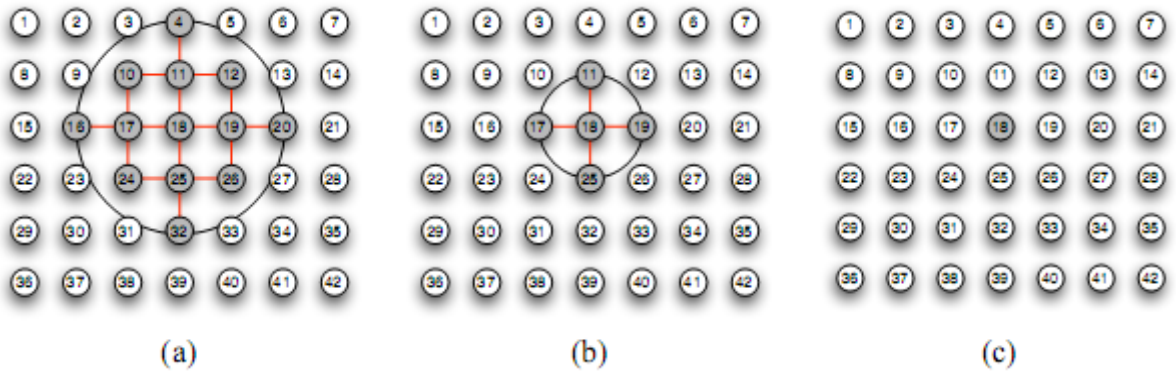

Figure 3.11 : Exemples de topologie définissant le voisinage d'un neurone (le neurone 18) de la couche de sortie, constituée de 42 neurones, d'une carte auto-organisatrice de Kohonen. (a) $\Delta_{18} = 2$*; (b)* $\Delta_{18} = 1$ *; (c)* $\Delta_{18} = 0$

Le choix du nombre optimal de neurones de sortie ainsi que l'évaluation des prototypes résultant de l'entrainement du réseau s'effectue grâce à la valeur moyenne de l'erreur dite de "quantization". Plus cette erreur est faible, meilleure est la modélisation de l'espace des entrées du réseau [68].

3.4.2.2. Les cartes auto-organisatrices de Kohonen pour l'estimation de données

L'estimation de données (mesures) manquantes au sein d'un historique, grâce aux cartes auto-organisatrices de Kohonen, s'appuie sur la technique dite "du plus proche voisin". Après avoir entrainé puis validé un réseau grâce aux exemples complets disponibles et, en conséquence, avoir optimisé les poids synaptiques associés aux neurones de sa couche de sortie afin de définir des prototypes (c'est la pertinence de ces prototypes qui apporte une plus-value et un gain de performance par rapport à une simple application de la méthode du plus proche voisin), des exemples incomplets lui sont présentés. Pour chacun de ces exemples à compléter, son plus proche voisin est choisi parmi l'ensemble des prototypes disponibles (le plus proche voisin est le prototype dont la "ressemblance" avec l'exemple à compléter est la plus grande). La ou les composantes manquantes d'un exemple sont alors remplacées par la ou les composantes correspondantes des on plus proche voisin. Plus le nombre de composantes manquantes est grand, plus la méthode est approximative et les estimations de ces composantes sujettes à caution [69-70].

3.4.3. Le réseau récurrent d'Elman

Les réseaux de neurones multicouches (paragraphes 3.3.2) ont été appliqués avec succès à des problèmes dont la résolution nécessite d'établir un modèle statique, c'est-à-dire un modèle

dont les sorties ne dépendent que des entrées à l'instant considéré et pas d'entrées ou de sorties antérieures. Cependant, un certain nombre de problèmes ne peuvent être résolus, de par leur nature dynamique, par apprentissage d'une fonction statique [71,76]. D'où le recours aux réseaux multicouches bouclés dont les connections récurrentes retardées entre couche cachée ou couche de sortie et couche d'entrée permettent aux sorties de dépendre des entrées à l'instant considéré mais aussi d'entrées et de sorties antérieures. Les réseaux de neurones bouclés portent également le nom de réseaux récurrents ou bien de réseaux à connexions récurrentes [73].

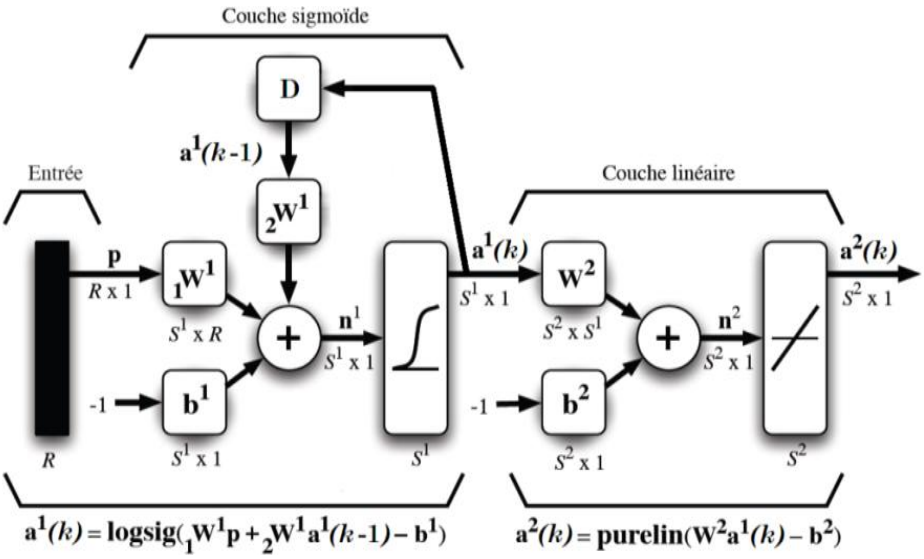

Figure 3.12 : Représentation matricielle du réseau récurrent d'Elman.

Le réseau récurrent d'Elman [72] est ainsi constitué de deux couches de neurones, une couche cachée de neurones à fonctions d'activation sigmoïdes et une couche de sortie à fonctions d'activation linéaires (paragraphes 3.3.2) (comme avec un Perceptron multicouche, il est possible, à condition de disposer de suffisamment de neurones cachés, d'approximer, avec une précision arbitraire, toute fonction bornée et suffisamment régulière sur un intervalle donné [71]) avec une connexion récurrente retardée de la couche cachée vers la couche d'entrée (figure 3.12). Cette connexion permet au réseau d'Elman de comprendre les évolutions temporelles d'un système donné et ainsi de générer des modèles dynamiques [72].

3.4.4. Le réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade

Afin de construire des réseaux multicouches (3.3.2) dont la topologie et l'efficacité de la phase d'apprentissage soient optimales, l'algorithme de type supervisé dit de "corrélation en

cascade" peut être utilisé. En lieu et place d'ajuster, au cours de la phase d'entraînement, l'ensemble des poids synaptiques d'un réseau de neurones multicouche de topologie fixe (et donc préalablement fixée), l'algorithme de corrélation en cascade permet de démarrer l'entrainement d'un réseau dont la topologie est minimale, une couche d'entrée (virtuelle) et une couche de sortie uniquement (aucun neurone caché), puis d'ajouter automatiquement et une à une de nouvelles unités cachées qui seront donc progressivement entraînées afin de créer une structure multicouche. Le nombre de neurones cachés augmente donc progressivement jusqu'à l'obtention d'une topologie optimale, pour laquelle le réseau présente la meilleure capacité de généralisation, alors que l'erreur qu'il commet au cours de sa phase d'entraînement diminue. Les avantages principaux liés à l'utilisation des réseaux de corrélation en cascade sont bien connus. Tout d'abord, aucune topologie n'étant préalablement choisie, cela permet au réseau de se construire automatiquement en fonction de la nature des données d'entraînement. D'autre part, ce type de réseau apprend très vite car chacun de ses neurones est entraîné indépendamment des autres. Toutefois, il peut souffrir de sur-apprentissage, ce qui réduit de façon significative sa capacité de généralisation (paragraphe 3.3.2), en cas de données fortement bruitées [74-75].

3.5. Méthodologie pour la prédiction à court terme de séries temporelles

3.5.1. Méthodologie pour la prédiction à pas de temps journalièr

3.5.1.1. Prédiction par réseaux de neurones

Dans un premier temps, les observations couvrant la période de 1997-2005 (pour les données de paramètres météorologiques) ou la période de 2005 (pour les données de charge électrique) ont été utilisées afin d'entrainer les diverses structures neuronales choisies, formant des ensembles d'entraînement (chaque série temporelle est constituée, sur une année, de 365 ou 366 observations journalières indicées par le temps). Les vecteurs d'entrée du modèle neuronal (figure 3.13) ont été générés à partir des ensembles d'entraînement par fenêtres glissantes [77-79]. Les entrées du réseau utilisé P_j, P_{j-1}, P_{j-2}, …, P_{j-n} (avec $n \in N$) ont été choisies à partir des observations couvrant l'année 2006 (365 observations) pour les paramètres météorologiques et la charge électrique. Les modèles neuronaux ont été donc utilisés afin de prédire directement les valeurs P_{j+1}, P_{j+2}, P_{j+3}, …, P_{j+m} avec $m \in N$.

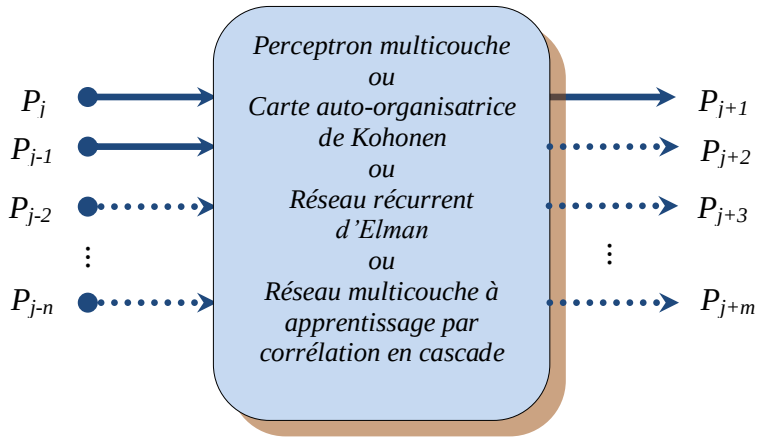

Figure 3.13 : Structure des réseaux de neurones employés pour l'estimation directe des valeurs à prédire P_{j+1}, P_{j+2}, P_{j+3}, …, P_{j+m} avec $m \in N$.

3.5.1.2. Décomposition en ondelettes et prédiction par réseaux de neurones

Quel que soit le paramètre concerné par la prédiction à court terme, la méthodologie reste inchangée : dans un premier temps, chaque série temporelle disponible (constituée, sur une année, de 365 ou 366 observations journalières indicées par le temps) est l'objet d'une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète afin de la décomposer en coefficients (paragraphe 3.3.3). Le niveau optimal de cette décomposition, le type et l'ordre des ondelettes utilisées ont été déterminés empiriquement, ces considérations influant sur la pertinence des modèles développés et la précision des valeurs futures prédites. Les différents essais préliminaires menés à bien ont en effet montré que si la décomposition n'est pas suffisamment poussée (c'est-à-dire de niveau inférieur à 5), la précision obtenue n'est pas optimale, alors qu'à l'inverse, une décomposition trop poussée (c'est-à-dire de niveau supérieur à 5) rend plus complexe le processus d'estimation des coefficients d'ondelettes des valeurs recherchées, sans gain notable de précision. En outre, les meilleurs résultats ont été obtenus en ayant recours aux ondelettes de Daubechies d'ordre 8 (figure 3.14). Chaque série temporelle est décomposée en coefficients de détails D_1, D_2, D_3, D_4 et D_5 (les composantes hautes fréquences) et un coefficient d'approximation A_5 (les composantes basses fréquences). Plus le niveau de la décomposition est élevé, plus la variabilité des coefficients obtenus est faible. La méthodologie proposée s'appuie sur l'estimation par réseaux de neurones artificiels, pour un paramètre donné P, non pas directement de valeurs futures antérieures (P_{j+1}, P_{j+2}, P_{j+3}, …, P_{j+m} avec $m \in N$) à partir d'observations qui leur sont antérieures (P_j, P_{j-1}, P_{j-2}, …, P_{j-n} avec $n \in N$), ce qui est une tache classique de prédiction de série temporelle, mais des coefficients d'ondelettes de chacune des valeurs recherchées (il est ainsi nécessaire d'avoir

recours à 6 réseaux de neurones) à partir des coefficients obtenus par analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète d'une série d'observations P_j, P_{j-1}, P_{j-2}, …, P_{j-n} avec n $\in N$, (à définir, quel que soit le paramètre P considéré, grâce à des études de corrélations) qui précèdent immédiatement les valeurs à prédire P_{j+1}, P_{j+2}, P_{j+3}, …, P_{j+m} avec m $\in N$. Rappelons que les valeurs recherchées sont obtenues en sommant les coefficients d'ondelettes estimés.

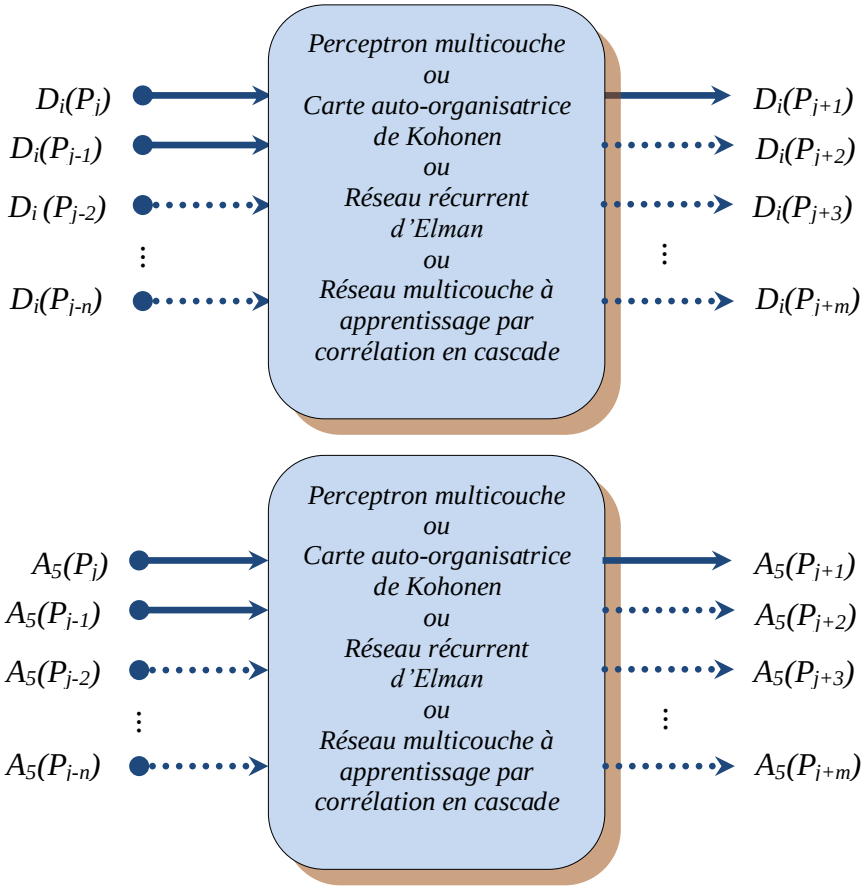

Figure 3.14 : Structure des réseaux de neurones employés pour l'estimation des coefficients d'ondelettes $D_i(P_{j+1})$, $D_i(P_{j+2})$, $D_i(P_{j+3})$, …, $D_i(P_{j+m})$ et $A_5(P_{j+1})$, $A_5(P_{j+2})$, $A_5(P_{j+3})$, …, $A_5(P_{j+m})$ des valeurs à prédire P_{j+1}, P_{j+2}, P_{j+3}, …, P_{j+m} avec $i = 1, 2, …, 5$ et $m, n \in N$.

Ainsi, grâce à une fenêtre glissante, dont la taille est fixée par le nombre d'observations antérieures dont il est tenu compte et par l'horizon de prédiction (c'est à dire le nombre de valeurs futures à prédire), les séries temporelles réservées à l'apprentissage des 6 réseaux de neurones (dont il a été nécessaire d'optimiser le nombre de neurones cachés ou, pour les cartes auto-organisatrices de Kohonen, la dimension de la couche compétitive) chargés de l'estimation des 6 coefficients d'ondelettes de chacune des valeurs à prédire, sont parcourues au cours des phases d'entrainement (dont l'efficacité est dépendante du taux d'apprentissage, de la borne inférieure sur la somme des erreurs quadratiques et du nombre d'itérations fixés) respectives de ces réseaux. Une ultime série temporelle est utilisée afin de valider les modèles

développés et de tester la capacité de généralisation des réseaux. La figure 3.14 présente la structure générale des réseaux de neurones employés.

3.5.2. Méthodologie pour la prédiction à pas de temps horaire

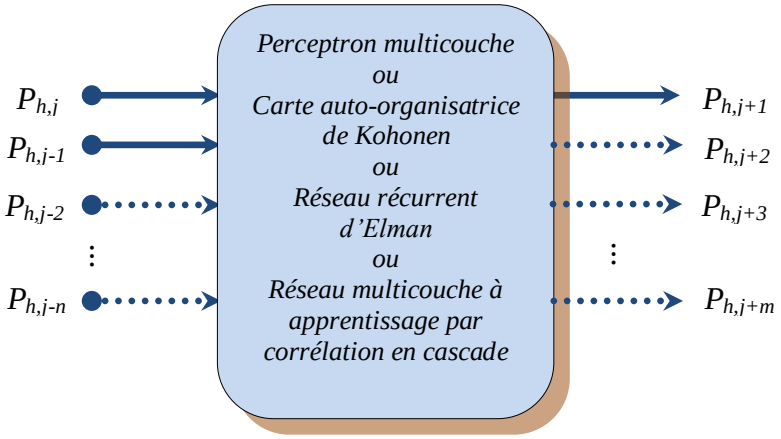

Figure 3.15 : Structure des réseaux de neurones employés pour l'estimation directe des valeurs à prédire $P_{h,j+1}$, $P_{h,j+2}$, $P_{h,j+3}$, …, $P_{h,j+m}$ avec h= 1,…,24 et m, n ∈ N.

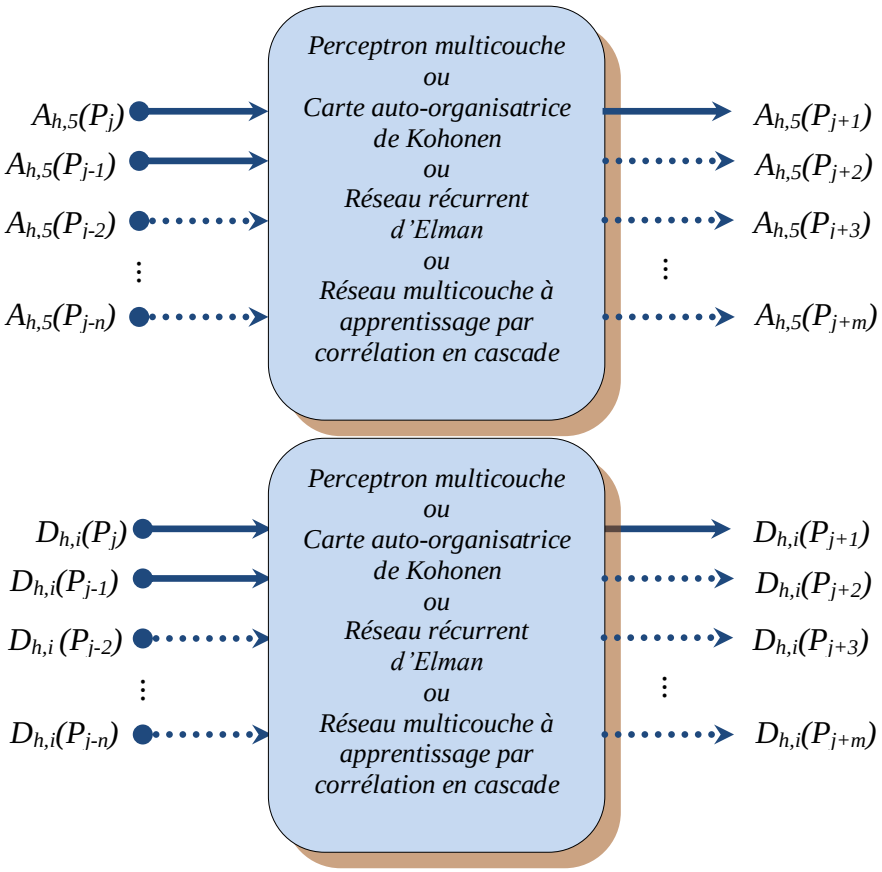

Figure 3.16 : Structure des réseaux de neurones employés pour l'estimation des coefficients d'ondelettes $D_{h,i}(P_{j+1})$, $D_{h,i}(P_{j+2})$, $D_{h,i}(P_{j+3})$, …, $D_{h,i}(P_{j+m})$ et $A_{h,5}(P_{j+1})$, $A_{h,5}(P_{j+2})$, $A_{h,5}(P_{j+3})$, …, $A_{h,5}(P_{j+m})$ des valeurs à prédire $P_{h,j+1}$, $P_{h,j+2}$, $P_{h,j+3}$, …, $P_{h,j+m}$ (h =1, 2, …, 24, i =1, 2, …, 5 et m, n ∈ N).

En utilisant les mêmes structures neuronales que celles employées pour la prédiction journalière, les modèles permettent l'estimation directe de $P_{h,j+1}$, $P_{h,j+2}$, $P_{h,j+3}$, …, $P_{h,j+m}$ ou l'estimation des coefficients d'ondelettes $D_{h,i}(P_{j+1})$, $D_{h,i}(P_{j+2})$, $D_{h,i}(P_{j+3})$, …, $D_{h,i}(P_{j+m})$ et $A_{h,5}(P_{j+1})$, $A_{h,5}(P_{j+2})$, $A_{h,5}(P_{j+3})$, …, $A_{h,5}(P_{j+m})$, avec h = 1, 2, 3,…, 24 et m, n $\in N$, afin de reconstruire $P_{h,j+1}$, $P_{h,j+2}$, $P_{h,j+3}$, …, $P_{h,j+m}$. Les figures 3.15 et 3.16 nous montrent les structures des réseaux de neurones permettant l'estimation directe ou indirecte des valeurs à prédire (à pas de temps horaire). A partir des 87624 observations de la vitesse moyenne horaire de vent et de l'irradiation solaire horaire (années 1997-2006) et des 17520 observations de la charge du réseau électrique (années 2005-2006) sont construites des séries temporelles de 365 ou 366 observations. Les observations d'une même série temporelle sont référencées par le même indice de temps h (avec h = 1, 2, 3, ..., 24). Les séries temporelles (d'indice h) permettent d'entrainer les réseaux de neurones utilisés afin d'estimer des valeurs futures de même indice h. L'objectif du projet de développement de la CEVPM est de gérer de façon optimale des systèmes de production d'électricité pour un horizon fixé à 24h (le jour qui vient). C'est pourquoi m = 1 permet d'estimer 24h à l'avance la consommation horaire d'électricité, la vitesse moyenne horaire de vent et l'irradiation solaire horaire.

3.6. Résultats de la prédiction

3.6.1. Prédiction à pas de temps horaire

Les tableaux 1a, 2a et 3a présentent les résultats de la prédiction à court terme de la consommation électrique horaire de la CAPM pour les prochaines 24h, de l'irradiation solaire horaire et de la vitesse moyenne horaire de vent à Perpignan (jour de validation : 28 juin 2006). Ces tableaux précisent les erreurs relatives moyennes observées pour chaque valeur prédite. Parallèlement, les tableaux 1b, 2b, 3b présentent les topologies optimales des réseaux de neurones utilisés. Ces topologies sont liées à la taille optimale des vecteurs d'entrée (ou nombre optimal de neurones d'entrée), au nombre optimal de neurones cachés et de sortie lorsque l'on utilise le Perceptron multicouche, le réseau récurrent d'Elman ou le réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade ; au nombre optimal de neurones d'entrée et à la dimension optimale de la grille de sortie pour les cartes auto-organisatrices de Kohonen.

Dans un premier temps, les prédictions par réseaux de neurones (PMC, KSOM, ERN et CCN), exploitant les observations immédiatement antérieures ($P_{h,j}$, $P_{h,j-1}$, $P_{h,j-2}$, …, $P_{h,j-n}$, avec

$1 < n < 20$) aux valeurs à prédire ($P_{h,j+1}$, avec h = $1, 2, 3, \ldots, 24$) sont présentées (les 4 premières colonnes des tableaux 1a, 1b, 2a, 2b, 3a et 3b). Dans un deuxième temps, les résultats obtenus par analyse multi-résolution et estimation des coefficients d'ondelette par réseaux de neurones sont proposés (les 4 dernières colonnes des tableaux 1a, 1b, 2a, 2b, 3a et 3b) [6].

Tableau 1a. Erreur relative moyenne des prédictions à court terme de la consommation électrique sur 24h (jour de validation : 28 juin 2006) [unité : %].

No.	***PMC***	***KSOM***	***ERN***	***CCN***	***DO-PMC***	***DO-KSOM***	***DO-ERN***	***DO-CCN***
1	*6.86*	*12.69*	*6.33*	*5.47*	*4.70*	*3.16*	*1.25*	*0.56*
2	*10.17*	*16.48*	*11.48*	*7.35*	*3.52*	*3.93*	*2.79*	*0.80*
3	*12.51*	*13.70*	*2.44*	*1.35*	*4.14*	*4.25*	*2.18*	*0.85*
4	*4.08*	*12.50*	*8.20*	*2.21*	*5.48*	*3.52*	*1.49*	*0.24*
5	*7.65*	*11.11*	*8.30*	*0.23*	*3.51*	*3.89*	*2.17*	*1.10*
6	*4.64*	*12.12*	*8.42*	*4.41*	*5.79*	*5.15*	*0.75*	*0.83*
7	*9.87*	*11.65*	*9.78*	*3.75*	*7.57*	*5.21*	*2.56*	*0.89*
8	*0.12*	*10.53*	*7.69*	*6.12*	*4.32*	*2.27*	*4.90*	*0.66*
9	*5.79*	*3.45*	*5.01*	*4.30*	*0.48*	*3.82*	*5.51*	*1.75*
10	*6.91*	*0.04*	*4.11*	*2.19*	*3.85*	*2.11*	*4.08*	*1.86*
11	*5.11*	*0.05*	*3.26*	*8.37*	*3.60*	*3.73*	*1.54*	*8.23*
12	*3.13*	*1.06*	*3.09*	*2.65*	*5.67*	*7.46*	*2.98*	*0.97*
13	*1.65*	*3.89*	*4.50*	*6.53*	*4.07*	*6.56*	*5.06*	*0.88*
14	*1.10*	*1.87*	*1.14*	*0.57*	*5.38*	*2.80*	*4.44*	*3.09*
15	*0.86*	*1.90*	*3.82*	*2.19*	*4.30*	*4.16*	*1.95*	*1.08*
16	*4.29*	*6.53*	*2.03*	*0.91*	*3.50*	*1.07*	*4.36*	*1.44*
17	*3.06*	*12.50*	*1.05*	*1.04*	*8.69*	*3.43*	*4.34*	*0.51*
18	*0.61*	*14.59*	*1.18*	*4.92*	*4.74*	*5.58*	*0.07*	*0.49*
19	*1.36*	*15.00*	*7.42*	*5.10*	*4.00*	*5.54*	*2.75*	*0.60*
20	*5.26*	*15.48*	*1.16*	*2.21*	*3.28*	*5.28*	*4.21*	*0.21*
21	*6.92*	*15.83*	*0.67*	*1.09*	*1.04*	*4.48*	*2.28*	*3.16*
22	*4.89*	*15.48*	*5.62*	*3.57*	*0.67*	*2.95*	*5.58*	*0.84*
23	*7.33*	*11.49*	*1.67*	*1.31*	*1.57*	*8.57*	*4.06*	*0.69*
24	*3.54*	*11.12*	*2.98*	*2.40*	*1.61*	*3.59*	*4.40*	*0.41*
Er.rel.moy.	*4.90*	*9.63*	*4.64*	*3.34*	*3.98*	*4.27*	*3.16*	*1.34*

Tableau 1b. Topologie des réseaux utilisés pour la prédiction de la charge du réseau électrique (24h).

No.	PMC	KSOM	ERN	CCN	DO-PMC	DO-KSOM	DO-ERN	DO-CCN
1	3-19-1	6-5x8	2-18-1	3-7-1	3-15-1;6-13-1;2-11-1;7-13-1;7-12-1;9-12-1	16-5x4;2-2x4;6-6x4;10-5x4;12-6x4;12-4x4	17-13-1;11-11-1;6-11-1;6-13-1;8-9-1;2-12-1	9-5-1;2-4-1;9-3-1;3-4-1;4-4-1;3-2-1
2	2-16-1	2-5x11	2-14-1	7-3-1	13-12-1;10-14-1;7-14-1;14-11-1;9-12-1;3-14-1	6-3x4;2-4x4;9-6x4;15-3x4;16-3x4;11-3x4	5-14-1;6-14-1;9-10-1;3-13-1;2-12-1;4-9-1	8-10-1;8-9-1;7-5-1;4-2-1;4-1-1;4-2-1
3	13-21-1	8-6x9	3-18-1	4-1-1	6-14-1;7-13-1;4-13-1;12-12-1;11-14-1;9-15-1	16-4x4;2-2x4;2-4x4;15-4x4;16-4x4;14-2x4	3-11-1;5-13-1;8-10-1;8-11-1;4-11-1;6-9-1	9-3-1;10-3-1;3-5-1;10-1-1;8-1-1;14-2-1
4	2-16-1	8-2x5	7-17-1	15-2-1	17-14-1;7-14-1;9-11-1;11-13-1;7-11-1;12-14-1	16-4x4;2-5x4;2-3x4;2-6x4;14-2x4;13-4x4	15-13-1;6-14-1;3-10-1;4-11-1;4-11-1;2-11-1	6-1-1;8-6-1;6-1-1;7-7-1;8-8-1;5-2-1
5	3-18-1	11-6x4	9-18-1	3-4-1	16-13-1;3-11-1;9-11-1;6-15-1;4-14-1;6-13-1	8-6x4;3-4x4;8-5x4;10-2x4;16-2x4;13-3x4	6-11-1;13-10-1;10-12-1;4-11-1;2-13-1;4-12-1	11-7-1;3-10-1;2-5-1;2-3-1;6-5-1;5-3-1
6	10-16-1	8-3x7	7-21-1	9-10-1	8-12-1;5-15-1;3-12-1;4-13-1;6-14-1;3-12-1	9-4x4;3-3x4;9-3x4;14-5x4;15-4x4;15-5x4	6-10-1;11-11-1;7-10-1;4-14-1;7-10-1;6-12-1	6-4-1;13-6-1;3-10-1;7-9-1;3-2-1;3-2-1
7	11-16-1	3-7x9	7-19-1	2-3-1	9-11-1;12-13-1;6-11-1;10-15-1;6-14-1;2-11-1	11-4x4;13-3x4;10-2x4;15-6x4;14-2x4;16-3x4	12-9-1;8-14-1;7-13-1;2-13-1;2-10-1;6-11-1	4-2-1;5-9-1;5-7-1;13-3-1;7-2-1;6-2-1
8	10-13-1	9-7x7	9-11-1	3-1-1	2-11-1;2-11-1;6-11-1;5-13-1;8-13-1;5-12-1	12-5x4;4-3x4;2-2x4;2-3x4;16-4x4;16-6x4	6-10-1;9-9-1;5-14-1;3-11-1;6-9-1;4-9-1	3-4-1;2-3-1;8-4-1;3-8-1;4-3-1;4-1-1
9	5-21-1	5-2x9	9-15-1	2-6-1	9-15-1;17-11-1;3-12-1;15-11-1;6-11-1;6-14-1	15-3x4;16-2x4;13-2x4;13-6x4;15-3x4;15-2x4	4-9-1;4-13-1;5-9-1;12-10-1;11-13-1;3-13-1	6-1-1;5-10-1;2-5-1;3-9-1;4-2-1;2-3-1
10	2-19-1	9-7x4	11-17-1	2-10-1	8-15-1;7-15-1;6-13-1;10-11-1;2-12-1;8-14-1	4-4x4;3-5x4;8-5x4;4-3x4;16-3x4;9-3x4	2-13-1;15-14-1;5-12-1;5-14-1;17-10-1;4-10-1	14-5-1;2-1-1;3-4-1;5-6-1;2-4-1;8-1-1
11	4-13-1	12-6x8	6-14-1	7-8-1	16-12-1;5-11-1;5-14-1;11-15-1;14-15-1;10-14-1	17-2x4;7-3x4;13-6x4;9-5x4;15-5x4;14-6x4	2-10-1;4-14-1;5-11-1;5-11-1;17-14-1;5-9-1	15-4-1;3-2-1;4-1-1;10-2-1;2-4-1;2-3-1
12	7-14-1	8-6x11	3-19-1	8-3-1	15-12-1;4-14-1;4-11-1;3-14-1;9-13-1;4-13-1	5-3x4;2-5x4;10-2x4;9-4x4;6-2x4;15-5x4	2-12-1;6-12-1;5-11-1;8-11-1;3-10-1;6-13-1	6-2-1;2-8-1;13-1-1;4-7-1;2-4-1;3-1-1
13	11-13-1	9-3x7	7-16-1	10-2-1	4-13-1;3-13-1;6-12-1;11-13-1;5-14-1;7-11-1	9-5x4;7-2x4;3-3x4;4-6x4;14-2x4;13-3x4	7-10-1;2-11-1;6-14-1;10-10-1;3-14-1;5-14-1	2-3-1;2-8-1;9-6-1;6-1-1;4-5-1;2-2-1
14	4-17-1	3-5x11	3-13-1	11-5-1	13-13-1;7-15-1;7-14-1;8-13-1;2-12-1;2-14-1	8-2x4;6-5x4;2-2x4;3-6x4;16-3x4;12-6x4	4-13-1;6-9-1;4-11-1;5-12-1;12-14-1;2-9-1	4-2-1;12-1-1;8-1-1;9-5-1;2-9-1;9-4-1
15	5-16-1	8-5x8	10-18-1	10-9-1	5-15-1;13-11-1;3-12-1;15-13-1;9-15-1;3-13-1	9-6x4;8-5x4;9-5x4;2-5x4;3-5x4;16-2x4	4-12-1;2-11-1;8-11-1;11-13-1;7-11-1;3-14-1	13-4-1;7-3-1;2-6-1;7-1-1;2-7-1;7-1-1
16	8-13-1	2-2x5	6-18-1	15-3-1	12-15-1;12-14-1;3-15-1;10-12-1;5-12-1;3-13-1	4-6x4;4-3x4;7-3x4;2-2x4;12-2x4;16-6x4	7-14-1;2-11-1;4-12-1;11-9-1;9-12-1;2-11-1	11-5-1;9-3-1;11-1-1;4-1-1;4-3-1;7-1-1
17	3-15-1	13-3x8	3-19-1	16-1-1	12-12-1;8-13-1;11-14-1;14-14-1;4-12-1;3-13-1	14-2x4;2-3x4;11-6x4;12-5x4;16-3x4;14-2x4	6-13-1;9-9-1;3-10-1;8-12-1;7-11-1;5-12-1	2-4-1;10-1-1;9-4-1;5-6-1;2-4-1;8-1-1
18	2-22-1	7-7x7	12-21-1	7-4-1	7-14-1;15-15-1;6-15-1;3-14-1;13-14-1;4-11-1	9-6x4;3-3x4;6-6x4;11-5x4;16-6x4;7-2x4	3-12-1;12-11-1;3-10-1;7-12-1;4-9-1;3-14-1	11-8-1;2-2-1;8-1-1;4-2-1;2-1-1;6-1-1
19	7-12-1	13-5x6	7-17-1	10-8-1	9-13-1;8-11-1;13-13-1;7-12-1;3-12-1;6-12-1	7-4x4;4-2x4;3-6x4;12-5x4;11-5x4;15-5x4	3-9-1;12-12-1;15-14-1;13-12-1;3-13-1;4-12-1	2-8-1;2-8-1;5-2-1;4-7-1;4-9-1;13-4-1
20	4-18-1	11-6x5	3-16-1	3-2-1	5-15-1;15-13-1;12-12-1;15-13-1;10-15-1;8-12-1	7-6x4;10-2x4;8-2x4;12-2x4;12-3x4;16-4x4	12-12-1;10-14-1;6-12-1;12-13-1;2-13-1;4-13-1	8-4-1;13-1-1;6-9-1;2-4-1;2-3-1;3-2-1
21	13-22-1	10-2x9	2-21-1	16-1-1	9-11-1;15-12-1;14-13-1;14-12-1;13-12-1;2-12-1	15-3x4;4-6x4;6-6x4;12-4x4;15-2x4;16-2x4	4-14-1;13-9-1;10-10-1;2-14-1;12-14-1;2-12-1	6-2-1;4-2-1;7-2-1;2-4-1;2-3-1;10-1-1
22	11-17-1	2-4x9	9-17-1	12-3-1	2-13-1;6-14-1;8-14-1;10-12-1;10-11-1;2-13-1	13-5x4;14-5x4;5-2x4;10-5x4;15-6x4;15-6x4	17-11-1;2-9-1;15-12-1;6-14-1;8-9-1;2-14-1	8-2-1;12-5-1;7-10-1;8-2-1;2-3-1;10-1-1
23	14-15-1	7-6x7	2-13-1	14-2-1	14-14-1;10-15-1;6-12-1;6-14-1;12-11-1;10-13-1	9-3x4;16-4x4;8-4x4;4-4x4;17-3x4;14-4x4	5-12-1;11-9-1;2-10-1;14-9-1;6-10-1;5-14-1	4-3-1;6-5-1;16-2-1;12-8-1;7-2-1;7-1-1
24	2-16-1	5-7x11	3-21-1	4-8-1	13-15-1;3-12-1;8-11-1;6-13-1;5-15-1;7-12-1	10-4x4;11-6x4;8-2x4;4-3x4;16-3x4;16-5x4	14-12-1;12-12-1;8-14-1;9-9-1;2-14-1;2-10-1	5-2-1;8-3-1;10-5-1;2-4-1;2-5-1;5-1-1

Tableau 2a. Erreur relative moyenne des prédictions à court terme de l'irradiation solaire sur 24h (jour de validation : 28 juin 2006) [unité : %].

No.	**PMC**	**KSOM**	**ERN**	**CCN**	**DO-PMC**	**DO-KSOM**	**DO-ERN**	**DO-CCN**
1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
6	2.60	4.60	22.05	5.74	0.30	2.19	2.05	4.01
7	6.72	2.56	6.76	1.79	0.39	5.26	2.54	0.46
8	7.46	1.85	2.99	1.12	2.24	1.50	2.94	3.73
9	3.41	4.08	9.87	4.71	4.76	8.75	0.79	0.75
10	15.01	18.63	10.95	7.35	1.68	11.60	7.03	1.45
11	2.81	4.70	5.65	1.56	2.56	3.79	1.73	0.32
12	7.38	3.45	2.93	3.82	1.31	2.66	1.26	0.26
13	4.34	13.35	10.05	1.45	0.86	0.77	0.70	0.01
14	13.68	11.73	9.30	4.76	2.31	2.06	0.95	0.83
15	7.05	2.93	9.04	7.49	2.52	0.88	0.41	0.65
16	8.96	2.05	2.75	1.58	0.47	1.12	0.03	0.90
17	12.04	5.51	21.56	7.49	10.72	11.92	0.31	6.40
18	18.20	27.60	26.60	19.54	16.28	11.30	13.18	7.63
19	16.40	25.86	10.86	14.38	1.32	5.06	5.96	0.20
20	26.40	13.76	18.56	14.76	26.64	28.28	12.63	7.81
21	14.71	3.53	19.38	27.78	13.46	18.39	7.48	2.46
22	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
24	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Er.moy.	10.45	9.14	11.83	7.83	5.49	7.22	3.75	2.37

Tableau 2b. Topologie des réseaux utilisés pour la prédiction de l'irradiation solaire (24h).

No.	PMC	KSOM	ERN	CCN	DO-PMC	DO-KSOM	DO-ERN	DO-CCN
1	-	-	-	-	-	-	-	-
2	-	-	-	-	-	-	-	-
3	-	-	-	-	-	-	-	-
4	-	-	-	-	-	-	-	-
5	-	-	-	-	-	-	-	-
6	3-12-1	7-7x11	3-11-1	6-5-1	10-12-1;14-12-1;2-14-1;13-11-1;5-10-1;3-11-1	5-3x4;15-5x4;9-6x4;3-5x4;2-4x4;2-5x4	15-15-1;4-14-1;3-12-1;13-11-1;3-11-1;9-14-1	5-5-1;14-2-1;10-1-1;7-7-1;2-7-1;7-1-1
7	15-16-1	2-8x11	14-16-1	4-3-1	11-13-1;15-15-1;4-15-1;15-12-1;8-10-1;8-15-1	16-6x4;5-7x4;8-7x4;7-7x4;2-3x4;2-2x4	9-12-1;14-12-1;3-11-1;15-14-1;5-15-1;6-11-1	5-4-1;2-6-1;9-2-1;14-1-1;6-1-1;3-4-1
8	7-23-1	15-7x6	9-19-1	10-7-1	15-11-1;12-13-1;3-10-1;8-14-1;5-10-1;13-12-1	6-7x4;13-5x4;16-7x4;4-6x4;3-5x4;3-4x4	7-15-1;10-14-1;9-15-1;10-14-1;4-13-1;4-14-1	5-4-1;8-1-1;7-2-1;14-1-1;7-2-1;2-4-1
9	12-11-1	14-5x5	5-10-1	10-6-1	8-12-1;4-10-1;8-13-1;16-13-1;4-11-1;14-10-1	9-6x4;5-6x4;12-2x4;11-2x4;3-3x4;2-6x4	2-11-1;4-14-1;8-14-1;16-15-1;16-11-1;3-14-1	8-7-1;9-1-1;13-2-1;5-3-1;4-1-1;8-1-1
10	6-20-1	14-3x11	6-9-1	14-10-1	12-15-1;9-12-1;7-13-1;12-13-1;9-12-1;11-14-1	3-5x4;14-7x4;9-2x4;4-7x4;2-7x4;13-2x4	11-15-1;14-13-1;10-14-1;10-13-1;4-15-1;16-12-1	10-1-1;14-2-1;10-7-1;16-3-1;5-1-1;5-1-1
11	10-19-1	10-6x7	4-14-1	15-7-1	12-14-1;6-12-1;13-13-1;7-15-1;2-12-1;5-12-1	9-2x4;13-7x4;12-7x4;4-2x4;7-5x4;2-2x4	15-15-1;12-14-1;3-14-1;16-15-1;9-14-1;2-15-1	10-2-1;14-3-1;12-1-1;9-2-1;3-4-1;2-7-1
12	11-11-1	5-5x5	3-19-1	11-5-1	11-10-1;8-13-1;12-15-1;12-13-1;7-12-1;14-15-1	4-3x4;15-3x4;16-4x4;8-3x4;7-2x4;2-7x4	13-12-1;6-15-1;9-12-1;9-15-1;7-12-1;4-12-1	12-1-1;6-4-1;4-2-1;8-1-1;5-3-1;5-1-1
13	9-13-1	9-4x8	7-12-1	2-9-1	16-14-1;3-11-1;9-11-1;3-13-1;4-14-1;9-11-1	14-5x4;12-3x4;3-2x4;9-2x4;10-2x4;6-6x4	2-12-1;2-15-1;15-15-1;5-14-1;2-11-1;5-15-1	11-1-1;8-1-1;13-2-1;2-3-1;9-1-1;3-2-1
14	15-15-1	8-3x12	15-19-1	2-3-1	7-14-1;3-11-1;8-12-1;12-12-1;5-13-1;5-14-1	2-4x4;4-5x4;4-2x4;14-5x4;15-2x4;2-7x4	9-13-1;6-14-1;5-15-1;11-12-1;6-12-1;3-13-1	15-1-1;6-5-1;14-1-1;6-5-1;6-3-1;3-1-1
15	12-11-1	3-2x4	13-16-1	15-10-1	15-13-1;2-11-1;14-13-1;7-15-1;2-10-1;16-14-1	7-5x4;15-7x4;9-5x4;3-3x4;11-3x4;2-5x4	14-13-1;4-15-1;4-15-1;11-14-1;9-15-1;2-13-1	7-1-1;6-1-1;16-1-1;15-1-1;3-4-1;8-1-1
16	7-18-1	2-2x11	7-17-1	5-10-1	13-14-1;2-11-1;4-15-1;7-14-1;6-15-1;2-15-1	8-5x4;9-7x4;14-2x4;5-7x4;13-6x4;2-6x4	7-12-1;4-15-1;7-15-1;10-12-1;15-14-1;2-11-1	2-7-1;5-5-1;14-1-1;16-2-1;14-1-1;10-1-1
17	4-12-1	5-8x6	3-14-1	2-7-1	10-15-1;4-10-1;10-15-1;12-14-1;5-15-1;4-14-1	8-6x4;8-5x4;12-2x4;6-6x4;16-4x4;16-4x4	9-12-1;8-14-1;13-13-1;7-11-1;10-11-1;3-11-1	6-3-1;14-1-1;15-2-1;15-1-1;3-5-1;10-1-1
18	13-12-1	2-8x6	10-15-1	5-4-1	6-15-1;10-13-1;2-14-1;7-14-1;2-10-1;5-10-1	14-4x4;2-2x4;13-6x4;11-3x4;6-2x4;13-3x4	6-12-1;2-12-1;11-11-1;14-13-1;10-12-1;9-13-1	13-2-1;6-1-1;11-1-1;9-1-1;13-1-1;4-1-1
19	6-15-1	15-8x9	7-11-1	12-9-1	12-11-1;10-13-1;5-14-1;11-15-1;2-10-1;14-13-1	9-6x4;11-7x4;15-4x4;12-2x4;8-6x4;7-2x4	11-12-1;5-14-1;6-11-1;11-15-1;3-14-1;11-14-1	10-2-1;3-3-1;9-2-1;8-1-1;9-1-1;4-1-1
20	2-18-1	7-3x10	2-13-1	15-6-1	13-13-1;5-12-1;13-14-1;14-13-1;13-15-1;6-15-1	14-2x4;3-2x4;5-5x4;14-7x4;7-2x4;8-4x4	16-15-1;3-11-1;16-12-1;2-14-1;9-15-1;3-15-1	7-1-1;6-7-1;7-1-1;2-6-1;14-1-1;4-1-1
21	9-19-1	3-2x5	2-10-1	8-1-1	16-10-1;5-15-1;11-11-1;13-12-1;4-11-1;9-10-1	14-2x4;7-5x4;15-2x4;5-5x4;10-3x4;8-7x4	15-12-1;7-11-1;5-12-1;3-13-1;3-11-1;2-13-1	16-1-1;14-1-1;8-4-1;9-2-1;5-2-1;4-2-1
22	-	-	-	-	-	-	-	-
23	-	-	-	-	-	-	-	-
24	-	-	-	-	-	-	-	-

Tableau 3a. Erreur relative moyenne des prédictions à court terme de la vitesse moyenne horaire de vent sur 24h (jour de validation : 28 juin 2006) [unité : %].

No.	***PMC***	***KSOM***	***ERN***	***CCN***	***DO-PMC***	***DO-KSOM***	***DO-ERN***	***WD-CCN***
1	*8.17*	*15.33*	*12.08*	*5.81*	*4.19*	*10.68*	*4.39*	*2.37*
2	*7.36*	*5.17*	*15.96*	*3.67*	*0.04*	*7.83*	*3.03*	*8.79*
3	*3.51*	*5.09*	*4.90*	*2.78*	*2.80*	*0.67*	*0.42*	*0.38*
4	*7.87*	*9.62*	*11.43*	*11.07*	*2.43*	*2.55*	*2.73*	*1.08*
5	*5.22*	*12.51*	*7.73*	*8.72*	*2.75*	*3.25*	*2.18*	*1.02*
6	*3.74*	*8.64*	*16.40*	*7.92*	*3.58*	*1.63*	*2.19*	*3.08*
7	*10.15*	*6.67*	*8.49*	*3.98*	*1.78*	*2.56*	*2.06*	*0.50*
8	*6.31*	*3.99*	*8.23*	*3.78*	*1.54*	*2.00*	*2.10*	*3.29*
9	*1.62*	*6.78*	*3.56*	*1.45*	*0.96*	*5.05*	*1.53*	*4.04*
10	*6.80*	*10.08*	*4.51*	*1.62*	*1.68*	*3.38*	*2.62*	*3.88*
11	*7.07*	*10.72*	*23.59*	*8.72*	*6.98*	*7.42*	*7.47*	*1.13*
12	*4.66*	*2.74*	*3.26*	*2.33*	*2.22*	*2.65*	*0.37*	*3.06*
13	*13.69*	*12.56*	*5.71*	*9.06*	*2.36*	*0.12*	*0.31*	*2.66*
14	*5.91*	*10.02*	*14.75*	*5.56*	*2.05*	*2.65*	*2.96*	*0.64*
15	*2.24*	*7.15*	*10.14*	*1.38*	*1.23*	*0.70*	*1.13*	*3.74*
16	*2.49*	*16.70*	*4.06*	*12.33*	*2.25*	*3.92*	*2.71*	*0.94*
17	*7.22*	*5.05*	*11.69*	*5.40*	*2.76*	*2.51*	*1.83*	*0.92*
18	*7.56*	*8.77*	*6.41*	*4.48*	*1.68*	*0.57*	*0.52*	*0.81*
19	*7.40*	*2 .66*	*8.16*	*20.34*	*4.84*	*3.11*	*1.32*	*2.89*
20	*8.67*	*11.18*	*18.73*	*10.98*	*0.08*	*3.77*	*1.38*	*0.89*
21	*5.96*	*1.48*	*7.75*	*4.71*	*3.43*	*0.04*	*0.42*	*0.31*
22	*18.69*	*14.97*	*26.56*	*17.53*	*1.71*	*3.93*	*3.14*	*0.42*
23	*1.71*	*7.21*	*12.36*	*2.31*	*2.25*	*0.04*	*3.65*	*3.93*
24	*7.38*	*6.00*	*22.89*	*5.99*	*6.75*	*9.33*	*4.51*	*2.16*
Er.moy.	*6.72*	*8.38*	*11.22*	*6.75*	*2.60*	*3.35*	*2.29*	*2.21*

Tableau 3b. Topologie des réseaux utilisés pour la prédiction de la vitesse moyenne horaire de vent (24h).

No.	PMC	KSOM	ERN	CCN	DO-PMC	DO-KSOM	DO-ERN	WD-CCN
1	16-13-1	12-5x5	14-21-1	13-3-1	15-16-1;2-13-1;11-16-1;11-16-1;15-16-1;10-16-1	8-7x4;10-3x4;2-4x4;4-5x4;4-3x4;10-8x4	5-12-1;11-14-1;12-11-1;14-14-1;11-15-1;2-15-1	5-3-1;10-4-1;13-1-1;8-2-1;7-1-1;15-4-1
2	6-10-1	10-8x7	3-17-1	6-10-1	13-16-1;16-15-1;13-16-1;11-14-1;13-13-1;2-15-1	10-8x4;13-7x4;17-4x4;13-5x4;10-5x4;14-7x4	2-14-1;15-15-1;3-13-1;4-14-1;2-14-1;5-14-1	6-1-1;7-2-1;6-5-1;15-1-1;9-1-1;2-5-1
3	5-10-1	15-5x4	13-21-1	10-10-1	7-16-1;3-13-1;16-16-1;10-16-1;9-13-1;5-12-1	14-5x4;14-6x4;5-5x4;7-6x4;12-2x4;2-6x4	3-15-1;5-10-1;12-14-1;5-10-1;4-15-1;5-15-1	11-1-1;5-4-1;12-2-1;7-4-1;6-1-1;4-2-1
4	17-20-1	3-6x7	11-18-1	9-2-1	7-16-1;16-12-1;5-12-1;8-16-1;7-16-1;2-16-1	2-8x4;7-4x4;15-6x4;17-4x4;6-4x4;4-2x4	9-14-1;11-14-1;4-11-1;3-11-1;8-13-1;3-15-1	11-1-1;8-2-1;5-5-1;8-2-1;7-2-1;2-1-1
5	13-21-1	16-8x4	14-17-1	5-9-1	7-14-1;7-16-1;8-16-1;10-15-1;16-13-1;5-15-1	5-4x4;8-8x4;4-7x4;6-8x4;17-7x4;2-5x4	7-10-1;12-11-1;7-13-1;6-15-1;5-12-1;11-11-1	14-1-1;2-1-1;7-6-1;4-1-1;12-4-1;2-5-1
6	7-10-1	5-7x7	11-13-1	9-6-1	3-14-1;2-15-1;8-14-1;7-14-1;9-12-1;5-16-1	7-3x4;3-7x4;4-5x4;9-4x4;8-7x4;7-4x4	16-10-1;11-15-1;13-15-1;2-13-1;4-14-1;2-15-1	14-1-1;12-3-1;9-2-1;8-2-1;8-5-1;8-1-1
7	2-15-1	7-2x6	10-21-1	6-7-1	3-16-1;11-15-1;6-15-1;8-15-1;2-15-1;15-14-1	8-8x4;2-4x4;11-3x4;6-5x4;13-2x4;3-8x4	4-12-1;14-11-1;10-12-1;12-11-1;3-14-1;2-10-1	2-2-1;15-1-1;12-3-1;16-2-1;3-2-1;2-4-1
8	11-16-1	15-6x7	13-10-1	7-4-1	6-13-1;16-15-1;10-13-1;2-13-1;4-15-1;9-15-1	17-4x4;6-8x4;3-7x4;16-8x4;2-7x4;6-7x4	2-12-1;11-14-1;12-15-1;8-10-1;3-15-1;4-10-1	2-7-1;10-1-1;9-1-1;8-3-1;4-1-1;2-4-1
9	15-15-1	6-3x9	14-10-1	5-4-1	16-14-1;8-16-1;4-12-1;9-15-1;3-12-1;4-16-1	5-3x4;4-3x4;12-2x4;10-3x4;14-8x4;15-3x4	7-10-1;12-12-1;16-14-1;14-14-1;5-13-1;4-14-1	8-2-1;11-1-1;2-5-1;9-3-1;6-3-1;5-2-1
10	6-11-1	4-5x5	15-13-1	13-2-1	15-12-1;10-16-1;13-15-1;8-16-1;6-13-1;2-12-1	11-3x4;16-6x4;7-2x4;16-3x4;2-3x4;9-2x4	10-14-1;4-12-1;12-15-1;15-13-1;4-14-1;2-15-1	7-1-1;14-1-1;15-6-1;8-2-1;4-7-1;3-2-1
11	5-20-1	7-2x7	13-19-1	11-3-1	4-12-1;16-14-1;14-15-1;12-14-1;5-15-1;2-14-1	7-4x4;7-5x4;17-6x4;3-3x4;11-8x4;6-2x4	13-13-1;16-14-1;11-13-1;2-15-1;4-15-1;5-15-1	2-6-1;8-2-1;13-1-1;9-1-1;12-2-1;16-4-1
12	17-12-1	7-7x5	12-21-1	4-9-1	5-12-1;11-12-1;14-16-1;3-14-1;3-16-1;3-13-1	3-5x4;8-3x4;4-4x4;14-6x4;3-6x4;13-8x4	16-10-1;12-11-1;2-15-1;4-11-1;2-10-1;6-12-1	8-1-1;16-1-1;13-4-1;4-5-1;14-2-1;2-4-1
13	13-18-1	10-8x8	8-15-1	2-7-1	2-12-1;15-13-1;15-12-1;6-12-1;4-12-1;11-14-1	9-6x4;6-5x4;7-2x4;12-8x4;4-8x4;2-7x4	6-12-1;13-15-1;16-15-1;10-14-1;10-15-1;9-14-1	10-1-1;7-4-1;12-1-1;15-2-1;5-1-1;3-2-1
14	5-10-1	11-5x8	3-17-1	5-5-1	13-14-1;7-16-1;3-12-1;3-14-1;3-14-1;7-13-1	10-5x4;9-7x4;10-6x4;2-8x4;3-5x4;8-5x4	14-13-1;13-14-1;7-15-1;4-15-1;9-14-1;5-14-1	15-1-1;7-1-1;9-2-1;10-3-1;6-5-1;4-1-1
15	10-21-1	2-7x4	12-14-1	11-2-1	12-15-1;12-12-1;7-13-1;2-16-1;2-15-1;7-16-1	15-5x4;15-8x4;8-2x4;7-8x4;4-3x4;15-7x4	13-14-1;6-10-1;9-14-1;12-13-1;7-14-1;16-15-1	16-3-1;8-1-1;7-5-1;6-2-1;9-1-1;4-3-1
16	13-17-1	15-6x6	12-14-1	5-7-1	7-15-1;9-15-1;3-16-1;7-14-1;3-14-1;5-14-1	11-6x4;7-6x4;17-3x4;6-3x4;16-3x4;8-8x4	14-12-1;2-15-1;4-14-1;4-10-1;4-14-1;12-10-1	10-2-1;7-2-1;8-2-1;15-1-1;7-6-1;2-2-1
17	2-11-1	6-7x7	5-19-1	12-9-1	2-16-1;4-13-1;7-12-1;5-16-1;2-16-1;10-13-1	3-2x4;13-2x4;5-4x4;15-3x4;2-3x4;5-3x4	8-12-1;11-13-1;8-10-1;7-12-1;2-13-1;12-13-1	3-6-1;3-6-1;14-1-1;9-6-1;7-1-1;12-3-1
18	14-15-1	9-2x10	15-14-1	15-8-1	15-14-1;8-16-1;14-13-1;13-13-1;3-14-1;2-14-1	4-7x4;5-2x4;3-2x4;16-5x4;5-5x4;4-7x4	3-15-1;14-15-1;9-15-1;13-15-1;5-13-1;5-14-1	2-1-1;15-1-1;16-7-1;9-1-1;9-1-1;16-1-1
19	9-17-1	14-5x4	9-18-1	9-2-1	3-12-1;15-14-1;12-15-1;3-12-1;5-12-1;5-14-1	7-3x4;3-4x4;17-8x4;13-2x4;2-3x4;4-3x4	2-11-1;10-15-1;13-15-1;5-13-1;4-15-1;2-13-1	9-1-1;12-1-1;13-3-1;7-2-1;12-1-1;4-3-1
20	3-12-1	9-3x4	12-20-1	9-10-1	3-12-1;13-14-1;11-13-1;13-14-1;5-14-1;8-15-1	14-5x4;12-6x4;5-3x4;10-4x4;3-3x4;6-2x4	3-12-1;7-10-1;16-15-1;4-13-1;13-13-1;8-14-1	16-1-1;9-1-1;11-1-1;8-2-1;12-3-1;3-2-1
21	3-14-1	16-6x4	5-15-1	10-2-1	9-16-1;2-12-1;8-14-1;9-15-1;5-16-1;10-15-1	5-5x4;4-6x4;2-8x4;3-3x4;8-4x4;4-2x4	2-15-1;12-12-1;9-11-1;13-15-1;4-12-1;3-14-1	12-1-1;13-1-1;6-2-1;9-2-1;2-2-1;5-2-1
22	8-11-1	6-7x6	12-19-1	15-8-1	5-15-1;4-13-1;5-16-1;5-12-1;3-16-1;12-13-1	2-2x4;13-3x4;14-3x4;6-2x4;15-7x4;2-3x4	16-11-1;14-10-1;10-15-1;10-15-1;3-12-1;16-13-1	11-2-1;6-1-1;9-2-1;14-4-1;8-1-1;4-2-1
23	11-12-1	12-7x8	10-15-1	16-1-1	10-16-1;13-15-1;9-15-1;2-15-1;7-13-1;7-15-1	14-6x4;15-5x4;12-4x4;11-4x4;14-3x4;10-7x4	7-13-1;15-15-1;2-13-1;14-15-1;7-13-1;7-10-1	2-3-1;10-1-1;10-2-1;4-2-1;13-2-1;4-1-1
24	14-19-1	3-2x8	4-10-1	3-6-1	4-14-1;5-16-1;13-14-1;16-16-1;3-12-1;13-16-1	13-4x4;11-7x4;17-8x4;14-4x4;2-6x4;6-7x4	7-14-1;9-11-1;3-13-1;12-12-1;7-13-1;12-11-1	2-6-1;6-5-1;16-4-1;9-4-1;3-1-1;3-1-1

Pour la prévision directe de la charge électrique horaire (tableau 1a), les erreurs relatives minimales, moyennes et maximales constatées sont respectivement égales à 0.61 %, 4.90 % et 12.51 % lorsque le PMC est utilisé, à 0.04 %, 9.63 % et 15.83 % lorsque le réseau de Kohonen est utilisé, à 1.05 %, 4.64 % et 11.48 % lorsque le réseau d'Elman est utilisé et à 0.23 %, 3.34 % et 7.35 % lorsque le réseau multicouche à corrélation en cascade est utilisé. Si une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrètes préliminaire est effectuée, ces erreurs sont égales à 0.48 %, 3.98 % et 8.69 % pour l'approche DO-PMC, à 1.07 %, 4.27 % et 7.46 % pour l'approche DO-KSOM, à 0.07 %, 3.16 % et 5.58 % pour l'approche DO-ERN et à 0.24 %, 1.34 % et 8.23 % pour l'approche DO-CCN. Avoir recours à une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète et utiliser le réseau multicouche à corrélation en cascade pour estimer les coefficients de la décomposition des valeurs à prédire aboutit aux résultats les plus satisfaisants.

Pour la prévision directe de l'irradiation solaire globale horaire (tableau 2a), les erreurs relatives minimales, moyennes et maximales constatées sont respectivement égales à 2.60 %, 10.45 % et 26.40 % lorsque le PMC est utilisé, à 1.85 %, 9.14 % et 27.60 % lorsque le réseau de Kohonen est utilisé, à 2.75 %, 11.83 % et 26.60 % lorsque le réseau d'Elman est utilisé et à 1.12 %, 7.83 % et 27.78 % lorsque le réseau multicouche à corrélation en cascade est utilisé. Si une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrètes préliminaire est effectuée, ces erreurs sont égales à 0.30 %, 5.49 % et 26.64 % pour l'approche DO-PMC, à 0.77 %, 7.22 % et 28.28 % pour l'approche DO-KSOM, à 0.03 %, 3.75 % et 13.18 % pour l'approche DO-ERN et à 0.01 %, 2.37 % et 7.81 % pour l'approche DO-CCN. A nouveau l'approche DO-CCN permet d'obtenir les résultats les plus satisfaisants.

Pour la prévision directe de la vitesse moyenne horaire de vent (tableau 3a), les erreurs relatives minimales, moyennes et maximales constatées sont respectivement égales à 1.62 %, 6.72 % et 18.69 % lorsque le PMC est utilisé, à 2.66 %, 8.38 % et 14.97 % lorsque le réseau de Kohonen est utilisé, à 3.26 %, 11.22 % et 26.56 % lorsque le réseau d'Elman est utilisé et à 1.38 %, 6.75 % et 20.34 % lorsque le réseau multicouche à corrélation en cascade est utilisé. Si une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrètes préliminaire est effectuée, ces erreurs sont égales à 0.04 %, 2.60 % et 6.98 % pour l'approche DO-PMC, à 0.04 %, 3.35 % et 10.68 % pour l'approche DO-KSOM, à 0.31 %, 2.29 % et 7.47 % pour l'approche DO-ERN et à 0.31 %, 2.21 % et 8.79 % pour l'approche DO-CCN. De même que

pour la prédiction de la charge électrique et de l'irradiation solaire globale, avoir recours à l'approche DO-CCN conduit aux résultats les plus satisfaisants.

Enfin, on peut noter que dans certains cas, les résultats obtenus pour la prédiction directe des séries temporelles sont meilleurs que ceux obtenus lorsque une analyse multi-résolution préalable est effectuée. Toutefois, si on considère la performance générale de la prédiction pour l'ensemble des essais réalisés, il apparait clairement que l'estimation des coefficients d'ondelettes des valeurs à prédire, plutôt que la simple prédiction de séries temporelles, permet une réduction significative des niveaux d'erreur. On peut remarquer que l'influence de la taille des vecteurs d'entrée est importante sur les résultats de la prédiction.

3.6.2. Prédiction à pas de temps journalier

Les résultats de la prédiction à court terme de l'irradiation solaire journalière [3-4] et de la vitesse moyenne journalière du vent à Perpignan [5] ainsi que de la charge journalière du réseau électrique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée [1-2] confirment la validité de la méthodologie proposée, notamment en améliorant de façon significative la précision des prédictions grâce à l'analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète. Les meilleurs résultats sont là aussi obtenus en substituant à la prédiction des séries temporelles considérées, l'estimation, par réseau multicouches à apprentissage par corrélation en cascade, des coefficients d'ondelettes des valeurs à prédire. Pour chacun des paramètres étudiés, un nombre optimal d'observations antérieures et une topologie optimale ont été déterminés.

Seuls les résultats de la prédiction à court terme pour la vitesse moyenne du vent à Perpignan, obtenus par application de la méthodologie proposée, sont présentés en détail par les tableaux 4 à 11. Ils précisent les observations antérieures dont il a été tenu compte, la topologie des réseaux de neurones utilisés (le nombre de neurones d'entrée, cachés et de sortie pour le Perceptron multicouche, le réseau récurrent d'Elman et le réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade ; le nombre de neurones d'entrée et la dimension de la grille de sortie pour les cartes auto-organisatrices de Kohonen) ainsi que les erreurs relatives moyennes observées pour chaque valeur prédite. Afin de démontrer la pertinence de la méthodologie proposée et le bien-fondé du traitement par analyse multi-résolution des

séries temporelles considérées, des prédictions par réseaux de neurones, exploitant uniquement les observations immédiatement antérieures (V_j, V_{j-1}, V_{j-2}, ..., V_{j-18}) aux valeurs à prédire (V_{j+1}, V_{j+2}, ..., V_{j+5}) (il s'agit dans ce cas d'une tâche classique de prédiction neuronale de séries temporelles, ont été, dans un premier temps, réalisées (tableaux 4, 6, 8 et 10). Dans un deuxième temps, la méthodologie proposée (paragraphe 3.3) a été utilisée, pour estimer les coefficients d'ondelettes des valeurs à prédire $D_i(V_{j+1})$, $D_i(V_{j+2})$, ..., $D_i(V_{j+5})$ et $A_5(V_{j+1})$, $A_5(V_{j+2})$..., $A_5(V_{j+5})$ avec i = 1,2, ...,5 (tableaux 5, 7, 9 et 11), ces valeurs étant obtenues, dans un deuxième temps, par simple somme.

Tableau 4. Prédiction à court terme par Perceptron multicouche de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006).

Observations antérieures	***Topologie des réseaux utilisés***	***Prédiction V_{j+1} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+2} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+3} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+4} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+5} [Er.rel.moy.]***
$V_j \rightarrow V_{j-1}$	*2-12-5*	*15.70 %*	*16.04 %*	*17.84 %*	*20.87 %*	*23.60 %*
$V_j \rightarrow V_{j-2}$	*3-15-5*	*18.83 %*	*21.25 %*	*22.43 %*	*24.69 %*	*22.33 %*
$V_j \rightarrow V_{j-3}$	*4-12-5*	*17.55 %*	*20.68 %*	*19.54 %*	*25.28 %*	*20.72 %*
$V_j \rightarrow V_{j-4}$	*5-14-5*	*18.79 %*	*20.19 %*	*19.21 %*	*20.01 %*	*27.55 %*
$V_j \rightarrow V_{j-5}$	*6-13-5*	*16.57 %*	*23.62 %*	*29.08 %*	*25.75 %*	*24.76 %*
$V_j \rightarrow V_{j-6}$	*7-13-5*	*21.13 %*	*22.26 %*	*21.91 %*	*21.72 %*	*24.81 %*
$V_j \rightarrow V_{j-7}$	*8-16-5*	*16.67 %*	*17.39 %*	*17.54 %*	*17.62 %*	*20.02 %*
$V_j \rightarrow V_{j-8}$	*9-19-5*	*22.60 %*	*21.60 %*	*21.94 %*	*22.60 %*	*25.66 %*
$V_j \rightarrow V_{j-9}$	*10-13-5*	*17.72 %*	*18.08 %*	*18.47 %*	*23.08 %*	*21.95 %*
$V_j \rightarrow V_{j-10}$	*11-14-5*	*14.58 %*	*19.78 %*	*19.67 %*	*21.23 %*	*23.76 %*
$V_j \rightarrow V_{j-11}$	*12-12-5*	*13.01 %*	*19.13 %*	*17.21 %*	*26.53 %*	*26.78 %*
$V_j \rightarrow V_{j-12}$	*13-13-5*	*13.43 %*	*15.01 %*	*14.01 %*	*20.17 %*	*23.96 %*
$V_j \rightarrow V_{j-13}$	*14-19-5*	*14.15 %*	*15.71 %*	*12.84 %*	*20.16 %*	*19.71 %*
$V_j \rightarrow V_{j-14}$	*15-18-5*	*14.20 %*	*19.03 %*	*23.76 %*	*19.94 %*	*23.44 %*
$V_j \rightarrow V_{j-15}$	*16-17-5*	*16.30 %*	*25.47 %*	*18.79 %*	*24.49 %*	*23.62 %*
$V_j \rightarrow V_{j-16}$	*17-13-5*	*18.82 %*	*22.89 %*	*21.30 %*	*24.32 %*	*25.65 %*
$V_j \rightarrow V_{j-17}$	*18-19-5*	*19.66 %*	*17.98 %*	*18.16 %*	*23.22 %*	*25.64 %*
$V_j \rightarrow V_{j-18}$	*19-12-5*	*17.99 %*	*19.99 %*	*19.59 %*	*22.07 %*	*24.01 %*

Tableau 5. Prédiction à court terme par analyse multi-résolution et Perceptrons multicouches de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006).

Observations antérieures	Topologie des réseaux utilisés	Prédiction V_{j+1} [Er.rel.moy.]	Prédiction V_{j+2} [Er.rel.moy.]	Prédiction V_{j+3} [Er.rel.moy.]	Prédiction V_{j+4} [Er.rel.moy.]	Prédiction V_{j+5} [Er.rel.moy.]
$V_j \rightarrow V_{j-1}$	2-13-5 ; 2-11-5 ; 2-11-5 2-14-5 ; 2-15-5 ; 2-13-5	9.15 %	18.26 %	17.68 %	20.73 %	22.90 %
$V_j \rightarrow V_{j-2}$	3-12-5 ; 3-14-5 ; 3-12-5 3-16-5 ; 3-16-5 ; 3-15-5	8.36 %	19.20 %	20.16 %	23.61 %	20.51 %
$V_j \rightarrow V_{j-3}$	4-11-5 ; 4-17-5 ; 4-12-5 4-14-5 ; 4-16-5 ; 4-14-5	8.62 %	19.50 %	19.31 %	21.33 %	21.52 %
$V_j \rightarrow V_{j-4}$	5-11-5 ; 5-13-5 ; 5-11-5 5-14-5 ; 5-13-5 ; 5-17-5	10.58 %	18.42 %	18.68 %	17.79 %	17.68 %
$V_j \rightarrow V_{j-5}$	6-11-5 ; 6-16-5 ; 6-16-5 6-11-5 ; 6-14-5 ; 6-11-5	9.80 %	19.07 %	18.59 %	17.88 %	17.66 %
$V_j \rightarrow V_{j-6}$	7-14-5 ; 7-12-5 ; 7-12-5 7-11-5 ; 7-17-5 ; 7-12-5	7.43 %	16.94 %	19.18 %	19.95 %	18.67 %
$V_j \rightarrow V_{j-7}$	8-12-5 ; 8-13-5 ; 8-17-5 8-13-5 ; 8-15-5 ; 8-13-5	8.23 %	14.76 %	14.07 %	18.32 %	16.50 %
$V_j \rightarrow V_{j-8}$	9-13-5 ; 9-14-5 ; 9-11-5 9-16-5 ; 9-13-5 ; 9-12-5	8.77 %	15.28 %	10.27 %	18.58 %	18.15 %
$V_j \rightarrow V_{j-9}$	10-12-5 ; 10-12-5 ; 10-12-5 10-13-5 ; 10-12-5 ; 10-13-5	8.46 %	12.64 %	13.34 %	19.23 %	16.17 %
$V_j \rightarrow V_{j-10}$	11-16-5 ; 11-12-5 ; 11-14-5 11-13-5 ; 11-14-5 ; 11-12-5	11.18 %	9.76 %	10.39 %	18.62 %	18.17 %
$V_j \rightarrow V_{j-11}$	12-14-5 ; 12-15-5 ; 12-13-5 12-16-5 ; 12-16-5 ; 12-11-5	5.72 %	6.64 %	11.59 %	16.18 %	17.09 %
$V_j \rightarrow V_{j-12}$	13-13-5 ; 13-13-5 ; 13-15-5 13-13-5 ; 13-17-5 ; 13-11-5	6.52 %	8.98 %	12.86 %	13.24 %	16.10 %
$V_j \rightarrow V_{j-13}$	14-14-5 ; 14-16-5 ; 14-17-5 14-14-5 ; 14-16-5 ; 14-13-5	5.62 %	10.81 %	11.66 %	16.62 %	18.77 %
$V_j \rightarrow V_{j-14}$	15-11-5 ; 15-15-5 ; 15-15-5 15-13-5 ; 15-16-5 ; 15-14-5	9.47 %	8.90 %	11.74 %	18.03 %	18.55 %
$V_j \rightarrow V_{j-15}$	16-11-5 ; 16-14-5 ; 16-11-5 16-11-5 ; 16-12-5 ; 16-16-5	8.77 %	15.59 %	14.89 %	17.32 %	18.45 %
$V_j \rightarrow V_{j-16}$	17-16-5 ; 17-12-5 ; 17-13-5 17-15-5 ; 17-13-5 ; 17-11-5	8.18 %	10.29 %	17.19 %	17.19 %	18.69 %
$V_j \rightarrow V_{j-17}$	18-13-5 ; 18-11-5 ; 18-15-5 18-13-5 ; 18-11-5 ; 18-13-5	8.95 %	14.78 %	10.14 %	19.45 %	20.32 %
$V_j \rightarrow V_{j-18}$	19-14-5 ; 19-11-5 ; 19-12-5 19-11-5 ; 19-12-5 ; 19-13-5	10.04 %	17.29 %	14.15 %	19.60 %	21.24 %

Tableau 6. Prédiction à court terme par carte auto-organisatrice de Kohonen de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006).

Observations antérieures	***Topologie des réseaux utilisés***	***Prédiction V_{j+1} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+2} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+3} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+4} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+5} [Er.rel.moy.]***
$V_j \rightarrow V_{j-1}$	*2-4×11*	*17.56 %*	*18.28 %*	*19.20 %*	*21.88 %*	*25.42 %*
$V_j \rightarrow V_{j-2}$	*3-2×11*	*18.77 %*	*23.46 %*	*22.73 %*	*25.57 %*	*24.55 %*
$V_j \rightarrow V_{j-3}$	*4-2×11*	*18.94 %*	*22.37 %*	*22.52 %*	*21.03 %*	*27.51 %*
$V_j \rightarrow V_{j-4}$	*5-2×11*	*21.08 %*	*20.74 %*	*20.20 %*	*20.04 %*	*27.93 %*
$V_j \rightarrow V_{j-5}$	*6-2×11*	*19.02 %*	*25.41 %*	*24.97 %*	*25.89 %*	*26.40 %*
$V_j \rightarrow V_{j-6}$	*7-3×8*	*21.43 %*	*22.16 %*	*20.09 %*	*23.72 %*	*26.26 %*
$V_j \rightarrow V_{j-7}$	*8-2×8*	*17.20 %*	*20.79 %*	*18.43 %*	*19.43 %*	*22.69 %*
$V_j \rightarrow V_{j-8}$	*9-4×11*	*18.68 %*	*20.24 %*	*21.07 %*	*24.17 %*	*28.05 %*
$V_j \rightarrow V_{j-9}$	*10-2×9*	*17.89 %*	*20.76 %*	*19.98 %*	*25.26 %*	*24.15 %*
$V_j \rightarrow V_{j-10}$	*11-3×8*	*16.15 %*	*21.99 %*	*18.95 %*	*23.35 %*	*23.91 %*
$V_j \rightarrow V_{j-11}$	*12-4×10*	*14.02 %*	*19.85 %*	*19.10 %*	*28.87 %*	*26.99 %*
$V_j \rightarrow V_{j-12}$	*13-2×8*	*13.96 %*	*15.17 %*	*16.27 %*	*21.03 %*	*24.22 %*
$V_j \rightarrow V_{j-13}$	*14-2×9*	*14.78 %*	*16.04 %*	*15.08 %*	*22.23 %*	*22.10 %*
$V_j \rightarrow V_{j-14}$	*15-3×10*	*16.92 %*	*19.06 %*	*22.09 %*	*21.61 %*	*26.26 %*
$V_j \rightarrow V_{j-15}$	*16-4×8*	*18.33 %*	*21.16 %*	*21.50 %*	*25.67 %*	*25.67 %*
$V_j \rightarrow V_{j-16}$	*17-4×8*	*20.23 %*	*23.47 %*	*22.90 %*	*24.50 %*	*26.04 %*
$V_j \rightarrow V_{j-17}$	*18-2×11*	*20.40 %*	*18.26 %*	*18.48 %*	*25.56 %*	*27.80 %*
$V_j \rightarrow V_{j-18}$	*19-2×10*	*20.30 %*	*20.91 %*	*22.06 %*	*23.08 %*	*24.34 %*

Tableau 7. Prédiction à court terme par analyse multi-résolution et cartes auto-organisatrices de Kohonen de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006).

Observations antérieures	***Topologie des réseaux utilisés***	***Prédiction V_{j+1} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+2} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+3} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+4} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+5} [Er.rel.moy.]***
$V_j \rightarrow V_{j-1}$	2-4×11 ; 2-2×9 ; 2-4×9 2-4×9 ; 2-3×11 ; 2-3×8	10.50 %	18.88 %	18.02 %	20.55 %	23.23 %
$V_j \rightarrow V_{j-2}$	3-3×10 ; 3-3×11 ; 3-4×11 3-2×10 ; 3-4×11 ; 3-2×8	10.28 %	19.46 %	22.51 %	23.72 %	22.41 %
$V_j \rightarrow V_{j-3}$	4-4×8 ; 4-4×11 ; 4-3×9 4-4×11 ; 4-3×10 ; 4-3×8	9.61 %	21.82 %	20.18 %	20.35 %	21.90 %
$V_j \rightarrow V_{j-4}$	5-4×10 ; 5-4×9 ; 5-3×8 5-4×9 ; 5-2×9 ; 5-4×11	12.54 %	19.04 %	20.49 %	19.08 %	18.08 %
$V_j \rightarrow V_{j-5}$	6-3×8 ; 6-3×8 ; 6-3×8 6-2×10 ; 6-4×11 ; 6-3×11	12.05 %	20.23 %	21.48 %	19.24 %	17.96 %
$V_j \rightarrow V_{j-6}$	7-4×11 ; 7-4×8 ; 7-4×9 7-2×9 ; 7-4×10 ; 7-4×10	9.18 %	18.60 %	20.48 %	21.78 %	19.10 %
$V_j \rightarrow V_{j-7}$	8-3×8 ; 8-2×9 ; 8-3×9 8-2×9 ; 8-4×9 ; 8-3×11	8.45 %	15.45 %	16.15 %	17.00 %	24.50 %
$V_j \rightarrow V_{j-8}$	9-2×8 ; 9-3×11 ; 9-4×9 9-4×10 ; 9-4×10 ; 9-2×11	9.47 %	17.21 %	12.54 %	19.53 %	18.74 %
$V_j \rightarrow V_{j-9}$	10-4×8 ; 10-4×11 ; 10-3×8 10-4×9 ; 10-4×10 ; 10-4×10	10.66 %	14.09 %	14.64 %	19.55 %	19.12 %
$V_j \rightarrow V_{j-10}$	11-2×10 ; 11-4×8 ; 11-2×9 11-2×10 ; 11-4×11 ; 11-3×11	14.09 %	10.22 %	12.36 %	15.12 %	20.71 %
$V_j \rightarrow V_{j-11}$	12-2×9 ; 12-2×11 ; 12-3×9 12-4×11 ; 12-4×9 ; 12-4×10	8.32 %	8.99 %	11.92 %	16.56 %	19.74 %
$V_j \rightarrow V_{j-12}$	13-3×9 ; 13-4×9 ; 13-2×10 13-3×11 ; 13-4×8 ; 13-3×8	6.78 %	9.28 %	15.66 %	13.63 %	16.85 %
$V_j \rightarrow V_{j-13}$	14-2×10 ; 14-4×8 ; 14-4×10 14-4×9 ; 14-4×9 ; 14-3×9	6.72 %	11.69 %	12.22 %	16.90 %	19.45 %
$V_j \rightarrow V_{j-14}$	15-4×11 ; 15-4×10 ; 15-2×11 15-4×9 ; 15-4×8 ; 15-4×9	10.58 %	9.61 %	12.54 %	16.05 %	19.66 %
$V_j \rightarrow V_{j-15}$	16-2×10 ; 16-4×10 ; 16-3×8 16-3×11 ; 16-3×8 ; 16-2×8	10.83 %	17.18 %	17.28 %	15.59 %	18.12 %
$V_j \rightarrow V_{j-16}$	17-3×8 ; 17-3×9 ; 17-3×8 17-4×8 ; 17-4×9 ; 17-4×11	8.97 %	10.56 %	18.65 %	16.24 %	19.16 %
$V_j \rightarrow V_{j-17}$	18-3×9 ; 18-3×9 ; 18-3×9 18-4×8 ; 18-4×8 ; 18-3×8	11.32 %	16.00 %	12.45 %	15.96 %	21.62 %
$V_j \rightarrow V_{j-18}$	19-4×9 ; 19-3×9 ; 19-2×9 19-4×8 ; 19-4×10 ; 19-4×8	11.14 %	17.60 %	15.34 %	18.45 %	21.19 %

Tableau 8. Prédiction à court terme par réseau récurrent d'Elman de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006).

Observations antérieures	***Topologie des réseaux utilisés***	***Prédiction V_{j+1} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+2} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+3} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+4} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+5} [Er.rel.moy.]***
$V_j \rightarrow V_{j-1}$	2-19-5	21.30 %	21.76 %	20.58 %	24.36 %	26.62 %
$V_j \rightarrow V_{j-2}$	3-15-5	22.19 %	25.73 %	22.81 %	26.10 %	25.80 %
$V_j \rightarrow V_{j-3}$	4-20-5	20.62 %	21.58 %	23.40 %	24.98 %	28.01 %
$V_j \rightarrow V_{j-4}$	5-13-5	22.02 %	21.79 %	21.16 %	22.04 %	28.70 %
$V_j \rightarrow V_{j-5}$	6-15-5	19.52 %	26.47 %	27.47 %	28.58 %	31.93 %
$V_j \rightarrow V_{j-6}$	7-16-5	23.30 %	24.04 %	23.97 %	25.27 %	29.04 %
$V_j \rightarrow V_{j-7}$	8-19-5	20.17 %	19.38 %	21.24 %	21.54 %	24.65 %
$V_j \rightarrow V_{j-8}$	9-15-5	21.19 %	21.74 %	21.45 %	24.64 %	30.85 %
$V_j \rightarrow V_{j-9}$	10-18-5	18.66 %	21.56 %	20.71 %	28.13 %	24.64 %
$V_j \rightarrow V_{j-10}$	11-12-5	17.34 %	21.00 %	19.25 %	24.97 %	26.68 %
$V_j \rightarrow V_{j-11}$	12-12-5	16.24 %	20.76 %	21.38 %	30.91 %	29.38 %
$V_j \rightarrow V_{j-12}$	13-18-5	16.01 %	16.53 %	16.50 %	21.14 %	25.96 %
$V_j \rightarrow V_{j-13}$	14-12-5	17.98 %	18.30 %	19.31 %	24.67 %	23.43 %
$V_j \rightarrow V_{j-14}$	15-15-5	19.86 %	20.15 %	22.41 %	23.86 %	27.04 %
$V_j \rightarrow V_{j-15}$	16-17-5	19.53 %	29.84 %	23.55 %	26.04 %	27.93 %
$V_j \rightarrow V_{j-16}$	17-15-5	22.09 %	25.71 %	24.29 %	26.08 %	26.73 %
$V_j \rightarrow V_{j-17}$	18-18-5	22.86 %	22.53 %	23.12 %	26.54 %	28.00 %
$V_j \rightarrow V_{j-18}$	19-16-5	19.45 %	22.20 %	22.36 %	24.72 %	26.64 %

Tableau 9. Prédiction à court terme par analyse multi-résolution et réseaux récurrents d'Elman de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006).

Observations antérieures	***Topologie des réseaux utilisés***	***Prédiction V_{j+1} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+2} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+3} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+4} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+5} [Er.rel.moy.]***
$V_j \rightarrow V_{j-1}$	*2-13-5 ; 2-15-5 ; 2-12-5* *2-10-5 ; 2-11-5 ; 2-11-5*	*11.52 %*	*19.87 %*	*18.69 %*	*21.28 %*	*24.83 %*
$V_j \rightarrow V_{j-2}$	*3-13-5 ; 3-16-5 ; 3-14-5* *3-11-5 ; 3-12-5 ; 3-17-5*	*12.43 %*	*20.13 %*	*23.63 %*	*23.31 %*	*25.06 %*
$V_j \rightarrow V_{j-3}$	*4-18-5 ; 4-16-5 ; 4-12-5* *4-11-5 ; 4-14-5 ; 4-16-5*	*11.53 %*	*19.77 %*	*20.45 %*	*22.18 %*	*24.60 %*
$V_j \rightarrow V_{j-4}$	*5-10-5 ; 5-10-5 ; 5-15-5* *5-10-5 ; 5-14-5 ; 5-14-5*	*13.80 %*	*20.85 %*	*22.41 %*	*19.82 %*	*19.96 %*
$V_j \rightarrow V_{j-5}$	*6-16-5 ; 6-11-5 ; 6-10-5* *6-16-5 ; 6-12-5 ; 6-17-5*	*13.22 %*	*17.40 %*	*18.03 %*	*18.59 %*	*19.37 %*
$V_j \rightarrow V_{j-6}$	*7-12-5 ; 7-18-5 ; 7-13-5* *7-10-5 ; 7-10-5 ; 7-16-5*	*11.63 %*	*19.02 %*	*20.61 %*	*22.46 %*	*19.75 %*
$V_j \rightarrow V_{j-7}$	*8-16-5 ; 8-13-5 ; 8-11-5* *8-11-5 ; 8-14-5 ; 8-14-5*	*9.40 %*	*15.52 %*	*18.32 %*	*18.91 %*	*19.55 %*
$V_j \rightarrow V_{j-8}$	*9-10-5 ; 9-15-5 ; 9-14-5* *9-12-5 ; 9-14-5 ; 9-13-5*	*11.92 %*	*17.47 %*	*18.59 %*	*20.49 %*	*19.86 %*
$V_j \rightarrow V_{j-9}$	*10-10-5 ; 10-14-5 ; 10-13-5* *10-10-5 ; 10-15-5 ; 10-14-5*	*13.03 %*	*14.65 %*	*16.62 %*	*17.44 %*	*21.64 %*
$V_j \rightarrow V_{j-10}$	*11-10-5 ; 11-17-5 ; 11-10-5* *11-10-5 ; 11-12-5 ; 11-12-5*	*13.65 %*	*12.39 %*	*13.51 %*	*16.97 %*	*19.32 %*
$V_j \rightarrow V_{j-11}$	*12-15-5 ; 12-10-5 ; 12-16-5* *12-11-5 ; 12-13-5 ; 12-16-5*	*9.84 %*	*10.10 %*	*13.80 %*	*19.82 %*	*19.56 %*
$V_j \rightarrow V_{j-12}$	*13-10-5 ; 13-17-5 ; 13-12-5* *13-10-5 ; 13-13-5 ; 13-16-5*	*8.69 %*	*11.81 %*	*15.73 %*	*16.04 %*	*17.92 %*
$V_j \rightarrow V_{j-13}$	*14-14-5 ; 14-17-5 ; 14-12-5* *14-11-5 ; 14-14-5 ; 14-14-5*	*9.57 %*	*13.89 %*	*14.95 %*	*19.86 %*	*22.68 %*
$V_j \rightarrow V_{j-14}$	*15-10-5 ; 15-17-5 ; 15-11-5* *15-10-5 ; 15-17-5 ; 15-15-5*	*11.91 %*	*11.33 %*	*14.94 %*	*16.25 %*	*22.61 %*
$V_j \rightarrow V_{j-15}$	*16-11-5 ; 16-11-5 ; 16-16-5* *16-10-5 ; 16-14-5 ; 16-11-5*	*11.01 %*	*17.71 %*	*19.52 %*	*18.41 %*	*20.95 %*
$V_j \rightarrow V_{j-16}$	*17-11-5 ; 17-15-5 ; 17-17-5* *17-11-5 ; 17-15-5 ; 17-15-5*	*11.57 %*	*13.44 %*	*17.09 %*	*19.21 %*	*18.27 %*
$V_j \rightarrow V_{j-17}$	*18-12-5 ; 18-12-5 ; 18-11-5* *18-12-5 ; 18-13-5 ; 18-15-5*	*13.21 %*	*16.79 %*	*16.60 %*	*21.67 %*	*22.92 %*
$V_j \rightarrow V_{j-18}$	*19-12-5 ; 19-15-5 ; 19-16-5* *19-17-5 ; 19-14-5 ; 19-13-5*	*12.21 %*	*18.38 %*	*17.19 %*	*23.54 %*	*23.77 %*

Tableau 10. Prédiction à court terme par réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006).

Observations antérieures	***Topologie des réseaux utilisés***	***Prédiction*** V_{j+1} ***[Er.rel.moy.]***	***Prédiction*** V_{j+2} ***[Er.rel.moy.]***	***Prédiction*** V_{j+3} ***[Er.rel.moy.]***	***Prédiction*** V_{j+4} ***[Er.rel.moy.]***	***Prédiction*** V_{j+5} ***[Er.rel.moy.]***
$V_j \rightarrow V_{j-1}$	2-1-5	13.44 %	18.71 %	17.24 %	19.97 %	22.91 %
$V_j \rightarrow V_{j-2}$	3-2-5	18.26 %	18.33 %	18.76 %	17.58 %	23.28 %
$V_j \rightarrow V_{j-3}$	4-4-5	14.40 %	16.56 %	16.07 %	19.34 %	23.58 %
$V_j \rightarrow V_{j-4}$	5-1-5	13.26 %	20.09 %	19.72 %	19.07 %	23.85 %
$V_j \rightarrow V_{j-5}$	6-4-5	18.25 %	18.48 %	16.92 %	16.15 %	24.60 %
$V_j \rightarrow V_{j-6}$	7-3-5	17.96 %	15.72 %	20.07 %	19.34 %	24.48 %
$V_j \rightarrow V_{j-7}$	8-3-5	18.17 %	21.96 %	21.26 %	19.35 %	23.75 %
$V_j \rightarrow V_{j-8}$	9-2-5	18.15 %	17.06 %	16.29 %	18.33 %	21.28 %
$V_j \rightarrow V_{j-9}$	10-3-5	17.23 %	19.25 %	18.65 %	18.83 %	20.42 %
$V_j \rightarrow V_{j-10}$	11-4-5	18.79 %	21.14 %	19.56 %	14.11 %	24.92 %
$V_j \rightarrow V_{j-11}$	12-4-5	11.79 %	13.24 %	13.40 %	14.63 %	18.38 %
$V_j \rightarrow V_{j-12}$	13-4-5	12.55 %	13.49 %	13.92 %	16.48 %	19.47 %
$V_j \rightarrow V_{j-13}$	14-2-5	13.77 %	15.78 %	15.85 %	16.84 %	19.16 %
$V_j \rightarrow V_{j-14}$	15-3-5	16.55 %	14.12 %	16.04 %	17.93 %	19.25 %
$V_j \rightarrow V_{j-15}$	16-3-5	17.02 %	18.98 %	20.65 %	17.53 %	23.36 %
$V_j \rightarrow V_{j-16}$	17-1-5	11.78 %	16.08 %	16.36 %	18.16 %	22.80 %
$V_j \rightarrow V_{j-17}$	18-4-5	13.83 %	13.31 %	13.70 %	16.86 %	20.43 %
$V_j \rightarrow V_{j-18}$	19-4-5	15.65 %	20.50 %	21.59 %	21.13 %	19.66 %

Tableau 11. Prédiction à court terme par analyse multi-résolution et réseaux multicouches à apprentissage par corrélation en cascade de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (2006).

Observations antérieures	***Topologie des réseaux utilisés***	***Prédiction V_{j+1} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+2} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+3} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+4} [Er.rel.moy.]***	***Prédiction V_{j+5} [Er.rel.moy.]***
$V_j \rightarrow V_{j-1}$	*2-1-5 ; 2-2-5 ; 2-3-5* *2-1-5 ; 2-3-5 ; 2-4-5*	*7.35 %*	*17.19 %*	*18.53 %*	*17.31 %*	*19.29 %*
$V_j \rightarrow V_{j-2}$	*3-1-5 ; 3-1-5 ; 3-4-5* *3-1-5 ; 3-4-5 ; 3-2-5*	*7.84 %*	*17.39 %*	*18.20 %*	*16.52 %*	*17.51 %*
$V_j \rightarrow V_{j-3}$	*4-2-5 ; 4-2-5 ; 4-2-5* *4-3-5 ; 4-1-5 ; 4-1-5*	*7.09 %*	*14.77 %*	*13.04 %*	*14.19 %*	*15.32 %*
$V_j \rightarrow V_{j-4}$	*5-3-5 ; 5-4-5 ; 5-1-5* *5-1-5 ; 5-1-5 ; 5-3-5*	*5.36 %*	*18.84 %*	*17.44 %*	*15.19 %*	*18.52 %*
$V_j \rightarrow V_{j-5}$	*6-3-5 ; 6-2-5 ; 6-3-5* *6-4-5 ; 6-1-5 ; 6-1-5*	*6.74 %*	*15.79 %*	*14.25 %*	*12.22 %*	*19.25 %*
$V_j \rightarrow V_{j-6}$	*7-1-5 ; 7-3-5 ; 7-4-5* *7-3-5 ; 7-3-5 ; 7-1-5*	*8.19 %*	*10.99 %*	*10.12 %*	*10.88 %*	*17.09 %*
$V_j \rightarrow V_{j-7}$	*8-4-5 ; 8-4-5 ; 8-1-5* *8-3-5 ; 8-4-5 ; 8-4-5*	*8.16 %*	*10.73 %*	*11.41 %*	*13.83 %*	*18.70 %*
$V_j \rightarrow V_{j-8}$	*9-2-5 ; 9-4-5 ; 9-4-5* *9-1-5 ; 9-4-5 ; 9-2-5*	*6.73 %*	*11.37 %*	*12.60 %*	*15.35 %*	*15.90 %*
$V_j \rightarrow V_{j-9}$	*10-4-5 ; 10-4-5 ; 10-4-5* *10-1-5 ; 10-1-5 ; 10-1-5*	*6.26 %*	*11.89 %*	*10.91 %*	*12.15 %*	*18.56 %*
$V_j \rightarrow V_{j-10}$	*11-3-5 ; 11-3-5 ; 11-2-5* *11-3-5 ; 11-1-5 ; 11-2-5*	*5.87 %*	*9.62 %*	*10.26 %*	*13.62 %*	*16.72 %*
$V_j \rightarrow V_{j-11}$	*12-4-5 ; 12-2-5 ; 12-4-5* *12-4-5 ; 12-4-5 ; 12-1-5*	*4.85 %*	*9.72 %*	*13.09 %*	*10.87 %*	*12.58 %*
$V_j \rightarrow V_{j-12}$	*13-4-5 ; 13-3-5 ; 13-4-5* *13-3-5 ; 13-1-5 ; 13-1-5*	*4.53 %*	*9.28 %*	*11.79 %*	*13.02 %*	*13.04 %*
$V_j \rightarrow V_{j-13}$	*14-1-5 ; 14-2-5 ; 14-3-5* *14-2-5 ; 14-1-5 ; 14-1-5*	*3.54 %*	*6.26 %*	*10.74 %*	*12.02 %*	*14.71 %*
$V_j \rightarrow V_{j-14}$	*15-2-5 ; 15-3-5 ; 15-1-5* *15-3-5 ; 15-1-5 ; 15-1-5*	*3.77 %*	*9.45 %*	*9.34 %*	*11.01 %*	*15.68 %*
$V_j \rightarrow V_{j-15}$	*16-1-5 ; 16-2-5 ; 16-2-5* *16-1-5 ; 16-3-5 ; 16-2-5*	*3.16 %*	*9.78 %*	*8.18 %*	*9.21 %*	*10.52 %*
$V_j \rightarrow V_{j-16}$	*17-1-5 ; 17-4-5 ; 17-4-5* *17-3-5 ; 17-3-5 ; 17-1-5*	*4.91 %*	*13.12 %*	*10.39 %*	*11.34 %*	*13.93 %*
$V_j \rightarrow V_{j-17}$	*18-3-5 ; 18-2-5 ; 18-1-5* *18-2-5 ; 18-1-5 ; 18-3-5*	*5.21 %*	*11.48 %*	*11.45 %*	*13.01 %*	*18.46 %*
$V_j \rightarrow V_{j-18}$	*19-2-5 ; 19-1-5 ; 19-2-5* *19-2-5 ; 19-2-5 ; 19-1-5*	*5.48 %*	*9.11 %*	*8.99 %*	*12.70 %*	*14.67 %*

L'examen des résultats obtenus permet de mettre en avant les éléments suivants. En premier lieu, quel que soit le type de réseau de neurones utilisé et qu'il y ait eu ou pas recours à une analyse multi-résolutions par transformée en ondelettes discrète, l'erreur relative moyenne constatée a tendance à croître avec l'horizon de prédiction (ce résultat était bien évidemment attendu). Ainsi, plus ce dernier est lointain, plus l'erreur est importante. Quel que soit le type de réseau de neurones utilisé, l'impact de l'analyse multi-résolution par

transformée en ondelettes discrète s'avère significatif et positif, ce qui valide la méthodologie proposée. En effet, l'estimation des coefficients d'ondelettes des valeurs à prédire, plutôt que la simple prédiction de série temporelle, permet une réduction significative des niveaux d'erreur. Cette réduction semble d'autant plus marquée que l'horizon de prédiction est proche. Les performances optimales, quelles que soient les observations antérieures (V_j, V_{j-1}, …, V_{j-n}) dont il aura été tenu compte, sont obtenues grâce à l'estimation par réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade des coefficients d'ondelettes des 5 valeurs à prédire (V_{j+1}, V_{j+2},..., V_{j+5}). Par l'ajout progressif de nouvelles unités cachées lui conférant, au cours de son apprentissage (que l'on qualifiera de supervisé et de localisé, les neurones étant entrainés indépendamment les uns des autres), la capacité d'aboutir à une topologie optimale et d'exploiter au mieux l'information exprimée par les exemples qui lui sont présentés, le réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade est celui qui, parmi l'ensemble des réseaux de neurones considérés, fait preuve de la plus grande capacité de généralisation. L'utilisation du réseau récurrent d'Elman, que la prédiction des valeurs futures de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan soit directe ou indirecte, aboutit par contre aux résultats les moins satisfaisants. Le réseau d'Elman, malgré une topologie adaptée à la modélisation des phénomènes dynamiques, est celui dont la capacité de généralisation semble être la plus limitée. Que la prédiction soit directe ou indirecte et quel que soit le schéma neuronal employé, le nombre optimal d'observations successives et immédiatement antérieures aux valeurs à prédire, dont il est judicieux de tenir compte, semble être compris entre 12 ($V_j \rightarrow V_{j-11}$) et 14 ($V_j \rightarrow V_{j-13}$) (12 et 16, $V_j \rightarrow V_{j-15}$, si le réseau de neurones utilisé est un réseau multicouches à apprentissage par corrélation en cascade). Pour un nombre d'observations qui n'appartient pas à cet intervalle, la précision des prédictions effectuées se dégrade de façon plus ou moins nette. Il est donc nécessaire de considérer un nombre suffisant d'observations antérieures afin, d'une part, d'appréhender correctement les évolutions et les tendances des séries temporelles considérées et, d'autre part, de développer des modèles dont la pertinence sera suffisante. Il convient toutefois que ce nombre d'observations antérieures considérées ne soit pas trop important car les corrélations, si elles existent, entre valeurs à prédire et observations antérieures lointaines sont très difficilement exploitables.

Conclusion

Les travaux présentés dans ce chapitre ont eu pour objectif de développer 3 modules de prédiction de paramètres météorologiques et de la charge du réseau électrique. Ces modules

seront intégrés dans l'outil informatique permettant la gestion des systèmes de production d'énergie, d'origine fossile ou renouvelable, dont dispose la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée. Les résultats de la prédiction des paramètres mentionnés montrent l'efficacité de l'approche proposée, notamment lorsque sont utilisés les réseaux multicouches à apprentissage par corrélation cascade pour estimer les coefficients d'ondelettes des valeurs à prédire (reconstruites par simple somme). L'approche DO-CCN a été choisie pour développer les 3 modules de prédiction pour l'irradiation solaire, ainsi la vitesse moyenne du vent et la charge du réseau électrique.

Les scénarios prévisionnels ainsi que les stratégies et les critères de gestion des sites de production d'énergie de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée seront présentés au chapitre 4 et s'appuieront sur les modules de prédiction développés.

Liste des figures et des tableaux

Figure 3.1. Algorithme de développement des modules de prédiction. 65
Figure 3.2a : Séries temporelles horaires pour l'irradiation solaire globale à Perpignan 67
Figure 3.2b : Séries temporelles horaires pour la vitesse moyenne de vent à Perpignan 67
Figure 3.2c: Séries temporelles horaires pour la charge électrique de la CAPM. 67
Figure 3.3a : Séries temporelles journalières pour l'irradiation solaire globale à Perpignan 68
Figure 3.3b : Séries temporelles journalières pour la vitesse moyenne de vent à Perpignan. 68
Figure 3.3c : Séries temporelles journalières pour la charge électrique de la CAPM. 68
Figure 3.4 : Les fonctions d'ondelettes de Daubechies. 71
Figure 3.5 : Analyse multi-résolution aboutissant à la décomposition de niveau 3 du signal x 72
Figure 3.6a : Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de l'irradiation solaire globale à Perpignan (10h, période 1997-2006). 73
Figure 3.6b : Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de la vitesse moyenne de vent à Perpignan (10h, période 1997-2006) 74
Figure 3.6c : Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de la consommation électrique de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (10h, période 2005- 2006)..... 74
Figure 3.7a : Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de l'irradiation solaire globale journalière à Perpignan (période 1997-2006) 75
Figure 3.7b : Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (période 1997-2006). 75
Figure 3.7c : Décomposition en ondelettes discrète de niveau 5 de la consommation électrique journalière de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (période 2005-2006) 76
Figure 3.8 : Représentation matricielle du Perceptron multicouche. 76
Figure 3.9 : Schématisation de l'apprentissage supervisé d'un Perceptron multicouche. 77
Figure 3.10 : Réseau de Kohonen avec carte rectangulaire de $S = 6 \times 7 = 42$ *neurones* 79
Figure 3.11: Exemples de topologie définissant le voisinage d'un neurone (le neurone 18) de la couche de sortie, constituée de 42 neurones, d'une carte auto-organisatrice de Kohonen. (a) $\Delta_{18} = 2$ *; (b)* $\Delta_{18} = 1$ *; (c)* $\Delta_{18} = 0$..... 81
Figure 3.12 : Représentation matricielle du réseau récurrent d'Elman. 82
Figure 3.13 : Structure des réseaux de neurones employés pour l'estimation directe des valeurs à prédire $P_{j+1}, P_{j+2}, P_{j+3}, \ldots, P_{j+m}$ *avec* $m \in N$..... 84

Figure 3.14 : Structure des réseaux de neurones employés pour l'estimation des coefficients d'ondelettes $D_i(P_{j+1})$, $D_i(P_{j+2})$, $D_i(P_{j+3})$, ..., $D_i(P_{j+m})$ *et* $A_5(P_{j+1})$, $A_5(P_{j+2})$, $A_5(P_{j+3})$, ..., $A_5(P_{j+m})$ *des valeurs à prédire* P_{j+1}, P_{j+2}, P_{j+3}, ..., P_{j+m} *avec* $i = 1, 2, ..., 5$ *et* $m, n \in N$..... 85

Figure 3.15 : Structure des réseaux de neurones employés pour l'estimation directe des valeurs à prédire $P_{h,j+1}$, $P_{h,j+2}$, $P_{h,j+3}$, ..., $P_{h,j+m}$ *avec* $h = 1, ..., 24$ *et* $m, n \in N$..... 86

Figure 3.16 : Structure des réseaux de neurones employés pour l'estimation des coefficients d'ondelettes $D_{h,i}(P_{j+1})$, $D_{h,i}(P_{j+2})$, $D_{h,i}(P_{j+3})$, ..., $D_{h,i}(P_{j+m})$ *et* $A_{h,5}(P_{j+1})$, $A_{h,5}(P_{j+2})$, $A_{h,5}(P_{j+3})$, ..., $A_{h,5}(P_{j+m})$ *des valeurs à prédire* $P_{h,j+1}$, $P_{h,j+2}$, $P_{h,j+3}$, ..., $P_{h,j+m}$ *(*$h = 1, 2, ..., 24$, $i = 1, 2, ..., 5$ *et* $m, n \in N$*).* 86

Tableau 1a. Erreur relative moyenne des prédictions à court terme de la consommation électrique sur 24h (jour de validation : 28 juin 2006) [unité : %]..... 88

Tableau 1b. Topologie des réseaux utilisés pour la prédiction de la charge du réseau électrique (24h). 89

Tableau 2a. Erreur relative moyenne des prédictions à court terme de l'irradiation solaire sur 24h (jour de validation : 28 juin 2006) [unité : %]..... 90

Tableau 2b. Topologie des réseaux utilisés pour la prédiction de l'irradiation solaire (24h). 91

Tableau 3a. Erreur relative moyenne des prédictions à court terme de la vitesse moyenne horaire de vent sur 24h (jour de validation : 28 juin 2006) [unité : %]..... 92

Tableau 3b. Topologie des réseaux utilisés pour la prédiction de la vitesse moyenne horaire de vent (24h). 93

Tableau 4. Prédiction à court terme par Perceptron multicouche de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006). 96

Tableau 5. Prédiction à court terme par analyse multi-résolution et Perceptrons multicouches de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006). 97

Tableau 6. Prédiction à court terme par carte auto-organisatrice de Kohonen de la vitesse. 98
moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006). 98

Tableau 7. Prédiction à court terme par analyse multi-résolution et cartes auto-organisatrices de Kohonen de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006). 99

Tableau 8. Prédiction à court terme par réseau récurrent d'Elman de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006). 100

Tableau 9. Prédiction à court terme par analyse multi-résolution et réseaux récurrents d'Elman de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006). 101

Tableau 10. Prédiction à court terme par réseau multicouche à apprentissage par corrélation en cascade de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006)..... 102
Tableau 11. Prédiction à court terme par analyse multi-résolution et réseaux multicouches à apprentissage par corrélation en cascade de la vitesse moyenne journalière de vent à Perpignan (année 2006). 103

Références

[1] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Nearest neighbor technique and artificial neural networks for short-term electric consumptions forecast, 11th International Conference of the Catalan Association for Artificial Intelligence, L'Escala, Spain, 2008. In: IOS Press, Artificial Intelligence Research and Development 184 (2008) 313-322.

[2] V.G. Tran, S. Grieu, A. Traoré, F. Thiery, M. Estaben, M. Polit, Wavelet decomposition and Box-Jenkins methodology or neural networks for short-term electric consumptions forecast, 1st International Conference on Renewable Energies & Eco-Design in Electrical Engineering (iREED 2008), Montpellier, France, 2008.

[3] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Q.T. Tran, Forecasting of solar irradiation using wavelet decomposition and cascade-correlation neural networks, 1st International Conference on Renewable Energies & Eco-Design in Electrical Engineering (iREED 2008), Montpellier, France, 2008.

[4] S. Grieu, V.G. Tran, M. Polit, Q.T. Tran, Transformée en ondelettes discrète et réseaux de neurones artificiels pour la prédiction d'irradiation solaire à court terme, Dossier Energies Renouvelables et Eco-conception en Génie Electrique, Revue de l'Electricité et de l'Electronique 5 (2009) 52-60.

[5] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Q.T. Tran, H.L. Tran, Forecasting of wind speed using wavelets analysis and cascade-correlation networks, European Wind Energy Conference EWEC 2009, Marseille, France, 2009.

[6] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Q.T. Tran, A. Traore, Hourly meteorological parameters and electric load forecasting, European Energy Conference E2C-2010, Barcelona, Spain, 2010.

[7] P.J. Brockwell, R.A. Davis, Introduction to time series and forecasting, Springer-Verlag, New York, USA, 2002.

[8] S. Osowski, K. Garanty, Forecasting of the daily meteorological pollution using wavelets and support vector machine, Eng. Appl. Artif. Intell. 20 (2007) 745-755.

[9] E. González-Romera et al., Monthly electric energy demand forecasting with neural networks and Fourier series, Energy Conversion and Management, 2008.

[10] K. Kalaitzakis et al., Short-term load forecasting based on artificial neural networks parallel implementation, Electric Power Systems Research 63 (2002) 185-196.

[11] D. Srinivasan, Evolving artificial neural networks for short term load forecasting, Neurocomputing 23 (1998) 265-276.

[12] B. Kermanshahi, H. Iwamiya, Up to year 2020 load forecasting using neural nets, Electrical Power and Energy Systems 24 (2002) 789-797.

[13] P.J. Santos et al., Designing the input vector to ANN-based models for short-term load forecast in electricity distribution systems, Electrical Power and Energy Systems 29 (2007) 338-347.

[14] T. Al-Saba, I. El-Amin, Artificial neural networks as applied to long-term demand forecasting, Artificial Intelligence in Engineering 13 (1999) 189-197.

[15] A.P. Alves da Silva et al., Input space to neural network based load forecasters, International Journal of Forecasting 24 (2008) 616-629.

[16] M. Djukanovic, A neural-net based short term load forecasting using moving window procedure, Electrical Power & Energy Systems 17 (6) (1995) 391-397.

[17] B. F. Hobbs et al., Artificial neural networks for short-term energy forecasting: Accuracy and economic value, Neurocomputing 23 (1998) 71-84.

[18] M. Ghiassi, S. Nangoy, A dynamic artificial neural network model for forecasting nonlinear processes, Computers & Industrial Engineering 57 (2009) 287-297.

[19] A. K. Topalli et al., Intelligent short-term load forecasting in Turkey, Electrical Power and Energy Systems 28 (2006) 437-447.

[20] M. Ghiassi et al., Medium term system load forecasting with a dynamic artificial neural network model, Electric Power Systems Research 76 (2006) 302-316.

[21] P. Mandal et al., A neural network based several-hour-ahead electric load forecasting using similar days approach, Electrical Power and Energy Systems 28 (2006) 367-373.

[22] T. Yalcinoz, U. Eminoglu, Short term and medium term power distribution load forecasting by neural networks, Energy Conversion and Management 46 (2005) 1393-1405.

[23] S.J. Kiartzis et al., Short-term load forecasting using neural networks, Electric Power Systems Research 33 (1995) 1-6.

[24] B. Kermanshahi, Recurrent neural network for forecasting next 10 years loads of nine Japanese utilities, Neurocomputing 23 (1998) 125-133.

[25] M. Beccali et al., Forecasting daily urban electric load profiles using artificial neural networks, Energy Conversion and Management 45 (2004) 2879-2900.

[26] D. Fay et al., 24h electrical load data-A sequential or partitioned time series?, Neurocomputing 55 (2003) 469 -498.

[27] N. Kandil et al., An efficient approach for short term load forecasting using artificial neural networks, Int. Journal of Electrical Power & Energy Systems 28 (8) (2006) 525-530.

[28] D.C. Park et al., Electric load forecasting using artificial neural networks, IEEE Trans. Power Sys. 6 (2) (1991) 442-449.

[29] Dillon T.S. et al., Short term load forecasting using adaptative pattern recognition and self-organizing techniques, in: Proceedings of the fifth world power system computation conference (PSCC-5), Cambridge, paper 2.4/3, 1975, pp. 1-15.

[30] J. Mubiru, E.J.K.B. Banda, Estimation of monthly average daily global solar irradiation using artificial neural networks, Solar Energy 82 (2008) 181-187.

[31] A. Mellit, A. M. Pavan, A 24h forecast of solar irradiance using artificial neural network: Application for performance prediction of a grid-connected PV plant at Trieste in Italy, Solar Energy 84 (2010) 807-821.

[32] H. K. Elminir et al., Estimation of solar radiation components incident on Helwan site using neural networks, Solar Energy 79 (2005) 270-279.

[33] A. Sfetsos, A.H. Coonick, Univariate and multivariate forecasting of hourly solar radiation with artificial intelligence techniques, Solar Energy 68 (2) (2000) 169-178.

[34] P.L. Zervas et al., Prediction of daily global solar irradiance on horizontal surfaces based on neural-network techniques, Renewable Energy 33 (2008) 1796-1803.

[35] G. Lopez et al., Selection of input parameters to model direct solar irradiance by using artificial neural networks, Energy 30 (2005) 1675-1684.

[36] J.L. Boscha,G.Lopez, F.J. Batlles, Daily solar irradiation estimation over a mountainous area using artificial neural networks, Renewable Energy 33 (2008) 1622-1628.

[37] F.S. Tymvios et al., Comparative study of Angstrom and artificial neural networks methodologies in estimating global solar radiation, Solar Energy 78 (2005) 752-762.

[38] A. Azadeh et al., An integrated artificial neural networks approach for predicting global radiation, Energy Conversion and Management 50 (2009) 1497-1505.

[39] T.G. Barbounis, J.B. Theocharis, Locally recurrent neural networks for wind speed prediction using spatial correlation, Information Sciences 177 (2007) 5775-5797.

[40] E.Cadenas, W. Rivera, Short term wind speed forecasting in La Venta, Oaxaca, Mexico, using artificial neural networks, Renewable Energy 34 (2009) 274-278.

[41] T.G. Barbounis, J.B. Theocharis, Locally recurrent neural networks for long-term wind speed and power prediction, Neuro computing 69 (2006) 466-496.

[42] A. Sfetsos, A comparison of various forecasting techniques applied to mean hourly wind speed time series, Renewable Energy 21 (2000) 23-35.

[43] A. More, M.C. Deo, Forecasting wind with neural networks, Marine Structures 16 (2003) 35-49.

[44] E. Cam et al., A classification mechanism for determining average wind speed and power in several regions of Turkey using artificial neural networks, Renewable Energy 30 (2005) 227-239.

[45] A. Mohamed et al., A neural networks approach for wind speed prediction, Renewable Energy 13 (3) (1998) 345-354.

[46] M. Parizeau, Réseaux de neurones, Université de Laval, 2004.

[47] D. Mandic, J. Chambers, Recurrent neural networks for prediction: learning algorithms, architectures and stability, Adaptative and Learning Systems for Signal Processing, Communications and Control Series, John Wiley & Sons Ltd, New York, USA, 2001.

[48] S.E. Fahlman, C. Lebiere, The cascade-correlation learning architecture, Advances in Neural Information Processing Systems 2 (1990) 524-532.

[49] P.J. Brockwell et R.A. Davis, Introduction to time series and forecasting, Springer-Verlag, New York, USA, 2002.

[50] C.S. Burrus, R.A. Gopinath et H. Guo, Introduction to wavelets and wavelet transforms, a primer, Prentice Hall, Upper Saddle River, USA, 1998.

[51] I. Daubechies, The wavelet transform, time-frequency localization and signal analysis, IEEE Trans. Inform. Theory 36 (5) (1990) 961-1005.

[52] A. Yger, Espaces de Hilbert et Analyse de Fourier, MHT 613, 2008.

[53] C.S. Burrus, R.A. Gopinath, H. Guo, Introduction to wavelets and wavelet transforms, a primer, Prentice Hall, Upper Saddle River, USA, 1998.

[54] I. Daubechies, The wavelet transform, time-frequency localization and signal analysis, IEEE Trans. Inform. Theory 36 (5) (1990) 961-1005.

[55] J.V. Beck, K.J. Arnold, Parameters estimation in Engineering and Sciences, John Wiley & Sons Ltd, New York, USA, 1977.

[56] MATLAB Wavelet Toolbox, The Mathworks, http://www.mathworks.com.

[57] S. Mallat, A theory for multiresolution signal decomposition: the wavelet representation, IEEE Transactions on Pattern Analysis and Machine Intelligence 11 (7) (1989) 674-693.

[58] M. Vetterli, C. Herley, Wavelets and filter banks: theory and design, IEEE Transactions on Signal Processing 40 (9) (1992) 2207-2232.

[59] L.B. Jackson, Digital filters and signal processing, Kluwer Academic Publishers, 1996.

[60] J. Hertz et al., Introduction to the theory of neural computation, computation and neural system series, Addison-Wesley, New-York, USA, 1991.

[61] E. Davalo, P. Naim, Neural Networks, Editorial Macmillan Computer Sciences Series.

[62] G. Dreyfus et al., Apprentissage statistique. Réseaux de neurones. Cartes topologiques. Machines à vecteurs supports, Editions Eyrolles, Paris, France, 2008.

[63] B. DasGupta, G. Schnitger, The power of approximating: a comparison of activation functions, Advances in Neural Networks Information Processing Systems 5 (1993) 615-622.

[64] K. Hornik, M. Stinchcombe, H. White, Multi-layer feedforward networks are universal approximation, Neural Networks 2 (1989) 359-366.

[65] C. Charalambous, Conjugate gradient algorithm for efficient training of artificial neural networks, IEEE Proc. 139 (1992) 301-310.

[66] M.T. Hagan, M. Menhaj, Training feedforward networks with the Marquardt algorithm, IEEE Transactions on Neural Networks 5 (1994) 989-993.

[67] C. Schittenkopf, G. Deco, W. Brauer, Two strategies to avoid overfitting in feedforward networks, Neural Networks 10 (1997) 505-516.

[68] M. Cottrell et al., Cartes auto-organisées pour l'analyse exploratoire de données de visualisation, Journal de la Société Française de Statistique 144 (2003) 67-106.

[69] O. Simula et al., Analysis of complex systems using the self-organizing map, Proceedings of the 4th International Conference on Neural Information Processing (ICONIP'97), Dunedin, New Zealand, 1997, pp. 1313-1317.

[70] O. Simula et al., Analysis and modeling of complex systems using the self-organizing map, Neuro-Fuzzy Techniques for Intelligent Information Systems, Physica-Verlag, 1999, pp. 3-22.

[71] K. Hornik, M. Stinchcombe, H. White, Multi-layer feedforward networks are universal approximation, Neural Networks 2 (1989) 359-366.

[72] J.L. Elman, Finding Structure in Time, Cognitive Science 14 (1990) 179-211.

[73] D. Mandic, J. Chambers, Recurrent neural networks for prediction: learning algorithms, architectures and stability, Adaptative and Learning Systems for Signal Processing, Communications and Control Series, John Wiley & Sons Ltd, New York, USA, 2001.

[74] S.E. Fahlman, C. Lebiere, The cascade-correlation learning architecture, Advances in Neural Information Processing Systems 2 (1990) 524-532.

[75] D.S. Phatak, I. Koren, Connectivity and performance tradeoffs in the cascade-correlation learning architecture, IEEE Transactions on Neural Networks 5 (6) (1994) 930-935.

[76] C. Charalambous, Conjugate gradient algorithm for efficient training of artificial neural networks, IEEE Proc. 139 (1992) 301-310.

[77] A.S. McGough, I. Mitrani, Efficient parallel simulation of a sliding window protocol, Performance Evaluation 48 (2002) 237-246.

[78] C.S. Jame Chu, Time serie segmentation: A sliding window approach, Information sciences 85 (1995) 147-173.

[79] M. Kontaki, Adaptive similarity search in streaming time series with sliding windows, Data & Knowledge Engineering 63 (2007) 478-502.

Chapitre 4

Développement d'un outil pour la gestion des systèmes de production d'électricité

Table des matières

Abréviations _____ *118*

Nomenclature _____ *119*

Introduction _____ *123*

4.1. Scénarios prévisionnels et stratégies de gestion énergétique _____ *125*

4.1.1 Scénarios prévisionnels pour les systèmes de production d'électricité _____ *125*

4.1.2 Stratégies pour la gestion de la demande (électricité de secours) _____ *128*

4.2. Caractéristiques du système de secours (stockage) _____ *129*

4.3. Modèles des systèmes de production d'électricité et de stockage _____ *130*

4.3.1 Générateurs éoliens _____ *130*

4.3.2 Panneaux photovoltaïques _____ *130*

4.3.3 Générateurs hydroélectriques _____ *131*

4.3.4 Production et stockage de l'hydrogène _____ *131*

4.3.5 Piles à combustible à hydrogène _____ *132*

4.3.6 Pile à combustible à gaz _____ *133*

4.3.7 Générateurs diesels _____ *133*

4.3.8 Banque de batteries _____ *134*

4.3.9 Onduleurs et redresseurs _____ *135*

4.4. Prédictions de la charge électrique et de paramètres météorologiques utilisés pour l'étude _____ *135*

4.5. Résultats obtenus _____ *137*

4.5.1 Scénario 1 _____ *137*

4.5.2 Scénario 2 _____ *138*

4.5.3 Scénario 3 _____ *140*

4.5.4 Scénario 4 _____ *141*

4.5.5 Scénario 5 ____ *143*

4.6. Implantation et dimensionnement optimal d'un nouveau système multi-source ____ *144*

4.6.1 Structure et paramètres des systèmes de production multi-sources ____ *145*

4.6.2 Méthodologie de dimensionnement ____ *146*

4.6.3 Résultats obtenus pour le dimensionnement d'un système de production d'électricité multi-source ____ *150*

Conclusion ____ *151*

Liste des figures et des tableaux ____ *153*

Références ____ *155*

Abréviations

CAPM	*Communauté d'Agglomération Perpignan Méditerranée*
CEVPM	*Centrale Electrique Virtuelle pour la gestion des systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée.*
RTE	*Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité*
CEA	*Commissariat à l'Energie Atomique*
E&M	*Exploitation et Maintenance*
db	*Ondelettes de Daubechies*
Err. abs.	*Erreur absolue*
PV	*Panneaux Photovoltaïques*
Gén. hydro.	*Générateur hydroélectrique*
PAC H_2	*Pile à combustible à hydrogène*
PAC Gaz	*Pile à combustible à gaz naturel*
Gén. diesel	*Générateur diesel*
Coût d'E&M	*Coût d'exploitation et de maintenance*
LPSP	*Loss of Power Supply Probability*
EnR	*Energie renouvelable*

Nomenclature

	4.1. Scénarios prévisionnels et stratégies de gestion énergétique	
P_{ins}	*Puissance totale installée (parc éolien ou générateur hydroélectrique)*	*kW*
S_{ins}	*Surface installée pour les panneaux photovoltaïques*	m^2
η_G	*Rendement du générateur considéré*	*%*
η_C	*Rendement du convertisseur associé*	*%*
	4.2. Caractéristiques du système de secours (stockage)	
C_{cap}	*Coût du capital du générateur considéré*	*€/kW*
η_G	*Rendement du générateur considéré*	*%*
η_{ch}	*Rendement de charge des batteries*	*%*
η_{dch}	*Rendement de décharge des batteries*	*%*
	4.3.1. Générateurs éoliens	
V_{in}	*Vitesse de vent au début de la production d'électricité*	*m/s*
V_{out}	*Vitesse de vent à la fin de la production d'électricité*	*m/s*
$P_w(v)$	*Puissance du générateur*	*kW*
$f(v)$	*Fonction de densité de probabilité de Weibull*	-
	4.3.2. Panneaux photovoltaïques	
E_{pv}	*Energie horaire générée*	*kWh*
S	*Surface des panneaux photovoltaïques*	m^2
η_m	*Rendement du module de conversion*	*%*
P_f	*Facteur d'emballage*	-
η_{pc}	*Rendement du conditionnement de l'énergie*	-
I	*Irradiation solaire globale horaire*	kWh/m^2
	4.3.3. Générateurs hydroélectriques	
P_h	*Puissance électrique maximale*	*W*
η_h	*Rendement global de l'installation hydroélectrique*	*%*
ρ_{eau}	*Masse volumique de l'eau (~1000)*	kg/m^3
g	*Accélération de la pesanteur*	m/s^2

H_{net}	Dénivellation de l'ouvrage	m
Q	Débit	m^3/s
	4.3.4. Production et stockage de l'hydrogène	
C_{H2}	Coût moyen de la production d'hydrogène	€/kg.H_2
H	Capacité de production d'hydrogène	kg.H_2/s
C_E	Tarif de l'électricité	€/kWh
	4.3.5. Piles à combustible à hydrogène	
P_{FC}	Puissance de sortie d'une pile à combustible	kW
P_{N_FC}	Puissance de sortie nominale d'une pile à combustible	kW
A_{FC}	Premier coefficient de la courbe de consommation	kg.H_2/kWh
B_{FC}	Deuxième coefficient de la courbe de consommation	kg.H_2/kWh
P_{max_ef}	Puissance de sortie de la pile à combustible à rendement maximum	%
F_{ef}	Facteur de consommation	%
PCI_{H2}	Pouvoir calorifique inférieur de l'hydrogène	kWh/kg.H_2
F_{H2}	Consommation d'hydrogène d'une pile à combustible	kg/h
$\eta_{FC\%}$	Rendement d'une pile à combustible	%
	4.3.6. Pile à combustible à gaz	
PCI_{GN}	Pouvoir calorifique inférieur du gaz naturel	kWh/kg
	4.3.7. Générateur diesel	
a, b, c	Coefficients	l/kWh
F_G	Consommation d'un générateur diesel	l/h
P_G	Puissance de sortie d'un générateur diesel	kWh
$\eta_{G\%}$	Rendement d'un générateur diesel	%
PCI_{FIOUL}	Pouvoir calorifique inférieur du fioul lourd	kWh/l
	4.3.8. Banque de batteries	
η_{red}	Rendement d'un redresseur	%
η_{ond}	Rendement d'un onduleur	%
η_{ch}	Rendement de charge d'une batterie	%
η_{dch}	Rendement de décharge d'une batterie	%
E_{max_bat}	Energie maximale stockable dans une banque de batteries	kWh

$E_{bat}(t)$	Energie stockée dans une banque de batteries à l'instant t	kWh
$E_{bat}(t-1)$	Energie stockée dans une banque de batteries à l'instant t-1	kWh
$E_G(t)$	Production totale d'électricité à l'instant t	kWh
$E_L(t)$	Consommation d'électricité à l'instant t	kWh
4.6.1. Structure et paramètres des systèmes de production multi-sources		
P	Puissance du générateur considéré	kW
C_{cap}	Coût du capital du générateur considéré	€/kW ou €/m²
C_F	Tarif du carburant	€ /l diesel ou €/kgH_2
S	Surface des panneaux solaires installés ou surface balayée par des éoliennes	m^2
D_{rotor}	Diamètre du rotor des éoliennes	m
η_G	Rendement du générateur considéré	%
η_{ch}	Rendement de charge d'une batterie	%
η_{dch}	Rendement de décharge d'une batterie	%
4.6.2. Méthodologie de dimensionnement		
N_h	Nombre de générateurs hydroélectriques	-
N_{w_max}	Nombre maximal d'éoliennes	-
N_{pv_max}	Nombre maximal de panneaux photovoltaïques	-
N_w	Nombre d'éoliennes	-
N_{pv}	Nombre des panneaux photovoltaïques	-
N_{w_opt}	Nombre optimal d'éoliennes	-
N_{pv_opt}	Nombre optimal de panneaux photovoltaïques	-
$\Delta E(t)$	Ecart à l'instant t entre la production et la consommation d'électricité	kWh
$E_h(t)$	Electricité produite par hydroélectricité à l'instant t	kWh
$E_w(t)$	Electricité produite par les éoliennes à l'instant t	kWh
$E_{pv}(t)$	Electricité produite par panneaux photovoltaïques à l'instant t	kWh
$E_L(t)$	Consommation électrique à l'instant t	kWh
ΔE_{max}	Déficit d'électricité maximal horaire	kWh
P_d	Puissance nominale d'un générateur diesel	kW

N_d	*Nombre des générateurs diesels*	-
P_{fc}	*Puissance nominale d'une pile à combustible à hydrogène*	*kWh*
N_d	*Nombre optimal de générateurs diesels*	-
N_{fc}	*Nombre optimal de piles à combustible à hydrogène*	-
η_{ch}	*Rendement de charge d'une batterie*	%
η_{dch}	*Rendement de décharge d'une batterie*	%
η_{red}	*Rendement d'un redresseur*	%
η_{ond}	*Rendement d'un onduleur*	%
E_{max_bat}	*Energie maximale stockée dans une banque de batteries*	*kWh*
E_{min_bat}	*Energie minimale stockée dans une banque de batteries*	*kWh*
E_{cap_bat}	*Capacité de la banque de batteries, requise pour le stockage d'énergie*	*kWh*
E_{nom_bat}	*Energie nominale stockée dans une batterie*	*kWh*
N_{bat}	*Nombre optimal de batteries*	-

Introduction

Ce chapitre présente les résultats de l'étude portant sur la gestion des systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, exploitant la prédiction sur 24 heures de paramètres influents (paragraphes 4.1 à 4.5) et le dimensionnement optimal de nouveaux sites de production d'électricité (paragraphe 4.6).

Le premier objectif fixé est de gérer de façon optimale des systèmes de production d'électricité déjà installés au sein de la communauté (parc éoliens, panneaux photovoltaïques et générateurs hydroélectriques). Des scénarios prévisionnels et des stratégies de gestion d'électricité sont proposés (paragraphe 4.1). Des systèmes de secours, permettant de combler les déficits d'énergie (paragraphe 4.2) sont ensuite présentés. Le paragraphe 4.3 détaille les modèles mathématiques des systèmes de production d'électricité et de stockage puis expose les formules de calcul et les caractéristiques des systèmes utilisés par la centrale électrique virtuelle. Les résultats des prédictions de charge du réseau électrique et des paramètres météorologiques (chapitre 3) sont utilisés pour obtenir la courbe de charge du jour à venir et pour estimer la capacité de production d'électricité horaire des sources d'énergie renouvelable (paragraphe 4.4). Les résultats concernant la gestion prédictive du jour à venir sur une période de 24 heures sont expliqués dans le paragraphe 4.5 à travers un exemple de gestion à pas de temps horaire de la production et la consommation électrique de la communauté. Ces travaux sont issus de notre première étude dans ce domaine [1].

La centrale électrique virtuelle CEVPM développée permet également d'étudier l'impact de futurs sites de production d'énergie renouvelable, en cas de nouvelles implantations au sein de la communauté. Le nécessaire dimensionnement de ces sites de production est abordé au cours du paragraphe 4.6. Le deuxième objectif concerne donc la procédure de dimensionnement optimal. Celle-ci permet d'analyser la pertinence de ces implémentations, le choix des ressources énergétiques à exploiter, sans négliger leur coût et leur impact sur l'environnement. Notons que les résultats de ces travaux ont fait l'objet d'une publication [2].

La figure 4.1 présente le synoptique de l'outil développé pour la gestion des systèmes de production d'électricité, répondant aux deux objectifs susmentionnés.

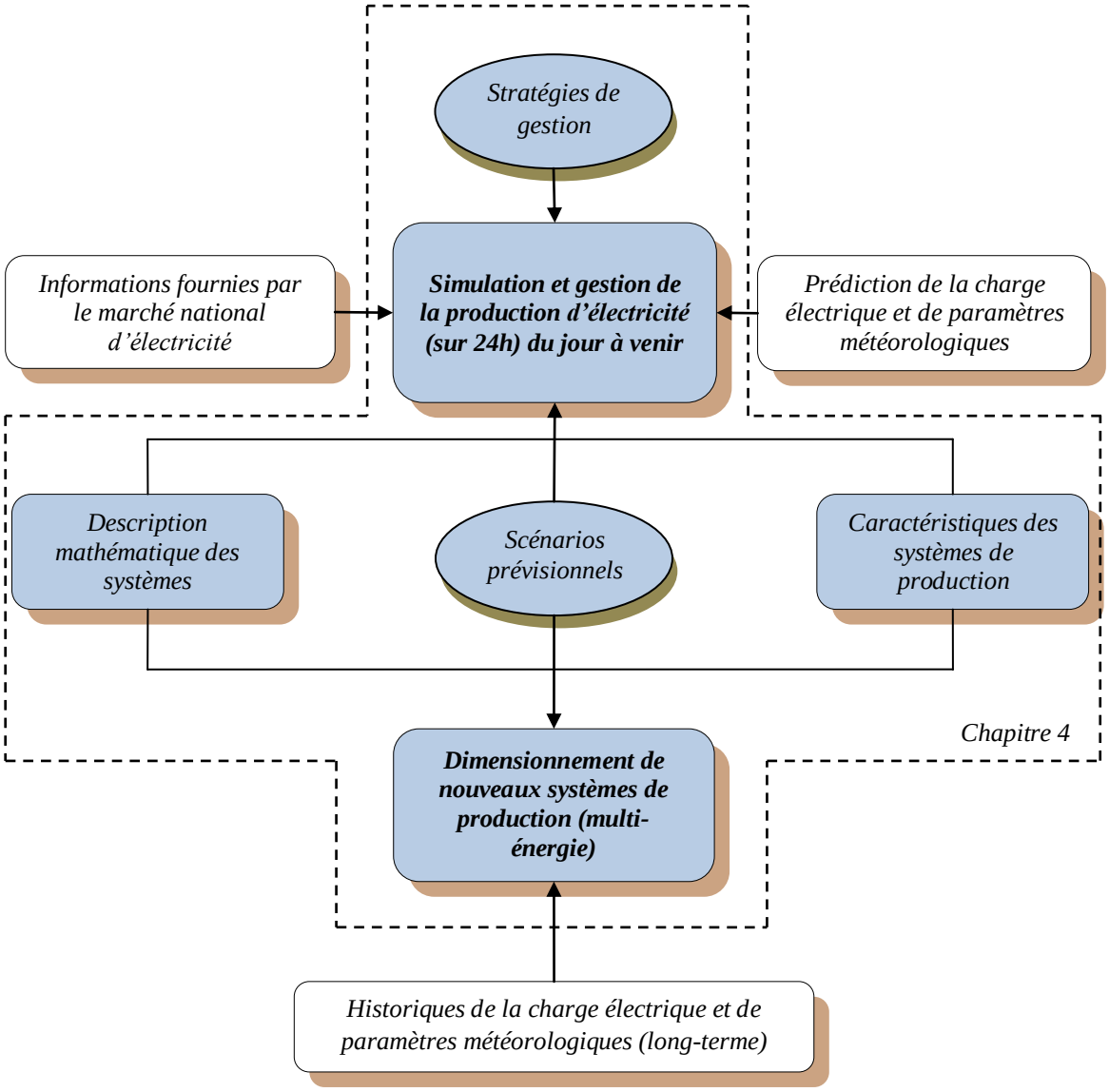

Figure 4.1 : Synoptique de l'outil développé pour la gestion des systèmes de production d'électricité (CEVPM).

4.1. Scénarios prévisionnels et stratégies de gestion énergétique

4.1.1 Scénarios prévisionnels pour les systèmes de production d'électricité

Seuls les systèmes de production directe d'électricité (qu'ils exploitent des ressources renouvelables ou non-renouvelables) et capables d'être raccordés au réseau électrique sont considérés (éoliennes, panneaux photovoltaïques, centrales hydroélectriques, piles à combustible à gaz, piles à combustible à hydrogène, générateurs diesel/gaz).

A ce jour, seules 8 éoliennes sont installées à proximité de la ville de Rivesaltes (située à environ 10 km au nord de Perpignan) et ont été raccordées au réseau électrique (ces éoliennes sont de type Nordex N60/1300 ou Nordex N43/600). Il est à noter qu'au total on comptabilise 16 éoliennes sur tout le territoire du département des Pyrénées-Orientales, pour une production d'environ 20770 kW [3]. Une faible quantité de panneaux photovoltaïques est exploitée par la communauté (quelques panneaux installés à l'hôtel de La Fauceille à Perpignan ainsi que sur la toiture de deux bâtiments du marché international de Saint-Charles et reliés au réseau pour une puissance de 2.5 MW [4]). On recense également sur le territoire de la communauté un potentiel hydroélectrique exploité principalement pour des activités touristiques, le sport, les loisirs, la protection contre les incendies, la production d'eau potable et d'eau d'irrigation (la retenue hydraulique de Villeneuve-de-la-Raho, environ 18 millions de m^3, le barrage de l'Agly, environ 55 m de haut et 260 m de long en crête, etc.) [5].

Suite au Grenelle de l'environnement [6], la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée a lancé d'ici à 2015 des projets concernant l'implantation d'un parc d'environ quarante éoliennes à l'ouest de la communauté (pour une production estimée d'environ 310 000 MWh/an), de centrales solaires à Pézilla-la-Rivière, Saint-Laurent-de-la-Salanque et Torreilles (pour une surface totale d'environ 100 ha et une production estimée d'environ 42 000 MWh/an), de panneaux solaires et de capteurs photovoltaïques sur les toitures de bâtiments publics et commerciaux (marché international de Saint Charles à Perpignan, centre technique national, tribunes du stade Aimé Giral, palais des expositions, espace polygone, grandes surfaces diverses…, pour une production estimée d'environ 48 000 MWh/an) ainsi que la création d'un réseau de

chaleur susceptible de récupérer une partie de l'énergie (chaleur) produite par l'usine de traitement et de valorisation énergétique des déchets de Calce afin de chauffer des serres agricoles (production estimée de 39 000 MWh/an) [7].

La gestion de l'ensemble des systèmes de production d'électricité pour satisfaire la demande en électricité de la communauté sera illustrée par des exemples de gestion prédictive de la production, sur une période de 24h (le jour à venir). Cinq scénarios prévisionnels pour la gestion des systèmes de production d'électricité (renouvelable) sont proposés. Ces cinq scénarios diffèrent par la capacité de production des systèmes de production d'énergie considérés et par l'ajustement de la production d'énergie hydroélectrique.

<u>Scénario 1</u> : Scénario "courant"

Dans ce premier scénario, les systèmes de production d'électricité exploitant les ressources renouvelables sont un parc éolien et des panneaux photovoltaïques. Le tableau 4.1 montre la puissance totale installée (P_{ins}) pour les éoliennes et la surface des panneaux photovoltaïques (S_{ins}). η_G et η_C sont les rendements du générateur considéré et du convertisseur qui lui est associé, respectivement. 80% de la consommation électrique journalière est satisfaite grâce à la production d'énergie nucléaire.

Tableau 4.1. Caractéristiques des systèmes de production d'électricité considérés (scénario 1).

Caractéristiques	***Parc éolien***	***PV***
P_{ins}	7.4×10^3 *kW*	-
S_{ins}	-	5.4×10^3 m^2
η_G	*21 %*	*14.1 %*
η_C	*95 %*	*95 %*

<u>Scénario 2</u> : Scénario "courant" + production d'hydroélectricité

Ce deuxième scénario est identique au premier mais en considérant la production d'hydro-électricité. Le tableau 4.2 définit la puissance totale des éoliennes et des hydro-turbines ainsi que la surface des panneaux photovoltaïques. Sont précisés les rendements des générateurs considérés et des convertisseurs associés. Comme pour le scenario 1, 80% de la consommation électrique journalière est satisfaite grâce à la production d'énergie nucléaire.

Tableau 4.2. Caractéristiques des systèmes de production d'électricité considérés (scénario 2).

Caractéristiques	***Parc éolien***	***PV***	***Hydro-turbines***
P_{ins}	7.4×10^3 kW	-	$2.5x10^3$ kW
S_{ins}	-	5.4×10^3 m^2	-
η_G	21 %	14.1 %	70 %
η_C	95 %	95 %	95 %

<u>Scénario 3</u> : Scénario "futur"

Identique au scénario n°1 concernant les sources d'énergies renouvelables considérées, la différence tient à une puissance installée pour les systèmes de production beaucoup plus importante. Le tableau 4.3 montre la puissance totale installée pour les éoliennes et la surface des panneaux photovoltaïques. Sont précisés les rendements des générateurs considérés et des convertisseurs associés. Pour ce scénario, seulement 40% de la consommation électrique journalière est satisfaite grâce à la production d'énergie nucléaire.

Tableau 4.3. Caractéristiques des systèmes de production d'électricité considérés (scénario 3).

Caractéristiques	***Parc éolien***	***PV***
P_{ins}	1.27×10^5 kW	-
S_{ins}	-	12×10^5 m^2
η_G	21 %	14.1 %
η_C	95 %	95 %

<u>Scénario 4</u> : Scénario "futur" + production d'hydroélectricité

Comme pour le scénario n°3, structurellement identique au scénario n°1, le scénario n°4 ne diffère du scénario n°2 que par la puissance installée (beaucoup plus importante) pour les systèmes de production d'électricité exploitant des ressources renouvelables. Le tableau 4.4 définit la puissance totale des éoliennes et des hydro-turbines ainsi que la surface des panneaux photovoltaïques. Sont précisés les rendements des générateurs considérés et des convertisseurs associés. Comme pour le scenario 3, 40% de la consommation électrique journalière est satisfaite grâce à la production d'énergie nucléaire.

Tableau 4.4. Caractéristiques des systèmes de production d'électricité considérés (scénario 4).

Caractéristiques	***Parc éolien***	***PV***	***Hydro-turbines***
P_{ins}	1.27×10^5 kW	-	$12.5x10^3$ kW
S_{ins}	-	12×10^5 m^2	-
η_G	21 %	14.1 %	70 %
η_C	95 %	95 %	95 %

<u>Scénario 5</u> : Scénario "énergie renouvelable"

L'énergie nucléaire n'est plus du tout utilisée dans ce scénario qui s'appuie donc à 100% sur les ressources énergétiques renouvelables disponibles afin de produire de l'électricité et répondre à la demande. Le tableau 4.5 définit la puissance totale des éoliennes et des hydro-turbines ainsi que la surface des panneaux photovoltaïques. Sont précisés les rendements des générateurs considérés et des convertisseurs associés.

Tableau 4.5. Caractéristiques des systèmes de production d'électricité considérés (scénario 5).

Caractéristiques	***Parc éolien***	***PV***	***Hydro-turbines***
P_{ins}	1.97×10^5 kW	-	$22.5x10^3$ kW
S_{ins}	-	21×10^5 m^2	-
η_G	21 %	14.1 %	70 %
η_C	95 %	95 %	95 %

4.1.2 Stratégies pour la gestion de la demande (électricité de secours)

Nous proposons 5 stratégies pour la gestion de la demande en électricité, lorsqu'il est nécessaire de stocker ou de compléter la production de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée en achetant sur le marché de l'électricité Powernext. Ces stratégies sont applicables aux 5 scénarios susmentionnés et sont définies de la façon suivante:

- <u>Stratégie 1</u> : négocier et acheter aux enchères le jour j de l'électricité sur le marché Powernext, livrée le jour j+1 pour répondre au surplus de demande du jour j+1 (électricité de secours).
- <u>Stratégie 2</u> : avoir recours le jour j+1 à des générateurs diesel pour répondre au surplus de demande du jour j+1 (électricité de secours).

- Stratégie 3 : négocier et acheter au tarif horaire le plus avantageux de l'électricité le jour j sur le marché Powernext et la stocker dans des batteries pour répondre au surplus de demande du jour j+1 (électricité de secours).
- Stratégie 4 : négocier et acheter au tarif horaire le plus avantageux de l'électricité le jour j sur le marché Powernext, l'électrolyser et la stocker sous forme d'hydrogène (H_2) puis utiliser des piles à combustible à hydrogène pour répondre au surplus de demande du jour j+1 (électricité de secours).
- Stratégie 5 : avoir recours le jour j+1 à des piles à combustible au gaz naturel pour répondre au surplus de demande du jour j+1 (électricité de secours).

4.2. Caractéristiques du système de secours (stockage)

Nous proposons deux hypothèses pour les caractéristiques du système de secours et de stockage, définies par le coût des générateurs, le rendement du système de production et de stockage, le taux d'émission de CO_2, les coûts d'exploitation et de maintenance ainsi que la durée de vie des systèmes de production d'électricité ou de stockage. La première hypothèse a été utilisée avec les scénarios 1 et 2 alors que la deuxième hypothèse a été utilisée avec les scénarios 3, 4 et 5.

Tableau 4.6. Caractéristiques du système de secours (hypothèse 1).

Caractéristiques	***PAC Gaz***	***PAC H_2***	***Générateur Diesel***	***Batteries***
C_{cap}	*2100 €/kW*	*1300 €/kW*	*300 €/kW*	*100 €/kW*
η_G	*47 %*	*46 %*	*42 %*	-
η_{ch}/η_{dch}	-	-	-	*80/85 %*
Emissions de CO_2	*2.253 $kgCO_2/Nm^3$*	-	*3.09 kgCO2/l*	-
Coût d'E&M	*0.0037 €/kWh*	*0.0012 €/kWh*	*0.0025 €/kWh*	*0.0012 €/kWh*
Durée de vie	*40000h*	*40000h*	*7000h × 20ans*	*8000 fois*

Tableau 4.7. Caractéristiques du système de secours (hypothèse 2).

Caractéristiques	***PAC Gaz***	***PAC H_2***	***Générateur Diesel***	***Batteries***
C_{cap}	*650 €/kW*	*300 €/kW*	*250 €/kW*	*60 €/kW*
η_G	*47 %*	*46 %*	*42 %*	-
η_{ch}/η_{dch}	-	-	-	*80/85 %*
Emissions de CO_2	*2.253 $kgCO_2/Nm^3$*	-	*3.09 kgCO2/l*	-
Coût d'E&M	*0.0037 €/kWh*	*0.0012 €/kWh*	*0.0025 €/kWh*	*0.0012 €/kWh*
Durée de vie	*40000h*	*40000h*	*7000h × 20ans*	*8000 fois*

Le tableau 4.6 présente les caractéristiques du système de secours pour la première hypothèse alors que le tableau 4.7 présente les caractéristiques du système de secours pour la seconde hypothèse avec C_{cap} le coût du capital, η_G le rendement du générateur

considéré et η_{ch} et η_{dch} le rendement de charge et de décharge des batteries. Les paramètres suivants complètent l'hypothèse 1 : pour la PAC à gaz la consommation de gaz naturel est de 0.22 Nm^3/kWh, le tarif du gaz naturel étant de 0.7443 €/m^3 TTC alors que pour le générateur diesel le tarif du diesel est de 0.11 €/l (mazout lourd). Pour l'hypothèse 2, les tarifs du gaz naturel et du diesel sont multipliés par 2. La consommation de gaz naturel de la PAC est identique.

4.3. Modèles des systèmes de production d'électricité et de stockage

4.3.1 Générateurs éoliens

A partir de la production d'énergie d'une éolienne (paragraphe 1.2.2.1 chapitre 1), la puissance moyenne $P_w(v)$ d'une éolienne peut s'exprimer grâce à la relation (1), avec v la vitesse de vent, V_{in} et V_{out} les vitesses de vent au début et en fin de production d'électricité et f(v) la fonction de densité de probabilité de Weibull [8] :

$$P_w(v) = \int_{V_{in}}^{V_{out}} P(v)f(v)dv \tag{1}$$

Les caractéristiques des éoliennes de type Nordex N60/1300 sont fournies par le fabricant [9]. A partir de la relation (1) et en tenant compte de ces caractéristiques, la puissance moyenne $P_w(v)$ produite par une éolienne N60/1300 est formalisée de la façon suivante, toujours avec v la vitesse de vent :

$$P_w(v) = \begin{cases} (A)\ 0.0538v^4 - 3.5973v^3 + 73.4533v^2 - 443.4775v + 853.5148\ avec\ 4 \leq v \leq 17 \\ (B)\ 0\ avec\ v < 4 \\ (C)\ 0.2031v^4 - 17.4593v^3 + 560.2264v^2 - 7956.5v + 43533\ avec\ 17 < v \leq 25 \\ (D)\ 0\ avec\ v > 25 \end{cases} \tag{2}$$

4.3.2 Panneaux photovoltaïques

L'énergie horaire générée (E_{pv}, exprimée kWh) par un système photovoltaïque est exprimée à partir de l'équation (3), avec S la surface des panneaux, η_m le rendement du module de conversion, P_f le facteur d'emballage, η_{pc} le rendement du conditionnement de l'énergie et I l'irradiation solaire globale horaire [10] :

$$E_{pv} = S\eta_m P_f \eta_{pc} I \tag{3}$$

Pour cette étude sont considérés un rendement du module de conversion $\eta_m = 0.141$, un facteur d'emballage $P_f = 0.9$ et un rendement de conditionnement de l'énergie $\eta_{pc} = 0.95$. Le module photovoltaïque utilisé est de type NU185E1 (Sharp). Les caractéristiques de ce module sont fournies par Sharp France [11].

4.3.3 Générateurs hydroélectriques

À partir du modèle de générateurs hydroélectriques présenté au paragraphe 1.2.2.3 du chapitre 1, est déduite l'équation (4), définissant la puissance électrique maximale d'un tel générateur (P_h) avec η_h le rendement global de l'installation hydroélectrique, ρ_{eau} la masse volumique de l'eau, g l'accélération de la pesanteur, H_{net} la dénivellation de l'ouvrage et Q le débit :

$$P_h(W) = \eta_h . \rho_{eau} . g . H_{net} . Q \tag{4}$$

Pour les scénarios 2, 4 et 5 définis au paragraphe 4.1.1, les puissances installées pour les générateurs hydroélectriques ont été fixées, respectivement, à 2.5×10^3 kW, 12.5×10^3 kW et 22.5×10^3 kW, avec un rendement de 70 %.

4.3.4 Production et stockage de l'hydrogène

En fonction de la capacité de production de l'usine et du pays où l'électrolyse de l'alcaline est mise en œuvre, l'estimation du coût de l'hydrogène produit peut varier entre 1.6 €/kgH_2 et 5 €/kgH_2 [12]. Une étude réalisée par le CEA (France) portant sur le coût de production de l'hydrogène par électrolyse de l'alcaline dans quatre pays (Islande, France, Norvège et USA) permet d'estimer le coût de production de 1 kg d'hydrogène (y compris la compression et le stockage) grâce à l'équation (5), avec H la capacité de production et C_E le tarif de l'électricité [12] :

$$C_{H2} = 0.3H^{-0.23} + 0.37H^{-0.025} + 52.2C_E \tag{5}$$

Le premier terme de l'équation définit le coût d'entretien, le deuxième correspond au coût du capital alors que le dernier représente le coût de l'électricité. Cette équation est valable pour un taux de production compris entre 0.1 kgH_2/s et 1.2 kgH_2/s.

L'équation (5) n'est utilisée telle qu'elle que pour les scénarios 1 ("courant") et 2 ("courant" + production hydroélectrique). En effet, étant donné que le coût de la production d'hydrogène sera réduit dans le futur, nous estimons le coût de la production d'un kilogramme d'hydrogène pour les scénarios 3 ("futur"), 4 ("futur" + production hydroélectrique) et 5 ("énergie renouvelable") à $0.4 \times C_{H2}$. Notons également qu'il est possible de produire de l'hydrogène sans émission de CO_2 en électrolysant de l'eau, si la source d'électricité utilisée pour alimenter l'électrolyseur ne produit pas de CO_2. Lees cycles de production et de consommation d'énergie sont alors exempts d'émissions de gaz à effet de serre.

4.3.5 Piles à combustible à hydrogène

Les coûts du capital (ou de l'acquisition) ainsi que de l'exploitation et de la maintenance (E&M) des piles à combustible dépendent de la technologie utilisée, du fabricant et enfin des conditions de fonctionnement. Selon l'étude [13], pour les différentes technologies de piles à combustible stationnaires, les coûts du capital varient entre 1300 et 1500 $/kW alors que les frais fixes d'E&M peuvent aller de 8 à 30 $/kW/an, les coûts variables d'E&M étant compris entre 1.4 et 2.5 $/MWh. Pour une exploitation à pleine capacité d'environ 1000 h/an, les coûts d'E&M par kWh d'électricité seront donc compris entre 0.0094 et 0.0325 $/kWh. La durée de vie des unités stationnaires est environ de 40000 h (paragraphe 4.2).

Pour les scénarios 1 et 2, nous choisissons un coût du capital pour une pile à combustible à hydrogène de 1300 €/kW. Ce coût est réduit à 300 €/kW pour les scénarios 3, 4 et 5 [13]. Le coût d'E&M est fixé à 0.012 €/kWh. La consommation d'hydrogène d'une pile à combustible (F_{H2}, exprimée en kg/h) est définie comme étant dépendante de la puissance de sortie (6 et 7) [14] :

$$F_{H_2} = B_{FC} \cdot P_{N_FC} + A_{FC} \cdot P_{FC} \text{ si } P_{FC}/P_{N_FC} \leq P_{max_ef} \quad (6)$$

$$F_{H_2} = B_{FC} \cdot P_{N_FC} + A_{FC} \cdot P_{FC} \cdot \left(1 + F_{ef}\left(\frac{P}{P_{N_FC}} - P_{\max_ef}\right)\right) \text{ si } P_{FC}/P_{N_FC} > P_{max_ef} \quad (7)$$

Avec P_{FC} la puissance de sortie de la pile à combustible, P_{N_PC} sa puissance de sortie nominale, P_{max_ef} sa puissance de sortie lorsque son rendement est maximum, F_{ef} son

facteur de consommation et A_{FC} et B_{FC} des coefficients. Le rendement de la pile à combustible $\eta_{FC\%}$ est calculé à partir de l'équation 8, avec PCI_{H2} le pouvoir calorifique inférieur (c'est-à-dire la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée non condensée et la chaleur non récupérée) de l'hydrogène :

$$\eta_{FC\%} = \frac{100P_{FC}}{F_{H2} \times PCI_{H2}} \tag{8}$$

Avec PCI_{H2} = 33.3 kWh/kg, A_{FC} = 0.05 kg/kWh, B_{FC} = 0.004 kg/kWh, P_{max_ef} = 0.2 et F_{ef} = 1, le rendement d'une pile à combustible $\eta_{FC\%}$ varie entre 31% et 46% [14].

4.3.6 Pile à combustible à gaz

Des piles à combustible à gaz naturel (PAC à gaz) du type DFC3000 [15] sont considérées pour cette étude. La consommation de gaz naturel (PCI_{GN} = 13.77 kWh/kg à 15°C) est de 0.22 Nm^3/kWh. L'émission de CO_2 est de 2.253 kg de CO_2/Nm^3 de gaz naturel. Le rendement du système est approximativement de 47 % [15]. Pour les cinq scénarios proposés, nous supposons que le coût d'exploitation et de maintenance est de 0.0037 €/kWh alors que la durée de vie d'une pile à combustible à gaz est estimée à 40000 h. Le coût du capital d'une PAC à gaz pour les scénarios 1 et 2 (paragraphe 4.1.1) est de 2100 €/kW, alors qu'il est de 650 €/kW pour les scénarios 3, 4 et 5 (paragraphe 4.2).

4.3.7 Générateurs diesels

Les générateurs diesels sont souvent utilisés dans les systèmes d'énergie hybrides pour assurer une alimentation continue. Pour un intervalle de temps donné, le combustible consommé par un générateur diesel (F_G) délivrant une puissance (P_G), est décrit par l'équation (9) :

$$F_G = a.P_G^2 + b.P_G + c \tag{9}$$

Avec a = 12.202×10^{-6} l/kWh, b = 0.223 l/kWh et c = 40.706 l/kWh. Le tarif du fioul lourd est de 0,11 €/l (150 $US/ton [17]) pour les scénarios 1 et 2 alors qu'il est de 0.20 €/l pour les scénarios 3, 4 et 5. Le taux d'émission de CO_2 est de 3.09 $kgCO_2$/l et le coût

d'E&M est de 0.0012 €/kWh pour les cinq scénarios. Le coût du capital pour un générateur diesel est de 300 €/kW pour les scénarios 1 et 2 et de 250 €/kW pour les scénarios 3, 4 et 5. La durée de vie de ce type de générateur est de 7000 h/an (temps d'exploitation) et de 20 ans. Les caractéristiques considérées pour les générateurs diesels ont été regroupés dans les tableaux 6 et 7 (paragraphe 4.2). Le rendement d'un générateur diesel ($\eta_{G\%}$) est calculé à partir de l'équation 10, avec PCI_{FIOUL} le pouvoir calorifique inférieur du fioul lourd et P_G la puissance de sortie du générateur diesel (10) [12] :

$$\eta_{G\%} = \frac{100P_G}{F_G \times PCI_{FIOUL}} \tag{10}$$

Avec PCI_{FIOUL} compris entre 10 et 11.6 kWh/l [12], pour cette étude PCI_{FIOUL} = 11.55 kWh/l.

4.3.8 Banque de batteries

Une banque de batterie peut-être utilisée au sein d'un système énergétique hybride. Pour le modèle proposé [18], l'état du stockage d'énergie dans la banque à l'instant présent (*t*) est fonction de son état à l'instant précédent (*t-1*) ainsi que de la charge fournie et de l'énergie renouvelable produite à l'instant *t*. En considérant des batteries en charge, l'équation modélisant l'énergie stockée dans une banque de batteries peut être définie de la façon suivante (11) :

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1) + \eta_{red}.\eta_{ch}.\left(E_G(t) - E_L(t)\right) \tag{11}$$

Avec η_{red} le rendement du redresseur, η_{ch} le rendement de charge de la batterie, $E_G(t)$ et $E_L(t)$ la production totale et la consummation d'électricité à l'instant *t* respectivement. En considérant des batteries en décharge, (11) devient (12) :

$$E_{bat}(t) = E_{bat}(t-1) + \frac{E_L(t) - E_G(t)}{\eta_{ond}.\eta_{dch}} \tag{12}$$

Avec η_{ond} le rendement de l'onduleur et η_{dch} le rendement de décharge de la batterie. Pour cette étude, le facteur d'autodécharge d'une batterie est considéré comme nul. Dans

le cas d'un processus de dimensionnement, la capacité de la banque de batteries est égale à $1.2 \times E_{max_bat}$, avec E_{max_bat} la valeur maximale de E_{bat}.

Ce sont les batteries plomb-acide qui ont actuellement le prix d'achat le plus bas, environ 150 $/kWh, car ce type de batteries a bénéficié du développement technologique le plus long et le plus complet. Il est d'autre part envisageable que le coût d'une telle batterie se réduise jusqu'à atteindre 100 $/kWh [19]. Pour cette étude, le coût du capital pour une batterie est fixé à 100 €/kWh pour les scénarios 1 et 2 (paragraphe 4.1.1) et à 60 €/kWh pour les scénarios 3, 4 et 5. Le coût d'E&M est de 0.0012 €/kWh et la durée de vie est environ de 20 ans ou bien de 8000 cycles de charge/décharge, quelque soit le scénario considéré (tableaux 6 et 7, paragraphe 4.2).

4.3.9 Onduleurs et redresseurs

Le coût d'un onduleur est de 120 €/kW de puissance nominale (donnée commerciale). Sa durée de vie est de 10 ans et son rendement dépend de la puissance de sortie. Le coût d'E&M est inclus dans le coût du système. Aucun onduleur n'est considéré pour appliquer les stratégies 1, 2 et 5, ce qui est par contre le cas pour appliquer les stratégies 3 et 4. La figure 4.2 montre comment évolue le rendement d'un onduleur en fonction de sa puissance de sortie.

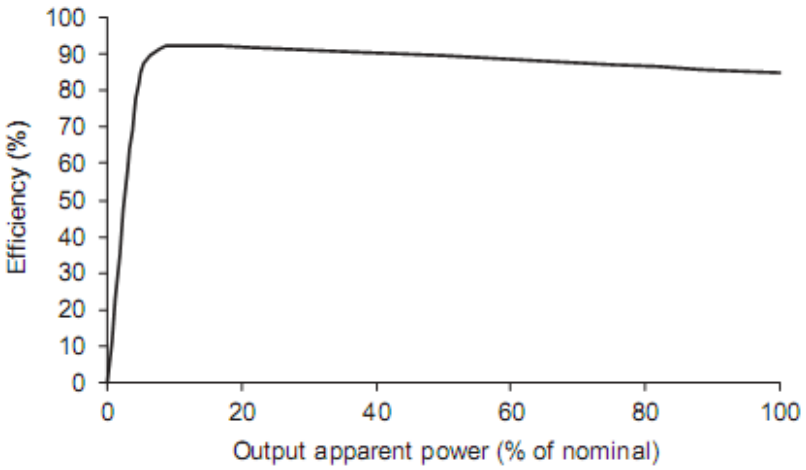

Figure. 4.2 : Courbe de rendement d'un onduleur.

Avec l'onduleur, un redresseur est utilisé pour appliquer les stratégies 3 et 4 alors que ce n'est pas le cas pour appliquer les stratégies 1, 2 et 5. Le coût d'un redresseur est actuellement de 70 €/kW, sa durée de vie atteint 10 ans et son rendement est de 90 %. Le coût d'E&M est inclus dans le coût du système. Pour les scénarios 1 et 2, les coûts de

l'onduleur et du redresseur sont identiques à ceux qui viennent d'être mentionnés. Pour les scénarios 3, 4 et 5, ces prix sont réduits de moitié.

4.4. Prédictions de la charge électrique et de paramètres météorologiques utilisées pour l'étude

Le tableau 4.8 [1-2] présente les données horaires prédites, utilisées pour cette étude, concernant la vitesse de vent, l'irradiation solaire et la charge du réseau électrique pour le 28/06/2006. Le tableau 4.9 présente les tarifs de l'électricité, tels que proposés par le marché Powernext, du 27 au 28/06/2006. Ces tarifs sont utilisés pour tous les scénarios.

Tableau 4.8. Prédiction de charge électrique et de paramètres météorologiques à pas de temps horaire pour le 28/06/2006 (Perpignan).

Heure	Charge électrique (MWh)			Irradiation solaire (J/cm^2)			Vitesse de vent (m/s)		
	Réelle	Prédite	Err.abs	Réelle	Prédite	Err.abs	Réelle	Prédite	Err.abs
1	71.00	70.60	0.40	0.00	0.00	0.00	2.00	1.95	0.05
2	85.00	85.68	0.68	0.00	0.00	0.00	2.00	1.82	0.18
3	73.00	73.62	0.62	0.00	0.00	0.00	3.00	2.99	0.01
4	64.00	63.85	0.15	0.00	0.00	0.00	5.00	5.05	0.05
5	63.00	63.70	0.70	0.00	0.00	0.00	4.00	4.04	0.04
6	66.00	66.55	0.55	5.00	5.20	0.20	6.00	6.18	0.18
7	69.00	69.62	0.62	41.00	41.19	0.19	4.00	4.02	0.02
8	76.00	75.50	0.50	107.00	106.04	0.96	5.00	5.16	0.16
9	87.00	88.52	1.52	171.00	172.28	1.28	4.00	3.84	0.16
10	97.00	98.80	1.80	230.00	226.66	3.34	3.00	3.12	0.12
11	103.00	111.48	8.48	277.00	276.11	0.89	2.00	2.02	0.02
12	107.00	108.04	1.04	232.00	232.60	0.60	4.00	4.12	0.12
13	109.00	108.04	0.96	299.00	299.03	0.03	4.00	3.89	0.11
14	107.00	103.70	3.30	297.00	294.54	2.46	5.00	5.03	0.03
15	107.00	108.15	1.15	313.00	315.02	2.02	3.00	3.11	0.11
16	123.00	124.77	1.77	250.00	247.75	2.25	3.00	3.03	0.03
17	112.00	112.57	0.57	30.00	31.92	1.92	4.00	4.04	0.04
18	103.00	102.50	0.50	7.00	5.95	1.05	8.00	7.93	0.07
19	100.00	100.60	0.60	5.00	5.01	0.01	9.00	9.26	0.26
20	96.00	95.80	0.20	3.00	2.57	0.43	11.00	11.10	0.10
21	89.00	91.81	2.81	1.00	1.02	0.02	8.00	7.98	0.02
22	84.00	84.70	0.70	0.00	0.00	0.00	9.00	9.04	0.04
23	81.00	80.44	0.56	0.00	0.00	0.00	5.00	4.80	0.20
24	72.00	72.30	0.30	0.00	0.00	0.00	2.00	2.04	0.04

Tableau 4.9. Tarif horaire de l'électricité pour les 27 et 28/06/2006, tels que proposés par le marché Powernext [€/MWh] (France [20]).

Date	Heure 1	Heure 2	Heure 3	Heure 4	Heure 5	Heure 6	Heure 7	Heure 8	Heure 9	Heure 10	Heure 11	Heure 12
28/06/2006	34.00	31.00	27.00	22.00	9.00	29.00	31.00	48.99	51.00	67.91	71.00	79.19
27/06/2006	32.00	27.99	22.01	10.00	10.00	23.10	31.31	42.00	49.74	53.01	60.99	66.58
Date	Heure 13	Heure 14	Heure 15	Heure 16	Heure 17	Heure 18	Heure 19	Heure 20	Heure 21	Heure 22	Heure 23	Heure 24
28/06/2006	74.00	74.00	73.00	70.00	61.00	55.00	54.00	49.00	48.99	46.99	50.01	41.18
27/06/2006	58.00	61.00	59.99	53.78	53.00	48.00	47.99	41.07	41.65	40.39	44.01	36.21

4.5. Résultats obtenus

4.5.1 Scénario 1

La figure 4.3a présente la production d'électricité du champ d'éoliennes et des panneaux solaires installés pour le jour qui vient (*j+1*). La figure 4.3b montre la prévision de l'offre (production d'origine nucléaire comprise) et de la demande en électricité. Comme on peut le voir sur cette figure, l'offre est la plupart du temps trop basse et ne satisfait pas la demande. Cependant, il est à noter qu'entre 4h et 6h, l'excès de production EnR, conséquence d'une réduction de la consommation d'électricité, peut-être revendu sur le marché Powernext (pour un total de 448,99 € ou 27.61 MWh).

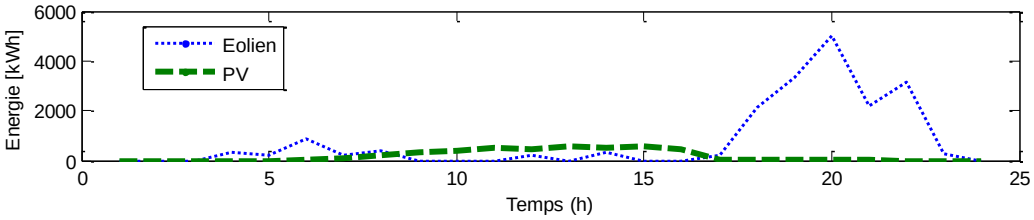

Figure 4.3a : Production horaire EnR (prévision pour le jour qui vient ; scenario 1).

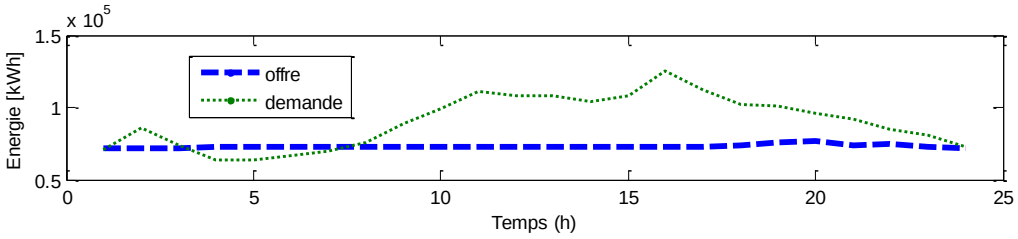

Figure. 4.3b : Offre et demande d'électricité (prévision pour le jour qui vient ; scenario 1).

Notons également que l'offre d'électricité (figure 4.3b) est quasi invariable entre 0h et 17h car, sur la durée considérée, la production EnR est marginale par rapport à la production d'origine nucléaire (stable). En effet, pour ce scénario, la puissance installée pour le champ éolien et la surface des panneaux photovoltaïques sont faibles (7,4 MW

d'éolien et 5400 m^2 de panneaux photovoltaïques). De plus, la production éolienne est réduite par la faible vitesse moyenne de vent constatée (inférieure à 6 m/s). Les panneaux photovoltaïques produisent de l'électricité entre 6h et 21h et notamment entre 8h et 16h, intervalle de temps au cours duquel l'irradiation solaire varie entre 106 et 315 J/cm^2. Comme mentionné, la production est trop faible pour impacter de façon significative sur le profil de l'offre entre 0h et 17h. Entre 18h et 22h, l'augmentation de la vitesse de vent constatée (en moyenne 8 m/s, avec un maximum de 11 m/s à 20h) influe sur la production éolienne et par conséquent, de façon modérée, sur l'offre. Le déficit de production constaté est égal à 437 MWh. Le tableau 4.10 présente pour les 5 stratégies proposées afin de gérer la demande en électricité, lorsqu'il est nécessaire de stocker ou de compléter la production de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée en achetant sur le marché de l'électricité Powernext, le coût de son application et les émissions de CO_2 engendrées.

Tableau 4.10. Coût et émissions de CO_2 (scénario 1).

Stratégie	***Coût (k€)***	***Emissions de CO_2 (kg)***
1	*23.30*	*0*
2	*31.62*	8.31×10^5
3	*36.26*	*0*
4	*32.81*	*0*
5	*125.32*	2.17×10^5

L'application de la stratégie 1 aboutie au coût le plus bas et à l'absence d'émissions de CO_2. Les stratégies 3 et 4 engendrent un coût d'application plus élevé, même s'il est à noter que l'énergie achetée via le marché Powernext l'a été au tarif horaire le plus avantageux (le jour *j*), du aux coûts du capital et d'E&M (stratégie 3 : batteries ; stratégie 4 : piles à combustible à hydrogène, électrolyse, stockage). L'application des stratégies 2 et 5 engendre également des coûts plus élevées (notamment pour la stratégie 5, de loin la plus onéreuse) que lorsque la stratégie 1 est appliquée. Cette augmentation est à nouveau liée aux coûts du capital et d'E&M (stratégie 2 : générateur diesel ; stratégie 5 : piles à combustible à gaz naturel), ainsi qu'au prix (élevés) des combustibles utilisés (le gaz naturel pour la stratégie 5). Notons que l'application de ces deux stratégies entraine l'émission de CO_2, notamment pour la stratégie 2 (recours au fioul lourd).

4.5.2 Scénario 2

La figure 4.4a présente la production d'électricité du champ d'éoliennes, des panneaux solaires et des générateurs hydroélectriques installés pour le jour qui vient (*j+1*). La

figure 4.4b montre la prévision de l'offre (production d'origine nucléaire comprise) et de la demande en électricité. Elle met notamment en avant la faiblesse de l'offre qui ne parvient que rarement à satisfaire la demande (le déficit de production est de 406.93 MWh). En effet, seulement aux alentours d'1h, entre 4h et 7h puis à 0h, l'excès de production EnR, conséquence d'une réduction de la consommation d'électricité, peut-être revendu sur le marché Powernext (pour un total de 678.89 € ou 37.42 MWh). L'utilisation de générateurs hydroélectriques (2.5 MW) permet malgré tout d'un peu mieux ajuster la production d'électricité.

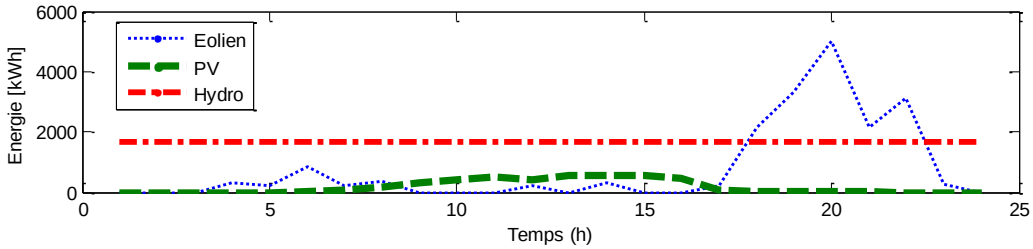

Figure 4.4a : Production horaire EnR (prévision pour le jour qui vient ; scenario 2).

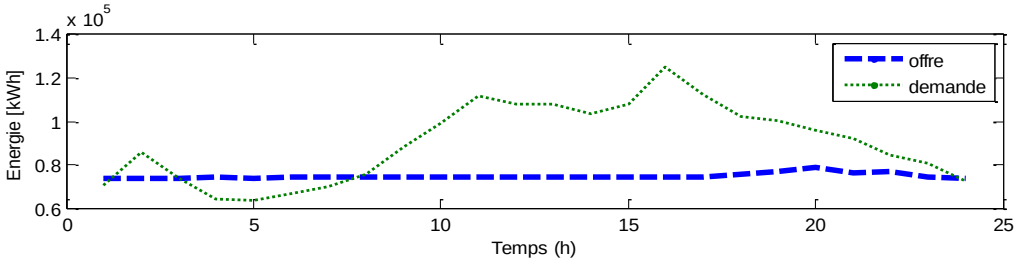

Figure 4.4b : Offre et demande d'électricité (prévision pour le jour qui vient ; scenario 2).

Tableau 4.11. Coût & émissions de CO_2 (scénario 2).

Stratégie	***Coût (k€)***	***Emissions de CO_2 (kg)***
1	*21.85*	*0*
2	*28.85*	*7.57×10^5*
3	*33.76*	*0*
4	*28.45*	*0*
5	*113.31*	*2.02×10^5*

Le tableau 4.11 présente pour chacune des cinq stratégies proposées afin de gérer la demande en électricité, lorsqu'il est nécessaire de stocker ou de compléter la production de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée en achetant sur le marché de l'électricité Powernext, le coût de son application et les émissions de CO_2 engendrées. Pour ce scénario (il en était de même pour le scénario 1), la stratégie 1 est celle dont le coût d'application est le plus bas. De plus, elle n'aboutie à aucune émission de CO_2. Il est

à noter que, quelle que soit la stratégie considérée, son application est moins couteuse que pour le scénario 1 et ce, grâce à la production hydroélectrique. De façon générale, les constats effectués pour le scénario 1 sont valables pour le scénario 2.

4.5.3 Scénario 3

Pour ce scénario, la puissance installée pour le parc éolien et la surface des panneaux photovoltaïques sont toutes deux accrues de façon significative, en tenant compte des installations futures ou en cours de réalisation sur le site de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée. La figure 4.5a présente la production d'électricité du champ d'éoliennes et des panneaux solaires pour le jour qui vient (*j+1*). La figure 4.5b montre la prévision de l'offre (production d'origine nucléaire comprise) et de la demande en électricité. Rappelons que seulement 40% de la consommation électrique journalière est, pour ce scénario, satisfaite par la production d'énergie nucléaire.

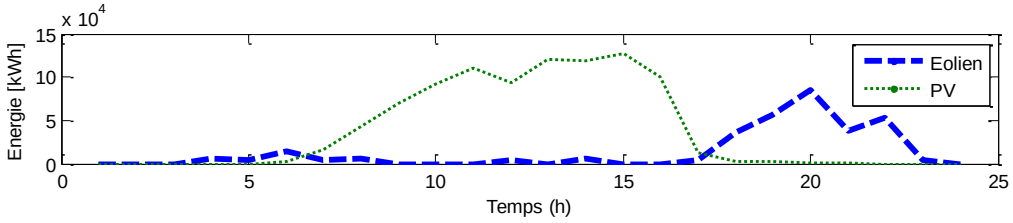

Figure 4.5a : Production horaire EnR (prévision pour le jour qui vient ; scenario 3).

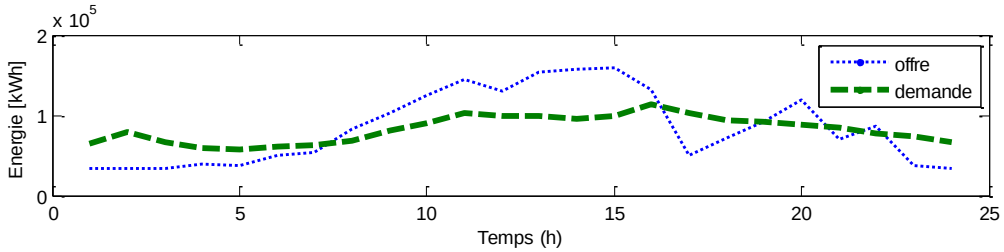

Figure 4.5b : Offre et demande d'électricité (prévision pour le jour qui vient ; scenario 3).

Comme on peut le voir clairement sur la figure 4.5a, la production d'électricité par panneaux photovoltaïques est significativement augmentée si on la compare à la production obtenue pour les scénarios 1 et 2. Rappelons que la surface totale est ici de 1200000 m^2 au total. Le même constat peut être dressé pour la production d'électricité des divers parcs éoliens dont la puissance globale installée atteint 127 MW. Malgré la diminution significative de l'apport énergétique d'origine nucléaire, le nouveau dimensionnement des systèmes de production EnR permet de satisfaire la demande en électricité à peu près 50 % du temps et notamment de répondre au pic de consommation de

16h (figure 4.5b) (le déficit de production constaté est de 382.16 MWh). Les excès de production EnR, conséquents entre 8h et 16h puis aux alentours de 20h et 22h, peuvent être revendus sur le marché Powernext (pour un total de 17.95 k€ ou 316.79 MWh). Lorsque les systèmes de production EnR sont incapables de répondre à la demande, entre 0h et 7h, de 17h à 18h et entre 23h et 0h, l'une des stratégies proposées doit être appliquée (tableau 4.12).

Tableau 4.12. Coût & émissions de CO_2 (scénario 3).

Stratégie	***Coût (k€)***	***Emissions de CO_2 (kg)***
1	*13.10*	*0*
2	*58.38*	7.97×10^5
3	*20.19*	*0*
4	*6.31*	*0*
5	*139.24*	1.89×10^5

Pour ce scénario, l'application de la stratégie 1 n'aboutit pas au coût le plus bas. En effet, appliquer la stratégie 4 (qui s'appuie sur l'électrolyse de l'hydrogène et l'utilisation de piles à hydrogène) est moins onéreux grâce à la réduction du coût des piles à hydrogène et de la production de H_2 dans le futur. L'application de la stratégie 5 présente toujours un coût très élevé à cause de l'augmentation des tarifs du gaz naturel (même si le coût des piles à combustible à gaz naturel a tendance à diminuer). Contrairement à ce qui a pu être constaté pour les scénarios 1 et 2, appliquer la stratégie 2 coûte plus cher qu'appliquer les stratégies 3 et 4 à cause des tarifs du fioul lourd qui ne cessent d'augmenter.

4.5.4 Scénario 4

La figure 4.6a présente la production d'électricité du champ d'éoliennes, des panneaux solaires et des générateurs hydroélectriques installés pour le jour qui vient (*j+1*). La figure 4.6b montre la prévision de l'offre (production d'origine nucléaire comprise) et de la demande en électricité. Rappelons qu'à nouveau seulement 40% de la consommation électrique journalière est, pour ce scénario, satisfaite par la production d'énergie nucléaire. La puissance installée pour le parc éolien et la surface des panneaux photovoltaïques sont identiques à ce qui a été mentionné pour le scénario 3. Des générateurs hydroélectriques d'une puissance totale de 12.5 MW complètent le système de production d'électricité (contre 2.5 MW pour le scénario 2).

La figure 4.6b met en avant l'alternance d'excès et de déficits pour la production EnR. L'électricité produite en excès (en plus grande quantité, comme conséquence de la

production d'hydroélectricité, que si le scénario 3 est considéré), de 7h à 17h, de 19h à 20h et aux alentours de 22h, peut être revendue sur le marché Powernext (pour un total de 22.96 k€ ou 411 MWh). Lorsque les systèmes de production EnR sont incapables de répondre à la demande, entre 0h et 6h, de 17h à 18h et entre 23h et 0h, l'une des stratégies proposées doit être appliquée. Le déficit constaté est de 276.93 MWh. Le tableau 4.13 précise le coût de l'application de ces stratégies ainsi que leur impact sur l'environnement. Notons que ces déficits sont moindres, comparativement aux déficits mis en avant pour le scénario 3.

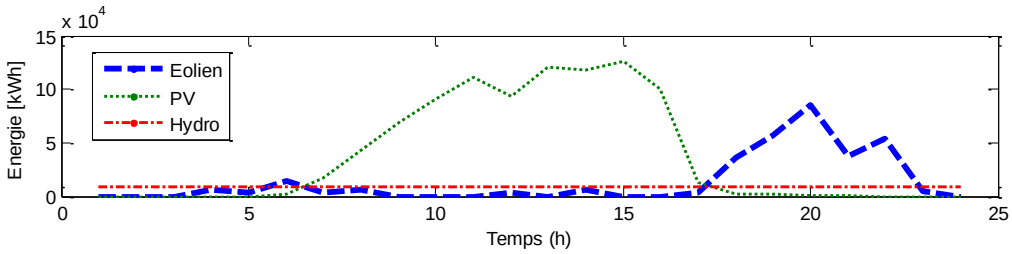

Figure 4.6a : Production horaire EnR (prévision pour le jour qui vient ; scénario 4).

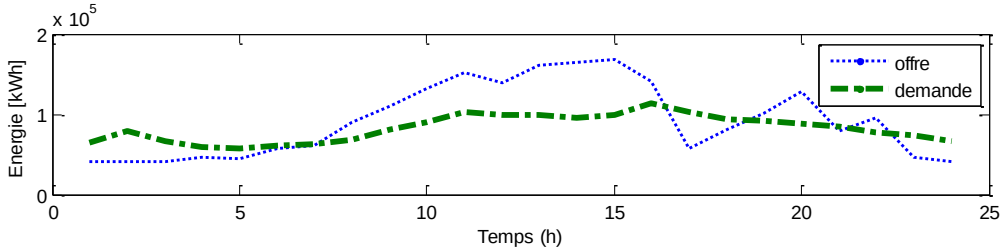

Figure 4.6b : Offre et demande d'électricité (prévision pour le jour qui vient ; scénario 4).

Tableau 4.13. Coût & émissions de CO_2 (scénario 4).

Stratégie	***Coût (k€)***	***Emissions de CO_2 (kg)***
1	*9.68*	*0*
2	*38.10*	*5.18×10^5*
3	*14.63*	*0*
4	*4.99*	*0*
5	*101.80*	*1.37×10^5*

Quelle que soit la stratégie considérée, son application est moins couteuse que pour le scénario 3 et ce, comme c'était déjà le cas pour les scénarios 1 et 2, grâce à la production hydroélectrique. Appliquer la stratégie 4 aboutit au coût le plus faible, sans émissions de CO_2, notamment grâce à la réduction des coûts des piles à combustible à hydrogène et de la production d'hydrogène. Toutefois, appliquer la stratégie 1, dont le coût est légèrement supérieur au coût de la stratégie 4, est également envisageable car plus simple à mettre en œuvre (pas de système de secours). Quel que soit le scénario considéré, et c'est bien

évidemment le cas pour le scénario 4, l'application des stratégies 2 et 5 aboutit aux couts les plus élevés, comme conséquence de l'utilisation, par les systèmes de production, de combustibles tels que le fioul ou le gaz naturel, dont les tarifs sont en constante augmentation.

4.5.5 Scénario 5

Ce scénario s'appuie uniquement sur l'exploitation des ressources renouvelables pour la production d'électricité. La production d'énergie nucléaire n'est, pour ce scénario, pas considérée pour répondre à la demande en électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée. Seuls des parcs éoliens, des panneaux photovoltaïques et des générateurs hydroélectriques permettent la production d'électricité pour le jour qui vient (*j+1*) (figure 4.7a). La figure 4.7b montre la prévision de l'offre (sans production d'origine nucléaire) et de la demande en électricité.

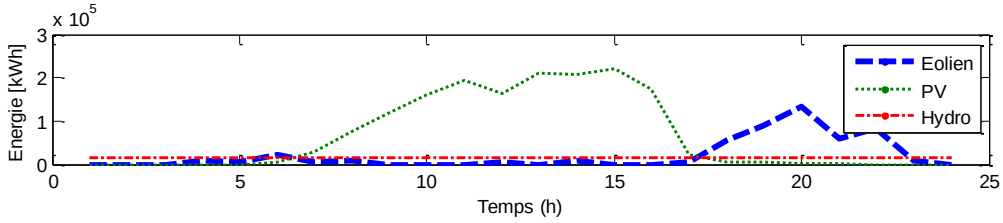

Figure 4.7a : Production horaire EnR (prévision pour le jour qui vient ; scénario 5).

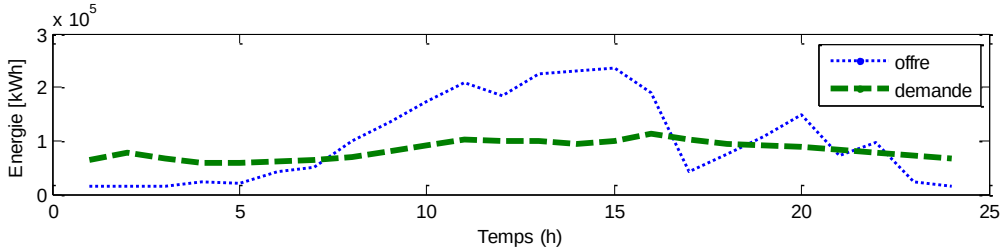

Figure 4.7b : Offre et demande d'électricité (prévision pour le jour qui vient ; scénario 5).

La figure 4.7a met en avant que, de 8h à 16h, grâce à la forte irradiation solaire constatée (de 106 à 315 J/cm^2), la production d'électricité liée au fonctionnement des panneaux photovoltaïques est plus importante que la production que permettent les champs d'éoliennes et les générateurs hydrauliques. Du fait d'une vitesse de vent accrue (comprise entre 8 et 11 m/s), la production d'électricité des éoliennes est significative de 18h à 22h. La figure 4.7b montre que, sans apport d'énergie nucléaire, le dimensionnement proposé pour les systèmes de production EnR permet de satisfaire la demande en électricité à peu près 50 % du temps pour le jour à venir (*j+1*). Rappelons toutefois que les puissances installées (1970 MW pour les champs éoliens et 22.5 MW pour les générateurs

hydrauliques) et la surface des panneaux photovoltaïques (2100000 m^2) sont importantes. L'électricité produite en excès, de façon très importante, de 8h à 16h, de 19h à 20h et aux alentours de 22h, peut être revendue sur le marché Powernext (pour un total de 47.19 k€ ou 813.83 MWh). Lorsque la production d'électricité est déficitaire, de 0h à 7h, de 17h à 18h, aux alentours de 21h puis entre 23h et 0h, l'une des stratégies proposées doit être appliquée. Le déficit constaté est de 543.06 MWh. Le tableau 4.14 précise le coût de l'application de ces stratégies ainsi que les émissions de CO_2 constatées.

Tableau 4.14. Coût & émissions de CO_2 (scénario 5).

Stratégie	***Coût (k€)***	***Emissions de CO_2 (kg)***
1	*17.44*	*0*
2	*105.73*	*14.52×10^5*
3	*28.69*	*0*
4	*7.02*	*0*
5	*193.65*	*2.69×10^5*

Comme pouvait le laisser penser la non utilisation de ressources nucléaires pour la production d'électricité (entrainant un nouveau dimensionnement des systèmes de production EnR), et quelle que soit la stratégie considérée pour répondre à la demande de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, son application est plus couteuse que lorsque les scénarios 3 ou 4 sont choisis. Ceci étant, appliquer la stratégie 4 aboutit à nouveau au coût le plus faible, et ce sans émissions de CO_2. Notons que le coût de l'application de cette stratégie est environ 11 % plus élevé que si le scénario 3 est considéré et environ 40 % plus élevé que si le scénario 4 est choisi. Enfin, la station électrique virtuelle développée offrant aussi la possibilité d'étudier la pertinence de l'implantation et du dimensionnement optimal de nouveaux systèmes de production et de stockage d'énergie, le paragraphe 4.6 y est consacré.

4.6. Implantation et dimensionnement optimal d'un nouveau système multi-source

Ce paragraphe présente une étude portant sur le dimensionnement optimal et l'implantation de nouveaux systèmes de production EnR multi-sources. Ceci pourrait permettre d'optimiser la gestion des ressources énergétiques de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée en intégrant ces systèmes à la centrale électrique virtuelle proposée. L'outil peut analyser la pertinence de telle ou telle combinaison de systèmes de production d'énergie renouvelable (parcs éoliens, panneaux photovoltaïques

ou générateurs hydroélectriques) et/ou de tel ou tel système de secours (piles à combustible, générateurs diesels ou banques de batteries). Une architecture en adéquation avec les besoins de la communauté d'agglomération pourra alors être mise en avant. La capacité de production des systèmes considérés, le coût de l'énergie produite ainsi que l'impact sur l'environnement (émissions de CO_2) sont les critères que l'on cherche à optimiser (maximiser ou minimiser) dans le cadre du processus de dimensionnement. Différentes combinaisons de systèmes de production d'énergie renouvelable ont ainsi été étudiées.

4.6.1 Structure et paramètres des systèmes de production multi-sources

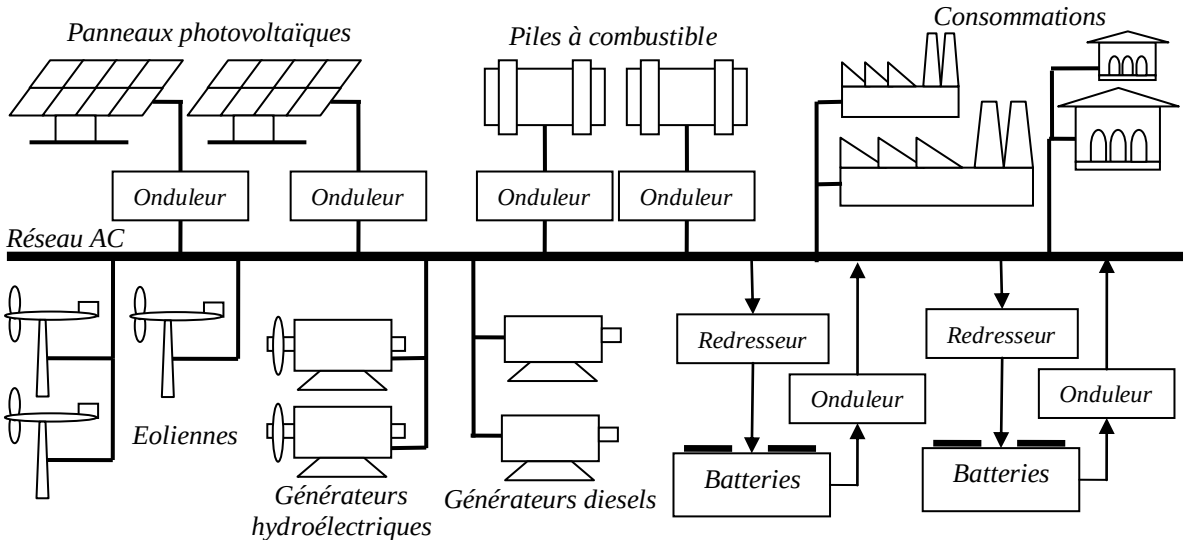

Figure 4.8 : Structure d'un système de production d'énergie multi-source. Intégration des unités de stockage.

La figure 4.8 présente la structure globale d'un système de production d'énergie multi-source. Plusieurs systèmes de production d'énergie renouvelable sont raccordés au réseau électrique alternatif. Les unités de production d'électricité peuvent-être groupées (parc) ou séparées (elles sont alors dites "décentralisées"). Des systèmes de stockage (secours) peuvent également être raccordés afin de combler les déficits de production. Pour cette étude, les onduleurs ne sont pas intégrés aux panneaux photovoltaïques, aux piles à combustible ou aux batteries. Notons que les outils de commande des systèmes de production d'électricité sont intégrés à chaque système, leur coût est donc inclus dans le coût d'E&M de ces systèmes.

Pour dimensionner de façon optimale un système de production d'énergie multi-source, il est également nécessaire de considérer des paramètres tels que les puissances installées, les coûts du capital des divers générateurs, le rendement de ces générateurs, les coûts d'installation, les coûts d'exploitation et de maintenance ainsi que les différentes durées de vie. Le tableau 4.15 présente l'ensemble de ces caractéristiques, avec P la puissance du générateur considéré, C_{cap} le coût du capital, η_G le rendement du générateur, η_{ch} le rendement de charge du générateur, η_{dch} le rendement de décharge du générateur, C_F le tarif du carburent utilisé, S la surface des panneaux solaires installés ou la surface balayée par les éoliennes et D_{rotor} le diamètre du rotor (éoliennes).

Tableau 4.15. Caractéristiques des générateurs du système de production d'électricité multi-source.

Caractéristique	***Gen. diesels***	***Gen. hydroélectriques***	***PAC H2***	***Eoliennes***	***PV***	***Batteries***	***Onduleur***	***Redresseur***	***Unité***
P	*3000*	*2500*	*2800*	*1.30E+03*	*2.78*	*48.96*	*-*	*-*	*kW*
C_{cap}	*300*	*1100*	*1300*	*300*	*345.32*	*100*	*120*	*70*	*€/kW ou €/m²*
$\eta_G(\eta_{ch}/\eta_{dch})$	*-*	*70*	*-*	*21*	*14.1*	*80/85*	*95*	*90*	*%*
C_F *(diesel, H_2)*	*0.11€/l*	*-*	*3.5€/kgH_2*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Emissions de CO_2	*3.09*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*kgCO_2/l*
C_{inst}	*15*	*30*	*15*	*15*	*20*	*10*	*10*	*10*	*%*
S (ou balayée)	*-*	*-*	*-*	*2828*	*19.65*	*-*	*-*	*-*	*m²*
D_{rotor}	*-*	*-*	*-*	*60*	*-*	*-*	*-*	*-*	*m*
Durée de vie	*7000h×20ans*	*30ans*	*40000h*	*25ans*	*30ans*	*8000fois /20ans*	*10ans*	*10ans*	*-*
Coût d'E&M	*0.0025*	*0.0055*	*0.0015*	*0.0025*	*0.0027*	*0.0012*	*inclus*	*inclus*	*€/kWh*

4.6.2 Méthodologie de dimensionnement

Pour cette étude, les systèmes de production d'énergie renouvelable sont utilisés à puissance maximale et aucune production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire n'est considérée. Trois types de générateurs sont utilisés : les panneaux photovoltaïques, les éoliennes et les générateurs hydroélectriques. Des historiques (année 2005) de charge électrique horaire, d'irradiation solaire horaire et de vitesse moyenne horaire de vent (8760 observations au total) sont utilisées pour choisir et dimensionner les systèmes de production afin d'optimiser la production d'électricité et d'équilibrer la balance énergétique entre production et consommation. La figure 4.9 décrit la procédure utilisée pour ce dimensionnement.

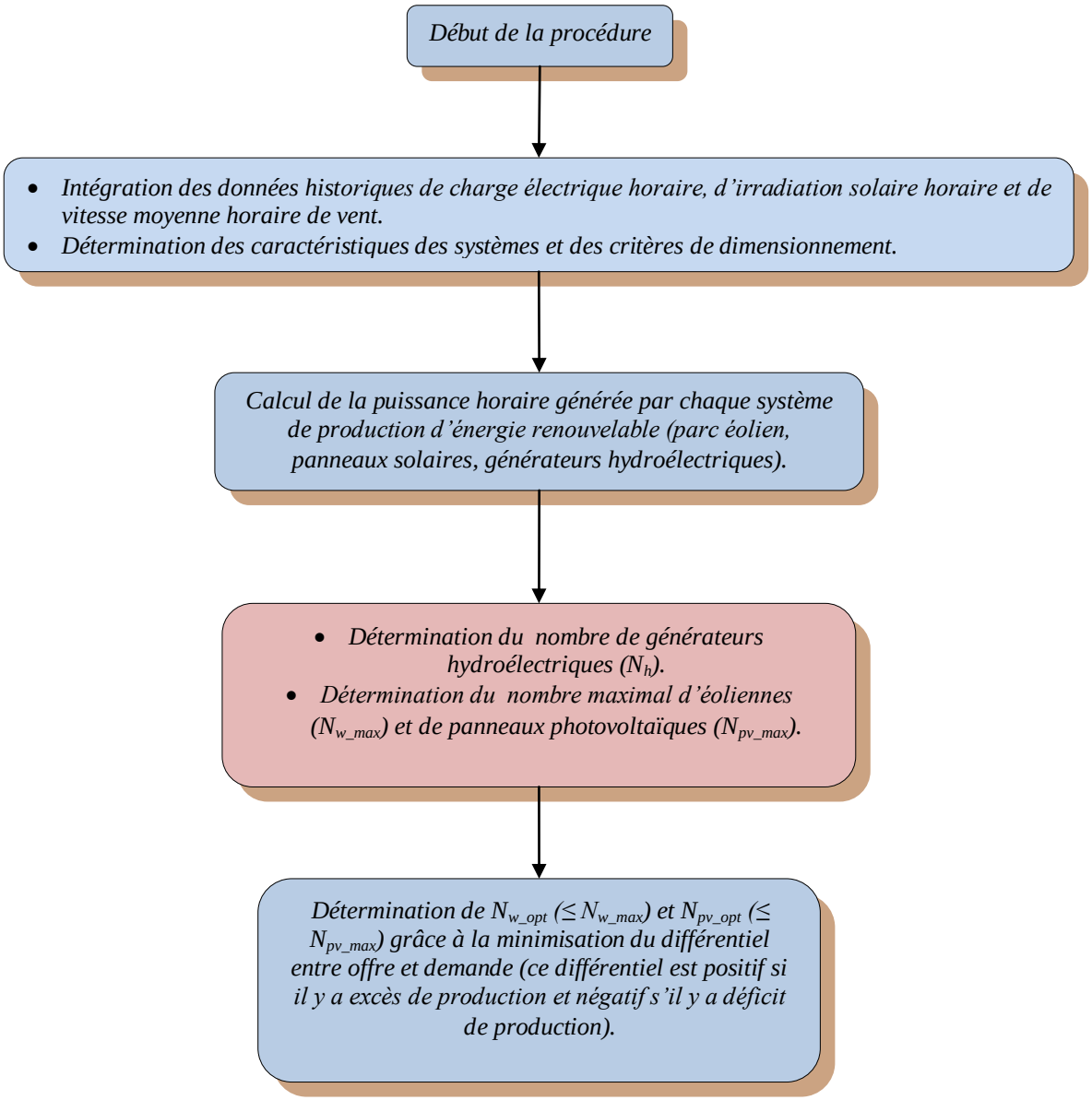

Figure 4.9: Procédure de dimensionnement des systèmes de production d'électricité.

Comme vu antérieurement, les piles à combustible (à hydrogène), les générateurs diesels ou les banques de batteries peuvent être utilisés pour combler le déficit de production énergétique. Les batteries sont dimensionnées afin d'assurer le meilleur équilibre possible entre production et stockage d'une part et consommation d'autre part [16]. Est donc la aussi considéré le différentiel entre offre et demande.

L'algorithme permettant d'estimer le déficit horaire maximal d'énergie $\Delta E_{\max}$ est présenté par la figure 4.10. Ce déficit maximal d'énergie est utilisé pour déterminer le nombre optimal de générateurs diesels ou de piles à combustible à hydrogène à utiliser.

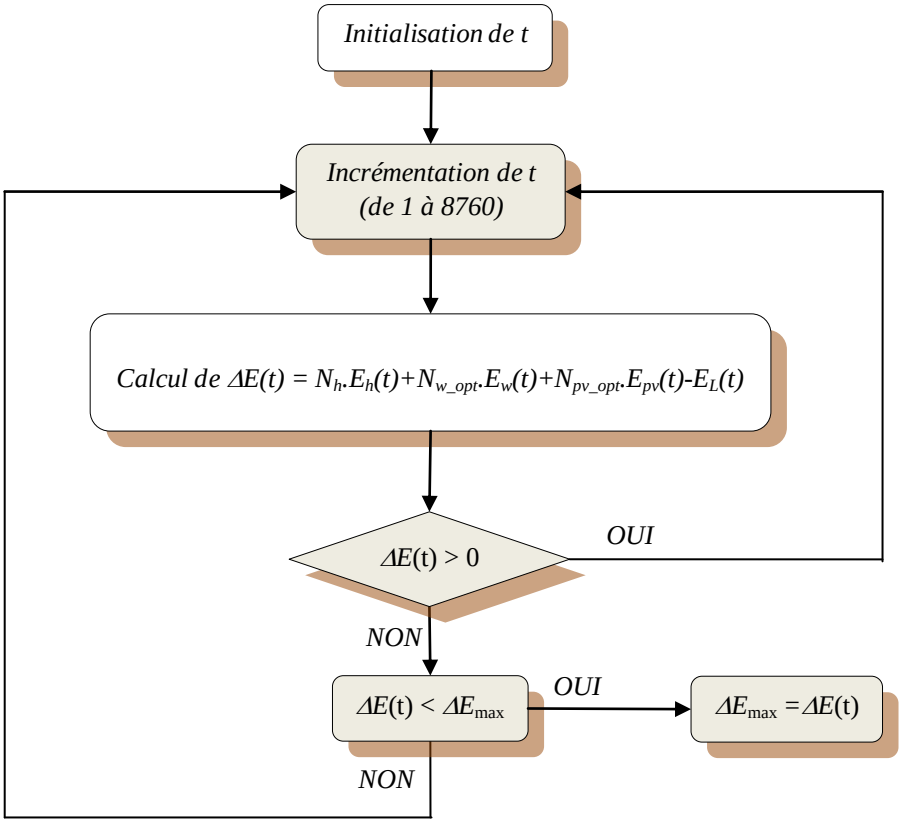

Figure 4.10: Diagramme de détermination du déficit de production horaire maximal.

Grâce à l'obtention de ΔE_{max}, le nombre optimal de générateurs diesels (N_d) ou de piles à combustible à hydrogène (N_{fc}) à utiliser peuvent-être calculés à partir des équations 13 ou 14, avec $k_d = round\left(\frac{|\Delta E_{max}|}{P_d}\right)$, $k_{fc} = round\left(\frac{|\Delta E_{max}|}{P_{fc}}\right)$, P_d la puissance nominale d'un générateur diesel et P_{fc} la puissance nominale d'une pile à combustible à hydrogène :

$$N_d = \begin{cases} k_d, si\ k_d \geq \dfrac{|\Delta E_{max}|}{P_d} \\ k_d + 1, si\ k_d < \dfrac{|\Delta E_{max}|}{P_d} \end{cases} \tag{13}$$

$$N_{fc} = \begin{cases} k_{fc}, si\ k_{fc} \geq \dfrac{|\Delta E_{max}|}{P_{fc}} \\ k_{fc} + 1, si\ k_{fc} < \dfrac{|\Delta E_{max}|}{P_{fc}} \end{cases} \tag{14}$$

En cas d'utilisation de batteries, nous proposons une solution décentralisée pour les banques. Le système de batteries sera alors divisé en plusieurs banques afin de faciliter leur installation puis leur gestion. L'estimation des états de l'énergie dans une banque de batteries est exposée par la figure 4.11.

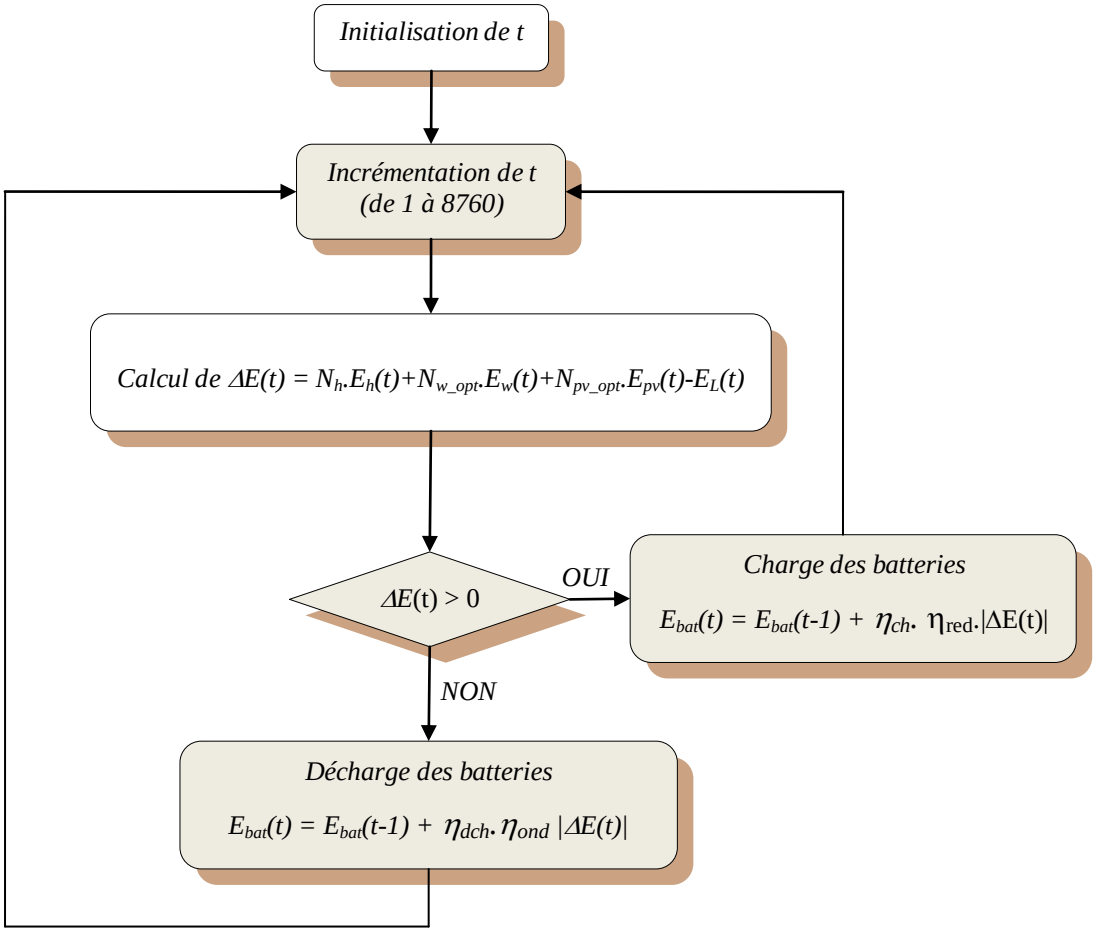

Figure 4.11: Diagramme de détermination de l'état de l'énergie dans la banque des batteries.

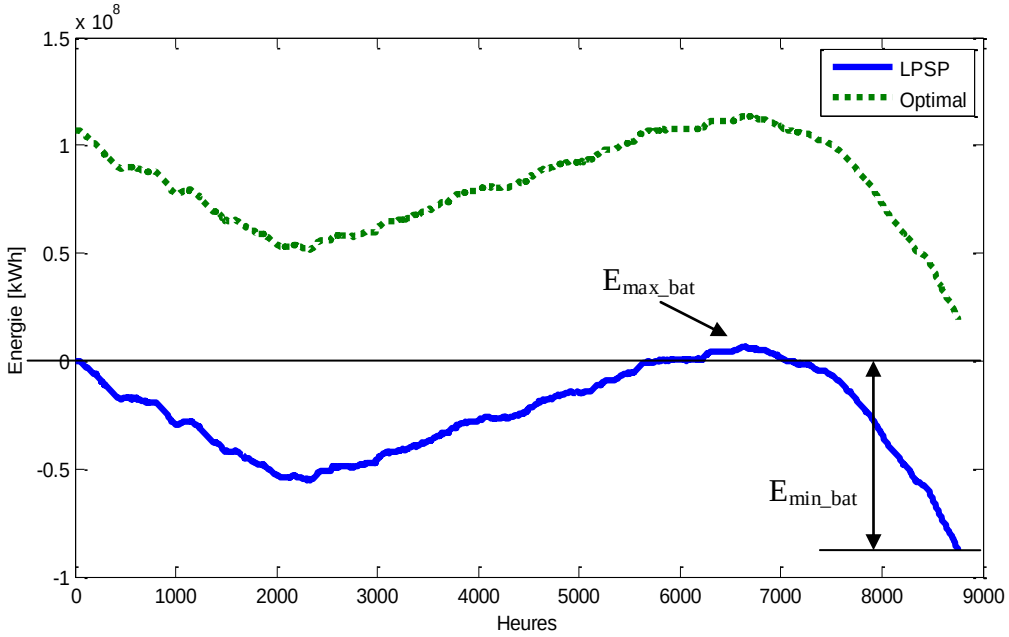

Figure 4.12: Etat de l'énergie dans une banque de batteries.

Le nombre optimal de batteries est dépendant de la fiabilité, c'est à dire du concept de probabilité de perte d'énergie (LPSP : Loss of Power Supply Probability) [16, 21] et du

coût du système. La probabilité de perte d'énergie est définie comme le rapport de l'énergie déficitaire sur l'énergie demandée par la charge. On peut dire qu'elle exprime le taux de non satisfaction de la charge (figure 4.12). La capacité de la banque de batteries, requise pour le stockage d'énergie, est ainsi déterminée à partir de l'équation 15, avec $E_{\min\ _bat}$ et $E_{\max\ _bat}$ les énergies minimales et maximales stockées au sein de la banque de batteries :

$$E_{cap_bat} = 1.2\left(E_{\max\ _bat} + \left|E_{\min\ _bat}\right|\right) \tag{15}$$

Le nombre optimal de batteries N_{bat} est calculé grâce à l'équation qui suit (équation 16), avec $k_{bat} = round\left(\frac{|E_{cap_bat}|}{E_{nom_bat}}\right)$, E_{nom_bat} l'énergie nominale stockée dans une batterie et E_{cap_bat} la capacité de la banque de batteries, requise pour le stockage d'énergie:

$$N_{bat} = \begin{cases} k_{bat}, si\ k_{bat} \geq \dfrac{|E_{cap_bat}|}{E_{nom_bat}} \\ k_{bat} + 1, si\ k_{bat} < \dfrac{|E_{cap_bat}|}{E_{nom_bat}} \end{cases} \tag{16}$$

4.6.3 Résultats obtenus pour le dimensionnement d'un système de production d'électricité multi-source

Le tableau 4.16 présente les neuf combinaisons de systèmes de production d'électricité EnR et de systèmes de secours retenues. Plusieurs éléments peuvent être mis en avant. Tout d'abord, notons que les systèmes hybrides de type micro-hydroélectricité + panneaux solaires + parcs éoliens ou panneaux solaires + parcs éoliens permettent une exploitation optimale des ressources renouvelables, à coût acceptable (par exemple les combinaisons 1, 4 et 7). Même si, au sein de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, le potentiel hydroélectrique à exploiter n'est pas très important, augmenter le nombre de générateurs hydroélectriques permet de diminuer les coûts du capital ainsi que le coût du kWh d'électricité produit car ces générateurs ne consomment pas de carburant, n'émettent pas de CO_2 et ont une durée de vie conséquente. Les combinaisons 3, 6 et 9 montrent que l'utilisation de générateurs diesels (systèmes de secours) aboutit au coût du kWh d'électricité produit le plus faible, si on compare ce coût à celui obtenu en ayant recours aux piles à combustible à hydrogène (combinaisons 1, 4 et 7) ou aux batteries (combinaisons 2, 5 et 8), mais avec des émissions de CO_2 significatives. Notons que ces

coûts explosent avec l'utilisation de batteries alors que l'augmentation est modérée lors de l'utilisation de piles à combustible à hydrogène. Finalement, la configuration 1 apparait comme un bon compromis, permettant d'exploiter efficacement les ressources énergétiques renouvelables de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, sans émissions de CO_2 et à coût raisonnable.

Tableau 4.16. Combinaisons de systèmes de production d'électricité EnR et de systèmes de secours.

No.	Géné. Hydro. (2.5 MW)	Eoliennes (1.3 MW)	PV (2.7 kW)	PAC H2 (2.8 MW)	Géné. diesels (3.0 MW)	Redresseur (MW)	Onduleur (MW)	Batteries (48.96 kW)	Coût capital (M€/an)	Coût kWh (c€/kWh)	Emissions de CO_2 ($kgCO_2$/an)
1	2	140	26532	43	0	0	156.14	0	32.34	18.63	0
2	2	140	26532	0	0	158.63	266.10	2142564	586.92	338.23	0
3	2	140	26532	0	70	0	29.40	0	30.06	17.32	509.53×10^6
4	1	69	64461	44	0	0	201.12	0	36.10	20.80	0
5	1	69	64461	0	0	102.95	226.48	2327393	638.49	367.95	0
6	1	69	64461	0	71	0	71.44	0	34.09	19.65	528.06×10^6
7	0	166	22089	45	0	0	157.11	0	34.40	19.82	0
8	0	166	22089	0	0	182.47	296.13	2376112	650.10	374.64	0
9	0	166	22089	0	72	0	24.48	0	33.03	19.03	570.87×10^6

Conclusion

Ce chapitre présente la centrale électrique virtuelle développée pour gérer les systèmes de production d'électricité de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (CEVPM). Cet outil permet une estimation précise de l'offre et de la demande d'électricité pour les prochaines 24h, grâce à la prédiction de la charge du réseau électrique et de paramètres météorologiques tels que la vitesse moyenne de vent et l'irradiation solaire. Plusieurs scénarios et stratégies sont proposés et testés, tenant compte des ressources énergétiques renouvelables disponibles, des différents coûts liés au fonctionnement, à l'exploitation et à la maintenance des systèmes de production et de secours (actuels ou dont l'implantation sur le territoire de la communauté d'agglomération est dors et déjà prévue) ainsi qu'à l'impact qu'ils peuvent avoir sur l'environnement (émissions de CO_2). L'intermittence de la production d'énergie renouvelable et les variations de la charge journalière (pics de consommation) nécessitent l'implantation de systèmes de stockage

ainsi que l'achat et la vente d'électricité sur le marché Powernext. L'outil développé offre également la possibilité de dimensionner de façon optimale et de simuler l'implantation de nouveaux systèmes de production d'électricité et de secours (stockage) multi-sources, en tenant compte des différents paramètres susmentionnés, afin d'en appréhender la pertinence. Plusieurs architectures ont ainsi pu être étudiées.

Précisons enfin que cet outil, de par son caractère complètement paramétrable et évolutif, pourra s'adapter à d'autres environnements que celui considéré pour cette étude (quartiers, villes, communautés d'agglomération…) ainsi qu'aux évolutions technologiques, démographiques ou comportementales et être utilisé afin de gérer ou de planifier l'implantation de systèmes de production d'électricité et de stockage.

Liste des figures et des tableaux

Figure 4.1 : Synoptique de l'outil développé pour la gestion des systèmes de production d'électricité (CEVPM) *124*
Figure. 4.2 : Courbe de rendement d'un onduleur. *135*
Figure 4.3a : Production horaire EnR (prévision pour le jour qui vient ; scénario 1)..... *137*
Figure 4.3b : Offre et demande d'électricité (prévision pour le jour qui vient ; scénario 1) *137*
Figure 4.4a : Production horaire EnR (prévision pour le jour qui vient ; scénario 2)..... *139*
Figure 4.4b : Offre et demande d'électricité (prévision pour le jour qui vient ; scénario 2) *139*
Figure 4.5a : Production horaire EnR (prévision pour le jour qui vient ; scénario 3)..... *140*
Figure 4.5b : Offre et demande d'électricité (prévision pour le jour qui vient ; scénario 3) *140*
Figure 4.6a : Production horaire EnR (prévision pour le jour qui vient ; scénario 4)..... *142*
Figure 4.6b : Offre et demande d'électricité (prévision pour le jour qui vient ; scénario 4) *142*
Figure 4.7a : Production horaire EnR (prévision pour le jour qui vient ; scénario 5)..... *143*
Figure 4.7b : Offre et demande d'électricité (prévision pour le jour qui vient ; scénario5) *143*
Figure 4.8 : Structure d'un système de production d'énergie multi-source. Intégration des unités de stockage..... *145*
Figure 4.9 : Procédure de dimensionnement des systèmes de production d'électricité. .. *147*
Figure 4.10 : Diagramme de détermination du déficit de production horaire maximal... *148*
Figure 4.11 : Diagramme de détermination de l'état de l'énergie dans la banque des batteries. *149*
Figure 4.12 : Etat de l'énergie dans une banque de batteries *149*

Tableau 4.1. Caractéristiques des systèmes de production d'électricité considérés (scénario 1)..... *126*
Tableau 4.2. Caractéristiques des systèmes de production d'électricité considérés (scénario 2)..... *127*
Tableau 4.3. Caractéristiques des systèmes de production d'électricité considérés (scénario 3)..... *127*

Tableau 4.4. Caractéristiques des systèmes de production d'électricité considérés (scénario 4) *128*
Tableau 4.5. Caractéristiques des systèmes de production d'électricité considérés (scénario 5) *128*
Tableau 4.6. Caractéristiques du système de secours (hypothèse 1) *129*
Tableau 4.7. Caractéristiques du système de secours (hypothèse 2) *129*
Tableau 4.8. Prédiction de charge électrique et de paramètres météorologiques à pas de temps horaire pour le 28/06/2006 ..... *136*
Tableau 4.9. Tarif horaire de l'électricité pour les 27 et 28/06/2006, tels que proposés par le marché Powernext [€/MWh] (France [20]) *137*
Tableau 4.10. Coût et émissions de CO_2 (scénario 1). *138*
Tableau 4.11. Coût & émission de CO_2 (scénario 2) *139*
Tableau 4.12. Coût & émission de CO_2 (scénario 3) *141*
Tableau 4.13. Coût & émission de CO_2 (scénario 4) *142*
Tableau 4.14. Coût & émission de CO_2 (scénario 5) *144*
Tableau 4.15. Paramètres des générateurs du système de production d'électricité multi-source *146*
Tableau 4.16. Combinaisons de systèmes de production d'électricité EnR et de systèmes de secours. *151*

Références

[1] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit et Q.T. Tran, Hourly Energy management for the "Perpignan Méditerranée" agglomeration community, 23rd International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems [ECOS2010], June 14-17 2010, Lausanne, Switzerland.

[2] V.G. Tran, S. Grieu, M. Polit, Q.T. Tran et A. Traore, Hourly meteorological parameters and electric load forecasting, European Energy Conference E2C-2010, Barcelona, Spain, 2010.

[3] The Wind Power, Base de données sur les éoliennes et parcs éoliens, http://www.thewind power.net.

[4]Actu-environnement, L'actualité professionnelle du secteur de l'environnement, http://www.actu-environnement.com/ae/news/Perpignan_ville_energie_positive_renouvelable_4291.php4.

[5] Conseil Général des Pyrénées Orientales, http://www.cg66.fr.

[6] Grenelle 2015, http://www.grenelle2015.fr.

[7] Communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, http://www.perpignanmediterranee.com.

[8] D. Saheb-Koussa, M. Haddadi, M. Belhamel, Economic and technical study of a hybrid system (wind-photovoltaic-diesel) for rural electrification in Algeria, Applied Energy 86 (2009) 1024-1030.

[9] Nordex, http://www.nordex-online.com/ fileadmin/MEDIA/Produktinfos/EN/Nordex_N60_F .pdf.

[10] M.A. Elhadidy, S.M. Shaahid, Promoting applications of hybrid (wind - photovoltaic - diesel - battery) power systems in hot regions, Dhahran 31261, Saudi Arabia, Renewable Energy 29 (2003) 517-528.

[11] Sharp France, http://www.sharp.fr/produits/ modules_photovoltaiques/nu180e1.html.

[12] J. Sigurvinsson, F. Werkoff, 2005, On the cost of the hydrogen produced by alkaline electrolysis, Proceedings of the international Hydrogen Energy Congres and Exhibition IHEC, Istanbul, Turkey.

[13] D.R. Brown, R. Jones, 1999, An Overview of Stationary Fuel Cell Technology, Pacific Northwest National Laboratory, Richland (WA), USA.

[14] R. Dufo-Lopez R., J.L. Bernal-Agustın, Multi-objective design of PV-wind-diesel-hydrogen-battery systems, Renewable Energy 33 (2008) 2559-2572.

[15] FuelCell Energy, www.fuelcellenergy.com.

[16] S. Ashok, Optimised model for community-based hybrid energy system, India, Renewable Energy 32 (2007) 1155-1164.

[17] Wärtsilä 20 Powerskid, www.wartsila.com/wartsila20.

[18] A. Kaabeche et al., Optimisation d'un système hybride (éolien - photovoltaïque) totalement autonome, Revue des Energies Renouvelables 9 (3) (2006) 199-209.

[19] M. Sedighizadeh, A. Rezazadeh, Comparison between batteries and fuel cells for photovoltaic system backup, Word Academy of Science, Engineering and Technology 36 (2007).

[20] Powernext, www.powernext.com.

[21] B.S. Borrowy and Z.M. Salameh, Methodology for Optimally Sizing the Combination Battery Bank and PV Array in a Wind/PV Hybrid System, IEEE Transaction on Energy Conversion 12 (1) (1997) 73-78.

Conclusion générale

La France est riche en ressources énergétiques renouvelables grâce à la première forêt d'Europe occidentale, le deuxième gisement éolien et un fort potentiel hydraulique et géothermique. Elle est en outre le premier producteur et le premier consommateur d'énergie renouvelable en Europe.

La communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée, qui succède à la communauté de communes Têt Méditerranée, regroupe, depuis le 1er janvier 2007, 24 communes de la plaine du Roussillon. Avec plus de 200 000 habitants, elle représente environ 60 % de la population du département des Pyrénées-Orientales. Sa superficie approche les 350 km^2 et 25 % de son territoire est urbanisé, ce chiffre ayant doublé au cours des dernières années. La consommation électrique résidentielle annuelle de cette communauté est d'environ 436 000 MWh (dont 250 000 MWh pour la seule ville de Perpignan). Le Grenelle de l'environnement ayant fixé comme objectif majeur de la politique énergétique française le développement des énergies renouvelables et la réduction de la consommation d'énergie, les projets d'ampleur se multiplient au sein de la communauté d'agglomération afin d'équilibrer ses besoins électriques résidentiels grâce au développement de la production d'énergie renouvelable à l'horizon 2015.

Les travaux entrepris et présentés par ce manuscrit portent sur le développement d'une centrale électrique virtuelle permettant de gérer efficacement les systèmes de production d'énergie renouvelable, actuels ou futurs, de la communauté d'agglomération. Des modules de prédiction à court terme (24h) de la charge électrique, de la vitesse moyenne de vent et de l'irradiation solaire ont été développés, grâce à une analyse multi-résolution par transformée en ondelettes discrète et des réseaux de neurones artificiels, afin d'estimer, respectivement, les besoins en électricité de la communauté d'agglomération et la capacité de production des systèmes EnR. Les résultats obtenus montrent la validité de l'approche proposée, tant pour la prédiction des paramètres influents que pour la gestion de la production d'électricité. L'efficacité économique et la protection de l'environnement, grâce à la limitation des émissions de gaz à effet de serre, sont mises en avant. Plusieurs scénarios et critères de gestion ont été proposés et s'avèrent être des solutions valides pour répondre à la demande et exploiter au mieux les ressources renouvelables dont dispose la communauté

d’agglomération. Notons également que le module de dimensionnement optimal de futurs systèmes de production d’électricité multi-sources permet d’en appréhender la pertinence et d’en quantifier l’impact sur la réponse à apporter à la demande d’électricité.

De par son caractère évolutif et paramétrable, la centrale électrique virtuelle proposée pourra facilement être mise à jour, tenir compte des évolutions technologiques, économiques, comportementales ou climatiques et s’adapter à un autre environnement que celui de la communauté d’agglomération Perpignan Méditerranée. Elle pourra efficacement contribuer à la planification d’un plan de production d’électricité et mettre en avant telle ou telle solution optimale pour l’exploitation des ressources énergétiques.

Publications

Revues nationales avec comité de lecture

[RN1] Stéphane Grieu, Van Giang Tran, Monique Polit et Quoc Tuan Tran, Transformée en ondelettes discrète et réseaux de neurones artificiels pour la prédiction d'irradiation solaire à court terme, Dossier Energies Renouvelables et Eco-conception en Génie Electrique, Revue de l'Electricité et de l'Electronique, Numéro 5, pp. 52-60, mai 2009.

[RN2] Monique Polit, Stéphane Grieu, Van Giang Tran, Hoai Linh Tran and Quan Nhu Nguyen, Estimation of short-term daily power load for Hanoi City using time series and neural networks, Journal of Science and Technology, Thai Nguyen University of Technology, Volume 55, Issue 7, pp. 75-80, 2009.

Congrès internationaux avec comité de lecture et actes

[CI1] Van Giang Tran, Stéphane Grieu, Monique Polit et Quoc Tuan Tran, Energy management for the "Perpignan Méditerranée" agglomeration community, 23th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems ECOS2010, Lausanne, Suisse, 14-17 juin 2010. Actes sur CD-ROM.

[CI2] Van Giang Tran, Stéphane Grieu, Monique Polit, Quoc Tuan Tran, Optimal sizing and cost analysis of hybrid power generation systems: a Mediterranean case study, 1st European Energy Conference E2C 2010, Barcelone, Espagne, 20-23 avril 2010. Actes sur CD-ROM.

[CI3] Van Giang Tran, Stéphane Grieu, Monique Polit, Quoc Tuan Tran et Adama Traoré, Hourly meteorological parameters and electric load forecasting, 1st European Energy Conference E2C 2010, Barcelone, Espagne, 20-23 avril 2010. Actes sur CD-ROM.

[CI4] Van Giang Tran, Stéphane Grieu, Monique Polit, Quoc Tuan Tran et Hoai Linh Tran, Forecasting of wind speed using wavelets analysis and cascade-correlation networks, European Wind Energy Conference EWEC 2009, Marseille, France, 16-19 mars 2009. Actes en ligne : http:// www.ewec2009proceedings.info/allfiles2/558_EWEC2009presentation.pdf.

[CI5] Van Giang Tran, Stéphane Grieu, Adama Traoré, Frédérik Thierry, Maxime Estaben et Monique Polit, Wavelets decomposition and Box-Jenkins methodology or neural networks for short-term electric consumptions forecast, 1st International Conference on Renewable Energy and Eco-Design in Electrical Engineering iREED 2008, Montpellier, France, 10-11 décembre 2008. Actes sur CD-ROM.

[CI6] Van Giang Tran, Stéphane Grieu, Monique Polit et Quoc Tuan Tran, Forecasting of solar irradiation using wavelets decomposition and cascade-correlation neural networks, 1st International Conference on Renewable Energy and Eco-Design in Electrical Engineering iREED 2008, Montpellier, France, 10-11 décembre 2008. Actes sur CD-ROM.

[CI7] Van Giang Tran, Stéphane Grieu et Monique Polit, Nearest neighbor technique and neural networks for short-term electric consumptions forecast, 11th International Conference of the Catalan Association in Artificial Intelligence CCIA'2008, Sant Marti d'Empúries, Espagne, 22-24 octobre 2008. In : Frontiers in Artificial Intelligence and Applications, Artificial Intelligence Research and Development, Volume 184, pp. 313-322, IOS Press, octobre 2008.

Résumé

Le travail réalisé et présenté dans ce manuscrit répond au nécessaire développement d'une centrale électrique virtuelle, permettant de gérer les systèmes de production d'électricité et de promouvoir les énergies renouvelables au sein de la communauté d'agglomération Perpignan Méditerranée (Pyrénées-Orientales). Dans un premier temps, sont présentés le contexte énergétique global, l'état de l'art concernant l'implantation de centrales électriques virtuelles dans le monde ainsi que l'approche proposée pour la gestion des ressources énergétiques de la communauté d'agglomération. Dans un deuxième temps, des modules de prédiction à court terme de la charge du réseau électrique et de paramètres météorologiques, tels que la vitesse moyenne de vent et l'irradiation solaire globale, ont été développés et intégrés à l'outil développé. Des scénarios prévisionnels et plusieurs stratégies de gestion énergétique ont été proposés afin de répondre au mieux à la demande d'électricité. Est considérée la possibilité de stocker de l'énergie ainsi que de vendre ou d'acheter sur le marché Powernext. Enfin, l'outil développé offre la possibilité de dimensionner de façon optimale de nouveaux systèmes de production et d'étudier la pertinence de leur implantation. Avec le développement rapide du marché concurrentiel de l'électricité et la nécessaire réduction des émissions de gaz à effet de serre, la centrale électrique virtuelle proposée a pour objectif principal d'améliorer l'efficacité économique et de favoriser la protection de l'environnement.

Abstract

The present work deals with the necessary development of a virtual power plant allowing managing energy production systems and promoting renewable energy for the Perpignan Méditerranée agglomeration community (Pyrénées-Orientales, France). First, are presented the worldwide energy context, the state of the art about virtual power plants as well as the proposed approach for managing energy resources. Next, a methodology allowing forecasting the electric load and meteorological parameters, such as both the mean average wind speed and the global solar irradiation, are proposed and integrated as a module in the virtual power plant. Scenarios and energy strategies were developed with the purpose of satisfying the electricity demand, using renewable energy. Storing energy as well as buying or selling on the Powernext market was also considered. Finally, the proposed tool opens the possibility of optimally sizing new production systems. According to both the intensive growth of the electricity market and the greenhouse gas emissions, the developed virtual power plant focuses on improving energy efficiency and favouring environmental protection.