

## ETEM-AR : MODELISER L'ATTENUATION ET L'ADAPTATION DU SYSTEME ENERGETIQUE DANS UN PLAN CLIMAT LOCAL

## ETEM-AR : MODELING MITIGATION AND ADAPTATION OF THE ENERGY SYSTEM IN A LOCAL CLIMATE PLAN

**ETEM-AR** |  La programme  
Gestion et Impact  
de Changement Climatique



**ACCUEIL** | LE PROJET | LES METHODES | APPLICATION EN MIDI - PYRENEES

9 février 2013

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par  
**KANLO et ORDECSYS**  
Convention 09 10 C 0093

dans le cadre du Programme de recherche  
Gestion et Impact du Changement Climatique (GICC)

COORDINATION TECHNIQUE  
Aude Bodiguel, Service Economie et Prospective, ADEME

## REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie) et le GICC (programme Gestion et Impact du Changement Climatique), pour leur appui à la réalisation de ce projet.

Nous remercions chaleureusement tous les représentants de l'OREMIP (Observatoire Régional de l'Energie de Midi-Pyrénées) et de l'ARPE (Agence Régionale du Développement Durable de Midi-Pyrénées) sans qui l'application en Midi-Pyrénées, et donc le projet, n'aurait pas été possibles, en particulier : Bénédicte Riey et Julien Lavaux, de l'OREMIP, qui ont collaboré activement au projet, Martine Gayraud-Mathorel, directrice de l'ARPE, Cécile Bedel, de l'ARPE, qui a fourni des données sur l'eau, ainsi que les membres du comité de suivi du projet, mis en place au sein de l'OREMIP (Etienne Bastin GDF, Serge Claudel GDF, Vincent Crassier ORAMIP, Patrick Dufour GRDF, Sylvie Dufour DREAL, Eric Gouardes ADEME-MIP, Laurent Meunier ADEME, Daniel Merlet, RTE, Nelly Loustalot FNE Midi-Pyrénées, Eric Tapiero EDF) dont les commentaires ont permis de bonifier et d'appliquer la méthodologie au cas concret de la région Midi-Pyrénées..

Nous remercions également Christian Pagé, du CERFACS (Centre Européen de Recherche et de Formation Avancée en Calcul Scientifique), pour avoir facilité l'accès aux données climatiques dont le CERFACS dispose, Vincent Guénard et Thierry de Mauléon, de l'ADEME, pour avoir fourni des données détaillées sur l'énergie éolienne, et tous les autres fournisseurs de données que nous avons contactés à un moment ou un autre.

### Auteurs du rapport

Kanlo : M. Labriet, R. Loulou

Ordecys : F. Babonneau, D. Pilloud, G. Tarel, J. Thénié, A. Haurie, J-P. Vial.

### L'ADEME en bref

L'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (ADEME) est un établissement public sous la tutelle conjointe du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie et du Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche. Elle participe à la mise en œuvre des politiques publiques dans les domaines de l'environnement, de l'énergie et du développement durable. L'Agence met ses capacités d'expertise et de conseil à disposition des entreprises, des collectivités locales, des pouvoirs publics et du grand public et les aide à financer des projets dans les cinq domaines (la gestion des déchets, la préservation des sols, l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, la qualité de l'air et la lutte contre le bruit) et à progresser dans leurs démarches de développement durable.

[www.ademe.fr](http://www.ademe.fr)

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayant cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'œuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

## SOMMAIRE

AVANT-PROPOS .....	6
MODELISATION ETEM-AR ET PLAN CLIMAT TERRITORIAL : MISE EN ŒUVRE EN REGION MIP ....	6
Rappel des objectifs, de l'organisation et des retombées attendues du projet .....	9
Objectifs .....	9
Organisation en trois ateliers .....	9
Retombées attendues .....	9
Atelier 1 : Modélisation intégrée Adaptation/Atténuation en analyse d'activité.....	11
Etat des connaissances.....	11
La modélisation ETEM-AR .....	12
Comment représenter l'adaptation dans un modèle d'analyse d'activités.....	12
ETEM : Une modélisation du système énergétique d'une région .....	14
ETEM : Modèle mathématique stylisé.....	15
Nouvelles équations introduites dans ETEM-AR .....	16
Structure générique de la base de données du modèle énergétique .....	23
Découpage temporel choisi .....	23
Structure d'ensemble .....	23
Demandes utiles .....	23
Commodités énergétiques et émissions.....	25
Technologies.....	26
Atelier 2 : APPROCHES ROBUSTES ET STOCHASTIQUES POUR REPRESENTER L'INCERTITUDE ...	29
Paramètres du système énergétique sensibles aux incertitudes climatiques et autres incertitudes	
29	
Programmation stochastique .....	31
Application ETEM-AR.....	32
Optimisation robuste .....	32
Application ETEM-AR.....	36
Atelier 3 : Réalisation d'une mise en œuvre pilote .....	38
Construction de la base de données pour Midi-Pyrénées.....	38
Étude de scénarios énergétiques .....	39
Scénario de référence.....	42
Variantes avec prix des énergies fossiles bas ou élevés .....	43
La vulnérabilité climatique de la région Midi-Pyrénées .....	47
Les grandes catégories d'impacts et d'adaptation .....	47
Vulnérabilité climatique du système énergétique en Midi-Pyrénées .....	48

Collecte et organisation des données climatiques .....	50
Sources d'information .....	50
Extraction des données .....	52
Calculs.....	52
Agrégation .....	53
Informations générales sur les scénarios climatiques .....	53
Choix des scénarios .....	54
Données détaillées .....	56
Impacts des changements climatiques sur le système énergétique en Midi-Pyrénées	64
Indicateurs de vulnérabilité et analyse multicritère.....	66
Résultats de simulations numériques des scénarios d'impacts des changements climatiques sur le système énergétique .....	66
Analyses de robustesse .....	70
Résultats des analyses de programmation stochastique .....	71
Résultats des analyses de l'optimisation robuste.....	72
CONCLUSION.....	75
BIBLIOGRAPHIE .....	77
ANNEXES (BD ET MATHS).....	81
Formulation mathématique d'ETEM-AR .....	81
Définition des principaux ensembles et variables du modèle .....	81
Formulation déterministe avec vulnérabilité .....	82
Equations robustes .....	85
Base de données ETEM-AR.....	86

## RÉSUMÉ

La production et la consommation d'énergie occupent une place centrale dans les politiques d'atténuation des gaz à effet de serre, étant donné leur contribution aux émissions. Le secteur de l'énergie occupe une place de plus en plus importante également dans les stratégies d'adaptation aux changements climatiques, étant donné à la fois les impacts potentiels des changements climatiques et les interrelations entre atténuation et adaptation dans le secteur : certaines mesures d'adaptation peuvent contribuer à l'accroissement des émissions (augmentation de la climatisation par exemple), tandis que des mesures d'atténuation peuvent augmenter la vulnérabilité climatique du système énergétique (augmentation de l'hydroélectricité par exemple). Le traitement régional des questions d'atténuation et d'adaptation est crucial pour tenir compte des caractéristiques des territoires, tels que proposé dans les Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et de l'Energie et les Plans Climat-Energie Territoriaux, en France.

Dans le but d'appuyer les décideurs régionaux à identifier les mesures d'atténuation et d'adaptation appropriées dans le secteur de l'énergie, le présent rapport présente une revue des impacts possibles des changements climatiques sur le système énergétique, suivi d'une démarche originale de modélisation du secteur de l'énergie à partir du modèle ETEM (**E**nergie-**T**echnologie-**E**nvironnement-**M**odèle) en y intégrant la vulnérabilité climatique (**A**daptation) et en tenant compte des incertitudes (**R**obustesse) caractéristiques de la problématique des changements climatiques futurs.

L'approche méthodologique est opérationnelle, elle est appliquée à une région spécifique, Midi-Pyrénées, où l'accent est mis sur les changements possibles de demandes de chauffage et climatisation, ainsi que sur la vulnérabilité climatique de la production d'électricité. Un des résultats observés illustre particulièrement bien l'importance de traiter de manière intégrée les enjeux d'adaptation et d'atténuation du secteur énergétique dans un plan climat local: ainsi, le rôle du gaz naturel est mis en évidence pour réduire la vulnérabilité climatique du système énergétique ainsi que pour promouvoir une plus grande robustesse du système énergétique; une atténuation renforcée des émissions dans le secteur des transports est alors nécessaire pour compenser l'augmentation d'émissions de gaz à effet de serre due à un usage croissant du gaz. L'application pilote montre aussi comment l'augmentation de la demande en climatisation due aux changements climatiques peut résulter en une réorganisation du système énergétique (adaptation) au delà du seul secteur résidentiel. Ainsi, l'augmentation de la température tend à augmenter la demande en électricité pour le refroidissement, qui peut résulter en des impacts induits sur les autres usages d'électricité, notamment dans l'industrie, où la substitution de l'électricité par du gaz est observée. Quant à la prise en compte des incertitudes sur les technologies futures, elle résulte en une plus grande diversification dans les investissements. On observe une tendance à réduire la vulnérabilité globale du système énergétique en Midi-Pyrénées et à éviter les productions dites incertaines notamment les énergies renouvelables (éolien et solaire) avec des effets néfastes sur les émissions de CO<sub>2</sub> dans les scénarios non contraints.

Reposant sur des outils libres et gratuits, le mode opératoire complet de mise en œuvre d'ETEM-AR, depuis la construction de la base de données à l'analyse des résultats, peut être répliquée à toute autre région, ensemble de régions, voire pays, sous condition de la disponibilité de données énergétiques et climatiques pour ces régions. Le mode opératoire pourrait être étendu à d'autres secteurs, tels que l'agriculture et les forêts, offrant la possibilité de mieux intégrer les usages concurrentiels de l'eau.

Un site web (<http://etem-ar.ordecys.com>) a été développé, incluant la méthodologie générale, les approches utilisées et les analyses effectuées sur la région Midi-Pyrénées.

**Mots-clés** : changements climatiques, énergie, atténuation, adaptation, incertitudes, robustesse, modélisation techno-économique, analyse coûts-efficacité

## ABSTRACT

Energy supply and use are at the heart of greenhouse gas mitigation policies given their contribution to emissions. The importance of the energy sector in adaptation strategies is also increasing, given both the possible impacts of climate change on the energy sector and the linkages between mitigation and adaptation in the sector: some adaptation options, such as cooling, could contribute to an increase of greenhouse gas emissions, while mitigation options, such as the construction of new hydroelectricity plants, could increase the climate vulnerability of the energy system.

In order to support regional decision-makers in the identification of relevant mitigation and adaptation measures in the energy sector, this report presents a review of the possible impacts of climate change on the energy system, followed of a modelling framework based on ETEM (**E**nergy-**T**echnology-**E**nvironment-**M**odel) where the climate vulnerability (**A**daptation) and the uncertainties related to climate change and the energy system (**R**obustness) are taken into account.

The methodology is applied to a region of the South of France, Midi-Pyrénées, where changes in heating and cooling, as well as vulnerability of electricity generation are taken into account. One of the results illustrate the importance to integrate adaptation and mitigation in the analysis of local climate strategies applied to the energy sector: indeed, natural gas appears to play a central role in the reduction of the climate vulnerability as well as to increase the robustness of the energy system; a higher mitigation of emissions is then required by the transportation sector to compensate for higher emissions associated to gas consumption.

Based on open source tools, the methodology, from the building of the database to the analysis of results, can be applied to any other region, groups of regions or country, as far as energy and climate data are available. The methodology could also be extended to agriculture and forestry in order to integrate the competing uses of water.

A website (<http://etem-ar.ordecys.com>) is available.

**Keywords** : climate change, energy, mitigation, adaptation, uncertainties, rosbustness, technico-economic modeling, cost-efficiency

## AVANT-PROPOS

# MODELISATION ETEM-AR ET PLAN CLIMAT TERRITORIAL : MISE EN ŒUVRE EN REGION MIP

### Objectifs

La **production et la consommation d'énergie** occupent une place centrale dans les politiques d'atténuation des gaz à effet de serre, étant donné leur contribution aux émissions. Le secteur de l'énergie occupe une place de plus en plus importante également dans les stratégies d'adaptation aux changements climatiques, étant donné à la fois les impacts potentiels des changements climatiques et les interrelations entre atténuation et adaptation dans le secteur : certaines mesures d'adaptation peuvent contribuer à l'accroissement des émissions (augmentation de la climatisation par exemple), tandis que des mesures d'atténuation peuvent augmenter la vulnérabilité climatique du système énergétique (augmentation de l'hydroélectricité par exemple). Le traitement régional des questions d'atténuation et d'adaptation est crucial pour tenir compte des caractéristiques des territoires, tels que proposé dans les Schémas Régionaux du Climat, de l'Air et de l'Energie et les Plans Climat-Energie Territoriaux, en France.

Le présent projet, appuyé par l'ADEME dans le cadre du GICC, s'inscrit dans ce contexte : dans le but d'appuyer les décideurs régionaux à identifier les mesures d'atténuation et d'adaptation appropriées dans le secteur de l'énergie, une démarche originale de modélisation du secteur de l'énergie est proposée à partir du modèle ETEM (**E**nergie-**T**echnologie-**E**nvironnement-**M**odèle) en y intégrant la vulnérabilité climatique (**A**daptation) et en tenant compte des incertitudes (**R**obustesse), caractéristiques de la problématique des changements climatiques futurs. L'analyse vise ainsi à identifier les choix technologiques, énergétiques et les investissements appropriés dans le secteur énergétique (production et transformation d'énergie, transport, habitat, bureaux, industrie, agriculture) pour à la fois atténuer les émissions de gaz à effet de serre et adapter le système énergétique face aux changements climatiques futurs.

### Mise en œuvre pilote en Midi-Pyrénées

Une mise en œuvre pilote dans la région Midi-Pyrénées est réalisée où l'accent est mis sur les changements possibles de demandes de chauffage et climatisation, ainsi que sur la vulnérabilité climatique de la production d'électricité. Cette région, l'une des plus grandes de France, est dotée, à travers l'Observatoire Régional de l'Energie (OREMIP), d'un outil qui centralise l'information du domaine, et qui permet aux instances dirigeantes d'avoir une vision précise du secteur énergétique. Ces informations sont une condition nécessaire à l'élaboration d'un modèle énergétique. Ainsi, la collaboration avec la région Midi-Pyrénées s'est avérée particulièrement satisfaisante, grâce à l'abondance d'informations énergétiques disponibles pour la région et le support actif des membres de l'équipe de l'OREMIP.

Un des résultats observé pour la région Midi-Pyrénées illustre particulièrement bien l'importance de traiter de manière intégrée les enjeux d'adaptation et d'atténuation du secteur énergétique dans un plan climat local: ainsi, le rôle du gaz naturel est mis en évidence pour réduire la vulnérabilité climatique du système énergétique ainsi que pour promouvoir une plus grande robustesse du système énergétique; une atténuation renforcée des émissions dans le secteur des transports est alors nécessaire pour compenser l'augmentation d'émissions de gaz à effet de serre due à un usage croissant du gaz naturel.

À l'issue du projet, l'OREMIP se montre intéressé à poursuivre la collaboration, sous réserve de financement, en vue d'évaluer les mesures mises en œuvre dans le cadre du SRCAE et de réviser ce dernier. La poursuite de la collaboration permettrait aussi d'approfondir certains aspects de la base de données, telles que la valorisation des déchets, certains usages énergétiques (irrigation, piscines), voire l'implantation des systèmes intelligents.

## Un mode opératoire disponible et répliquable

L'approche méthodologique est opérationnelle, comprenant le modèle ajusté ETEM-AR (ETEM-Adaptation Robustesse) ainsi que des méthodologies d'analyse de la vulnérabilité climatique et de la robustesse du système énergétique (voir encadré à la page suivante). Reposant sur des outils libres et gratuits, l'approche méthodologique développée peut être répliquée à toute autre région, ensemble de régions, voire pays, sous condition de la disponibilité de données énergétiques et climatiques pour ces régions. Le mode opératoire pourrait être étendu à d'autres secteurs, tels que l'agriculture et les forêts, offrant la possibilité de mieux intégrer les usages concurrentiels de l'eau.

Au cœur du mode opératoire proposé : le **modèle ETEM**, dont la version générique a été mise à jour, et la base de données spécifiques pour la région Midi-Pyrénées a été développée et différents scénarios socio-économiques et environnementaux ont été étudiés à titre exploratoire pour la région.

L'utilisation d'un **Système d'Information Géographique** est proposée pour visualiser sur une carte les caractéristiques de la région Midi-Pyrénées telles que représentées et évaluées dans le modèle, ainsi que les impacts du changement climatique.

Les **simulations climatiques** provenant de plusieurs modèles ont été étudiées afin d'identifier les principales composantes du système énergétique vulnérables aux changements climatiques et ainsi déterminer et quantifier **les impacts climatiques sur le système énergétique régional et leurs incertitudes**.

Trois approches d'études des stratégies du secteur énergétique ont été proposées et testées :

1. Approche 1: **Les impacts sont directement intégrés dans ETEM** via une modification des intrants du modèle. Par exemple, la hausse attendue des températures aura un impact sur la demande en chauffage en hiver et les besoins de climatisation en été. Ces caractéristiques du système énergétique sont donc modifiées en conséquence.
2. Approche 2: **L'analyse multicritère ou programmation par objectifs**, implantée dans ETEM, consiste à réduire la vulnérabilité du système en « adaptant » le système énergétique pour réduire le recours aux formes d'énergie et technologies sensibles au changement climatique.
3. Approche 3: L'approche opérationnelle implantée permet d'identifier des **stratégies robustes** face à plusieurs sources d'incertitude : (i) l'incertitude de certains paramètres du modèle lui-même ; (ii) l'incertitude des impacts dus aux changements climatiques ; et (iii) l'incertitude sur les décisions politiques.

Finalement, **l'analyse de scénarios déterministes et stochastiques** permet d'identifier les réactions du système énergétique, incluant les options d'adaptation et d'atténuation appropriées.

## Site internet

Un **site internet (<http://etem-ar.ordecsys.com>)** a été développé, incluant le mode opératoire complet et les analyses effectuées sur la région Midi-Pyrénées. Les résultats détaillés des analyses effectuées pour la Région Midi-Pyrénées ne sont pas en disponibles en ligne au moment de finaliser ce rapport car le partenaire local (OREMIP) souhaite éviter que les résultats soient considérés comme des résultats d'analyses exploratoires et non pas comme des « choix politiques » par les utilisateurs du site ou les acteurs de la région.

## Rappel des objectifs, de l'organisation et des retombées attendues du projet

### Objectifs

**Objectif général :** Dans le but d'aider les responsables de la conception d'un "plan climat territorial" à identifier les mesures d'atténuation et d'adaptation appropriées, nous développerons une modélisation systémique de type coût/efficacité, adaptée aux données du territoire, des activités du secteur énergétique face aux changements climatiques possibles. Nous réaliserons une mise en œuvre pilote dans la région Midi-Pyrénées.

**Objectifs spécifiques :** (i) Identifier les choix technologiques, énergétiques et les investissements appropriés dans le secteur énergétique pour à la fois atténuer les émissions de gaz à effet de serre et adapter le système énergétique face aux changements climatiques futurs. (ii) Réaliser une analyse coût/efficacité des mesures d'un plan climat territorial liées au secteur énergétique (production et transformation d'énergie, transport, habitat, bureaux) en élargissant le champ du modèle ETEM (*energy-technology-environment-model*). (iii) Explorer l'usage des techniques de modélisations stochastique et robuste qui tendent à recommander un portefeuille diversifié de mesures de précaution (*hedging*).

### Organisation en trois ateliers

Le projet comporte les "ateliers" suivants :

1. **Modélisation intégrée "adaptation/atténuation" en analyse d'activité :** Proposer un cadre de modélisation mis en œuvre au niveau territorial, suivant la ligne esquissée par le modèle ETEM. Assurer la compatibilité de cette modélisation avec TIMES afin de pouvoir lier, dans des activités futures, la modélisation locale ou régionale à une modélisation TIMES plus large. Intégrer à la modélisation ETEM les impacts du changement climatique envers le système énergétique local. Prendre en compte les activités d'adaptation « proactives » (par exemple, celles augmentant la résilience des installations aux variations climatiques) en introduisant des éléments de type *analyse multicritère* ou *programmation par objectifs* dans ETEM.
2. **Robustification de l'approche de modélisation :** Développer une approche opérationnelle pour identifier des stratégies robustes face à plusieurs sources d'incertitude : (i) l'incertitude de certains paramètres du modèle lui-même ; (ii) l'incertitude des impacts dus aux changements climatiques.
3. **Réalisation d'une mise en œuvre pilote :** Développer cette modélisation à partir d'un cas réel : la région Midi-Pyrénées. Etablir un partenariat avec OREMIP/ARPE et l'ensemble des acteurs locaux par le truchement d'un comité de suivi.

### Retombées attendues

- Le développement d'une modélisation originale et opérationnelle des synergies entre atténuation et adaptation dans un plan climat territorial, avec gestion de l'incertain.
- La disposition d'un outil pour planifier les activités d'atténuation et d'adaptation liées au secteur énergétique au plan régional sur des horizons de 20 à 50 ans;
- Le développement de méthodes permettant de robustifier les modèles d'analyse d'activité et de pallier ainsi les instabilités des solutions dues à l'effet dit "bang-bang" (difficulté de contrôler le taux de pénétration de la technologie la plus rentable) dans ce type de modèle quand ils sont utilisés dans des analyses déterministes;
- Une démonstration par le biais d'une étude pilote de la faisabilité et de l'utilité de l'approche de modélisation proposée pour identifier des stratégies robustes d'adaptation et d'atténuation du secteur énergétique face aux changements climatiques possibles.



## Atelier 1 : Modélisation intégrée Adaptation/Atténuation en analyse d'activité

### Etat des connaissances

Depuis le début des années quatre-vingt-dix, la science économique a développé de nombreux modèles visant à analyser les politiques énergétiques et/ou de lutte contre les émissions de gaz à effet de serre. La prise en compte des mesures relevant de l'adaptation au changement climatique est moins développée au sein des modèles technico-économiques. Si des modèles comme RICE, DICE ou FUND intègrent les impacts du changement climatique, leur caractère agrégé fait qu'il est plus difficile d'utiliser leur enseignement pour la définition de politiques économiques notamment aux niveaux régional et local, et que la question de l'adaptation face au changement climatique n'est le plus souvent pas traitée.

Parmi les plus pertinentes références sur l'analyse technico-économique de l'atténuation et de l'adaptation citons Dessai, S., and M. Hulme. (2004, 2007), ainsi que les publications d'Ouranos au Québec<sup>1</sup>. L'analyse économique conjointe des options d'atténuation et d'adaptation a été proposée dans le cadre de modèles agrégés d'évaluation intégrée par Lecocq et Shalizi (2007) qui utilisent un modèle d'équilibre économique partiel qui inclut l'atténuation, l'adaptation « proactive » (ex ante) et l'adaptation « réactive » (ex post) et qui prend en compte l'incertitude sur la localisation et l'évaluation des dommages. Chacune de ces activités a un coût avec rendement décroissant (fonction convexe). Les auteurs notent que les politiques d'adaptation ne se limitent pas à l'agriculture mais concernent aussi les secteurs de l'habitat, des transports et de l'énergie. Quand l'incertitude est introduite dans le modèle, l'efficacité-coût augmente pour l'atténuation en comparaison de l'adaptation. Quand l'incertitude porte sur la localisation des dommages, l'adaptation réactive devient plus efficace mais peut être limitée par la disponibilité de fonds. Des fonds de prévoyance peuvent être constitués pour pallier cette limitation. De Bruin, Dellink and Tol (2009) introduisent l'adaptation dans le modèle d'évaluation intégré DICE. Une de leur conclusion importante est résumée ainsi: « *Our numerical results show that adaptation is a powerful option to combat climate change, as it reduces most of the potential costs of climate change in earlier periods, while mitigation does so in later periods.* » Les auteurs incluent l'adaptation comme une variable de politique. L'adaptation au changement climatique va réduire les dommages initiaux causés par ce changement.

De fait, une évaluation des options d'adaptation nécessite une approche beaucoup plus détaillée et ancrée dans des données du territoire. de Bruin et al. (2009) proposent une méthode d'analyse multicritère pour ordonner les différentes actions d'adaptation possibles aux Pays-Bas. La méthode est appliquée à 96 options d'adaptation dans 7 secteurs exposés aux changements climatiques tels que : agriculture (27 options), nature (12), eau (31), énergie & transport (15), habitat & infrastructure (7), santé (3), et récréation & tourisme (1). Ces options incluent des mesures spécifiques telles que « amélioration de la climatisation dans les maisons de repos et hôpitaux » ou des stratégies plus globales telles que « gestion intégrée des zones côtières » etc... L'analyse multicritère permet de construire deux indicateurs à partir d'une pondération de « scores » selon divers critères qualitatifs, le premier relié à la « priorité » et le second à la « réalisabilité ». Le classement obtenu sur ces options dépend du scénario climatique retenu. Les auteurs indiquent aussi la difficulté qu'ils ont rencontrée pour compléter leur analyse par une évaluation de type « coût/bénéfice », du fait du manque de données, même pour un pays aussi avancé que les Pays-Bas, et de la difficulté d'identifier les coûts et bénéfices marginaux et les coûts et bénéfices complets pour ces options. Les liens avec l'énergie et le rôle important de la gestion de l'incertain ont aussi été soulignés par Hallegatte (2009) qui fournit une liste des secteurs pour lesquels les effets possibles du changement climatique devrait être pris en compte dès maintenant à cause de leur vulnérabilité et de l'échelle de temps d'investissement. Une approche coût/efficacité peut être envisagée pour répondre aux attentes et exigences des organismes nationaux et européens en ce qui concerne la coordination des politiques d'adaptation et d'atténuation comme le montrent Magnan et al. (2009) qui s'intéressent à l'impact du changement climatique sur la Méditerranée et traitent des enjeux de l'adaptation. Dans leur traitement des liens entre adaptation et atténuation (mitigation), ils soulignent que « de nombreuses stratégies

<sup>1</sup> <http://www.ouranos.ca/fr/publications>

d'adaptation possibles impliquent une consommation d'énergie plus importante : la climatisation pour faire face à l'augmentation des températures, les solutions techniques pour contrer l'appauvrissement en eau (désalinisation, augmentation du pompage, retraitement, ...), par exemple... Cependant la relation entre adaptation et mitigation peut aussi être positive, surtout si elle est réfléchie. Ainsi de nouvelles normes de construction devront être établies pour faire face au changement climatique.»

## La modélisation ETEM-AR

Pour aider les collectivités territoriales à établir ces plans climat territoriaux, nous proposons une modélisation d'analyse d'activité (modèle «bottom-up») permettant de conduire des analyses coût/efficacité au niveau des territoires en prenant en compte de manière explicite les activités d'atténuation et celles d'adaptation appliquées au système énergétique complet (incluant production/transformation d'énergie, habitat, transport, industrie, agriculture) et en cherchant à identifier des politiques robustes face à l'incertitude des impacts du changement climatique. Le modèle, appelé ETEM-AR est dérivé du modèle existant ETEM (Drouet, Thénier 2009), lui-même héritier de la modélisation MARKAL-Lite développée à l'Université de Genève, et d'une réduction d'échelle de la modélisation TIMES (développée dans le cadre de l'ETSAP2) qui est très largement utilisée actuellement au niveau des pays européens pour l'étude des politiques d'atténuation.

ETEM-AR est caractérisé par :

- une modélisation « bottom-up » territoriale qui peut s'harmoniser à un modèle national ou international;
- une possibilité d'intégrer des variables binaires pour représenter des choix de politiques globales ayant des impacts sur l'évolution des demandes de prestations énergétiques ;
- une prise en compte des spécificités géographiques de la région (par exemple dans les fluctuations saisonnières des demandes liées à la latitude de la région, à son altitude, sa proximité de la côte, etc) ;
- une possibilité d'intégrer des modules permettant des analyses multicritère et de la programmation par objectifs ;
- une gestion de la localisation des activités d'offre et de demande de ressources énergétiques impactées par d'éventuels changements climatiques;
- L'exploration de politiques robustes, en utilisant les méthodes d'optimisation sous incertitude comme l'optimisation robuste et la programmation stochastique.

De l'ensemble de ces caractéristiques, celle concernant l'optimisation robuste est la plus élaborée, sur le plan technique et elle sera traitée en détail dans l'Atelier 2. Dans le reste de cette partie du rapport nous décrivons les principes de modélisation retenus dans ETEM-AR.

### Comment représenter l'adaptation dans un modèle d'analyse d'activités

Dans un modèle d'analyse d'activités, un certain nombre de contraintes doivent être respectées, tel que, par exemple :

- Satisfaction des demandes ;
- Disponibilité des ressources primaires ;
- Nécessité d'investir pour pouvoir disposer de capacités de production ;
- Respect de contraintes dérivées de normes environnementales (pollution locale ou limite sur l'émission de GES).

Dans une utilisation typique de ce type de modèle, on cherche l'évolution des choix technologiques et énergétiques sur un horizon temporel assez étendu, qui permettra de satisfaire au moindre coût pour le système énergétique les contraintes relative aux demandes de services énergétiques et des contraintes sévères sur les émissions de gaz à effet de serre. On peut ainsi analyser des politiques d'atténuation.

L'adaptation vise à atténuer l'impact du changement climatique qui ne pourra pas être évité. L'impact dépend de la vulnérabilité de certaines activités ou services. De manière typique, le changement climatique peut faire augmenter la demande de service tel que la climatisation, en été, dans un habitat

urbain, dense, comme celui de Toulouse. Cela se traduit, dans le modèle d'analyse d'activités, par la considération d'une éventuelle croissance considérable de cette demande de services énergétiques, c'est à dire par la considération de nouveaux scénarios. Mais l'adaptation, dans ce cas, peut se faire par le biais d'une politique de réhabilitation des immeubles ou logements vulnérables aux épisodes de canicule. On pourra alors inclure dans le modèle une activité qui aura probablement une charge fixe, c'est à dire que l'on devra s'acquitter d'un coût initial important pour la mettre en place et qui permettra éventuellement de réduire la demande de climatisation si l'impact du changement climatique se réalise. Du point de vue technique, cela nécessite d'introduire des variables binaires (à valeur 0,1) dans le modèle pour représenter des choix discrets. Par ce biais on pourra mettre en concurrence des politiques de modification de la structure de la demande et des politiques de réponse optimale du système énergétique seulement.

Certaines activités du système énergétique lui même peuvent être vulnérables et souffrir ainsi des impacts du changement climatique. L'exemple le plus frappant est la baisse de disponibilité de centrales nucléaires à cause de difficultés de refroidissement. On peut donc introduire dans la modélisation énergétique une incertitude sur le facteur de disponibilité, ou sur l'efficacité des technologies vulnérables et laisser ensuite l'optimisation du système décider des meilleures mesures de précaution à prendre pour éventuellement pallier ces défaillances possibles. Donc on pourra traiter cet aspect par le biais de l'introduction de mécanismes de décision dans l'incertain dans le programme d'optimisation.

L'adaptation du système énergétique peut donc consister à réduire sa vulnérabilité aux impacts du changement climatique. Cependant il n'est pas toujours facile d'établir une mesure précise et objective des possibilités de réduction de ces impacts par des activités de protection. Par contre on peut construire des indicateurs de vulnérabilité et introduire, à côté du critère de coût, comptable ou financier, un autre critère, dit de vulnérabilité du système qui est un indicateur, obtenu en sommant les indices de vulnérabilité des activités choisies pour faire fonctionner le système énergétique. Ici aussi une approche tenant compte de l'incertitude caractérisant ces indices pourra aussi être mise en œuvre. On aura ainsi une application d'optimisation multicritère. On peut éventuellement multiplier la définition de ces indicateurs et, dans ce cas, une approche, dite de programmation par objectifs pourra être mise en œuvre pour explorer les meilleurs compromis entre l'atteinte d'un ensemble d'objectifs concernant ces indicateurs, qui ne sont pas forcément compatibles.

Finalement, il y a une possibilité de relier la modélisation du système énergétique à celle, par exemple, du secteur agricole en introduisant, typiquement, la nécessité de produire de la biomasse en vue de l'utilisation de biocarburants en déplaçant et modifiant les plans de production agricoles<sup>2</sup>. Ceci peut se faire en restant totalement dans le cadre de la programmation linéaire et cette modélisation peut facilement s'intégrer à l'approche de programmation par objectifs évoquée ci dessus.

En résumé nous étudions l'adaptation du système énergétique, au niveau territorial, en fournissant un cadre de modélisation flexible, basé sur la programmation linéaire et la programmation mixte (incluant des variables discrètes), permettant de représenter des politiques globales pouvant modifier qualitativement la demande utile, facilitant la construction d'analyses multicritères concernant les coûts et les indicateurs de vulnérabilité du système, et surtout permettant de proposer des choix de politiques robustes, compte tenu de l'incertitude omniprésente dans ce contexte.

ETEM-AR est un modèle écrit dans un langage de modélisation gratuit, qui peut être associé à un solveur de programmation linéaire ou mixte, lui aussi gratuit. La représentation du système énergétique de la région considérée est faite de manière similaire à celle utilisée dans les modèles TIMES, l'introduction des éléments additionnels utilisables pour étudier l'adaptation, que nous venons de décrire peut se faire très simplement, selon les nécessités du cas étudié. Ceci sera illustré dans le rapport sur l'Atelier 3 concernant la mise en œuvre de ETEM-AR dans le cas de Midi-Pyrénées.

### **ETEM : Une modélisation du système énergétique d'une région**

ETEM (Energy/Technology/Environment Model) est un modèle énergie/environnement de type « bottom-up » qui fournit une représentation détaillée des choix technologiques et énergétiques

<sup>2</sup> Une modélisation de ce type a été réalisée, à partir d'ETEM, pour le Duché de Luxembourg, dans le cadre du projet LUCAS mené par le Centre de recherche public TUDOR, en 2012.

permettant de fournir à moindres coûts et moindres impacts environnementaux les services énergétiques de la région modélisée. ETEM est inspiré des modèles de type MARKAL et TIMES (voir [www.etsap.org](http://www.etsap.org)), utilisés aux échelles locales, régionales, globales. Les applications actuelles d'ETEM concernent le canton de Genève (Suisse) et le duché du Luxembourg. L'horizon de planification visé est la période 2000-2050. ETEM est un programme facilement adaptable dont la maintenance est assurée par ORDECSYS, qui permet de représenter en détails le système énergétique de référence d'une région et d'explorer différents scénarios d'évolution en tenant compte de contraintes environnementales. Le programme lui-même est mis à disposition d'utilisateurs éventuels en application libre (open source) et l'utilisation d'optimiseurs eux aussi open source, comme glpsol ou ceux disponibles sur le site COIN-OR (par exemple CLPL), permet de réduire les coûts de mise en œuvre. Le système énergétique est décomposé en niveaux d'énergies primaires (gaz, eau, bois, charbon, géothermie, etc.), énergies finales (électricité, gaz, carburants, chaleur, eau chaude, etc.) et énergies utiles (services énergétiques demandés, par exemple transport, climatisation, etc.). Un ensemble de technologies de production (centrales thermique, hydraulique, solaire, géothermique, etc.) et de demande (véhicules automobiles, systèmes de chauffage et de climatisation, etc.) assurent les transformations le long de la chaîne énergétique afin de satisfaire les demandes utiles. Ce faisant, ETEM calcule un cadastre d'émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre liés à l'utilisation et à la localisation de ces technologies. Le modèle permet de comptabiliser les émissions, mais aussi de trouver une politique respectant une contrainte environnementale (par exemple une limitation des émissions de GES ou une contrainte sur les pics d'ozone en zone urbaine). ETEM propose un choix efficace en termes d'investissements et de plan de production. ETEM modélise implicitement le cycle de vie des technologies utilisées, et permet de travailler sur des horizons allant de quelques années à quelques dizaines d'années. La dimension énergétique des politiques de développement durable compatibles avec des objectifs environnementaux à long terme peut être ainsi analysée.

Le système énergétique de référence (nous utilisons en abrégé l'acronyme anglais RES) est une représentation systémique des ressources primaires, de la conversion, du transport, de la distribution, et des usages finaux de diverses formes énergétiques. Il est composé de divers secteurs de demande de services énergétiques.

Dans le présent projet, nous proposons un RES incluant un ensemble de technologies génériques, qui peut servir de point de départ à des modélisations régionales. Des adaptations sont possibles et sont d'ailleurs recommandées pour coller au plus près aux spécificités régionales, par exemple pour affiner la représentation d'un secteur donné, ou pour en agréger un autre.

Construire un modèle d'énergie nécessite de passer par plusieurs phases :

1. description des technologies de production/conversion et des technologies de demande.
2. renseignement des capacités résiduelles (les capacités installées des technologies de demande) et définition des demandes utiles actuelles ;
3. projection des demandes utiles par des méthodes de prévision s'appuyant sur des indicateurs d'évolution de la demande, comme la population, le PIB, l'évolution du réseau routier, la température, etc.
4. prévision de l'évolution des prix des formes d'énergie importées dans la région ;
5. la calibration du modèle consiste à faire tourner le modèle sur la première période de la modélisation, que l'on appelle l'année de base, et à vérifier que la solution apportée par le modèle est réalisable et réaliste.

C'est d'ailleurs l'une des forces de ce projet : pouvoir développer à la fois une version générique du modèle et une version appliquée à une région précise, et bénéficier des synergies entre ces deux types de développement.

Le projet a permis d'appliquer avec succès cette méthode à la région Midi-Pyrénées, grâce à la collaboration de l'OREMIP. Une même approche peut être répliquée à d'autres régions.

### **ETEM : Modèle mathématique stylisé**

Le modèle ETEM peut être vu comme un simple problème de multi flots avec investissements. Nous présentons ici une formulation simplifiée de ce modèle. Notons  $i$  et  $j$  les indices de commodité,  $k$  l'indice de technologie et  $t$  l'indice de période de temps, le modèle contient trois types de variables :

$COM_{ikt}$  représente l'activité de la commodité  $i$  par la technologie  $k$  à la période  $t$ .  
 $ICAP_{kt}$  représente l'investissement de capacité de la technologie  $k$  à la période  $t$ .  
 $IMP_{it}$  représente l'importation de la commodité  $i$  à la période  $t$ .  
 $EXP_{it}$  représente l'exportation de la commodité  $i$  à la période  $t$ .

Le programme mathématique ETEM s'écrit alors :

$$\begin{aligned} \min \quad & f(\mathbf{COM}, \mathbf{ICAP}, \mathbf{IMP}, \mathbf{EXP}) \\ & \sum_{k:i \in Prod[k]} \mathbf{COM}_{ikt} + \mathbf{IMP}_{it} = \sum_{k:i \in Cons[k]} \mathbf{COM}_{ikt} + \mathbf{EXP}_{it} + d_{it}, \quad \forall i \forall t \\ & \sum_{i \in Prod[k]} \mathbf{COM}_{ikt} \leq f_{kt}(c_{kt} + \sum_{r=t-life...t} \mathbf{ICAP}_{kr}), \quad \forall k \forall t \\ & \mathbf{COM}_{ikt} (= \leq \text{or } \geq) \alpha_{ijk} \mathbf{COM}_{jkt}, \quad \forall j \forall k \forall i \forall t \\ & l^{COM} \leq \mathbf{COM} \leq u^{COM} \\ & l^{ICAP} \leq \mathbf{ICAP} \leq u^{ICAP} \\ & l^{IMP} \leq \mathbf{IMP} \leq u^{IMP} \\ & l^{EXP} \leq \mathbf{EXP} \leq u^{EXP} \end{aligned}$$

Dans cette formulation, nous avons les paramètres suivants :

- $f$  : Fonction de coût du système énergétique. Il regroupe les coûts d'activité, de fonctionnement, d'investissement, d'importation et les revenus des exportations.
- $d_{it}$  : Demande de commodité  $i$ .
- $c_{kt}$  : Capacité résiduelle de la technologie  $k$ .
- $life$  : Durée de vie des technologies.
- $f_{kt}$  : Facteur de conversion de la capacité en énergie pour la technologie  $k$ .
- $\alpha_{ikt}$  : Coefficient liant les commodités  $i$  et  $j$  dans la technologie  $k$ .
- $u$  et  $l$  : Vecteurs de bornes pour les variables de décision.

Le modèle décrit ci-dessus minimise les coûts d'investissement de capacité pour l'ensemble des technologies, les coûts d'activité de ces technologies, les coûts d'importation/exportation. La première contrainte correspond à une contrainte de conservation des flux aux nœuds et de satisfaction de la demande ; La deuxième est une contrainte de capacité sur l'activité des technologies ; La troisième contrainte 3 définit les commodités consommées et produites et leurs proportions pour chacune des technologies. Les autres contraintes imposent des bornes sur les investissements, et les consommations/exportations et productions/importations totales.

Ce modèle est une version très stylisée de ETEM. Il n'inclut pas par exemple la représentation des coûts fixes d'entretien qui sont proportionnels aux capacités installées, ni des contraintes représentatives des pics de demande, ni l'actualisation des coûts, ni la durée de vie des technologies, qui sont, évidemment, correctement représentées dans ETEM. Mais ces équations montrent la structure de base du modèle qui représente la circulation de flots de ressources (commodités) dans un réseau qui représente le système énergétique d'une région, ces ressources étant produites, transformées ou transportées par des technologies, dont la capacité installée dépend des investissements passés et de la capacité résiduelle depuis le début de la période de planification.

Nous fournissons, dans une annexe de ce rapport une description plus fine des équations du modèle ETEM-AR, écrite de manière à mieux comprendre la liste exhaustive des équations du modèle, écrites dans le langage d'optimisation AMPL (plus précisément dans la version *open source* de ce langage).

## Nouvelles équations introduites dans ETEM-AR

Pour construire le modèle ETEM-AR, nous avons introduit de nouvelles fonctionnalités.

### Variables du système énergétiques vulnérables au climat

Élaboré à partir d'analyses de la littérature et d'échanges avec des intervenants du secteur énergétique, le tableau suivant présente les variables du système énergétique potentiellement vulnérables aux changements climatiques, ainsi que des facteurs à prendre en compte pour évaluer le niveau de vulnérabilité de ces variables.

Le recours aux technologies et formes d'énergie fortement vulnérables au climat nuit à la résilience climatique du système énergétique. L'analyse multi-objectifs est fondée sur l'étude de la vulnérabilité du système énergétique mesurée à travers ces variables.

**Tableau 1. Variables énergétiques vulnérables au climat**

Variables vulnérables face au climat	Impact possible	Facteurs à prendre en compte
Activité des centrales hydroélectriques	Risque de production réduite sous effet de la baisse des niveaux d'eau (et usages concurrentiels de l'eau). Variabilité saisonnière importante.	Température et précipitations. Bassin versant. Autres usages de l'eau, renforçant la vulnérabilité par effet de concurrence des usages.
Activité des centrales nucléaires	Risque d'arrêt et de perte d'efficacité du fait de l'augmentation de la température de l'eau et de l'air, et/ou de la diminution des niveaux d'eau. Variabilité saisonnière importante.	Température de l'air (conversion en température de l'eau), niveaux d'eau / débits d'étiage, normes nationales / locales sur les débits et les températures de l'eau
Activité des centrales thermiques	Comme centrale nucléaire (refroidissement sensible au climat)	Comme centrale nucléaire (refroidissement sensible au climat)
Capacité des installations, quel que soit le type d'installations (centrales électriques, raffineries, usines de regazéification du LNG, etc.), construites en zones inondables	Risque de pertes en cas d'inondation	Localisation des installations, risque de montée du niveau de la mer.
Capacité des installations, quel que soit le type d'installations (centrales électriques, raffineries, usines de regazéification du LNG, etc.)	Risque de pertes en cas de tempêtes / de glissements de terrain	Vents extrêmes, cartes des sols
Capacité installée du réseau de transport d'électricité aérien	Risque de rupture du fait d'événements climatiques extrêmes.	Longueur et type de réseau
Activité des éoliennes	Risque de variation des vitesses de vents	Vents moyens
Activité des centrales solaires PV et à concentration	Risque de diminution du potentiel total dans certaines régions, augmentation dans d'autres (rayonnement direct)	Nébulosité, ensoleillement. Vulnérabilité estimée faible.

Activité des installations solaires PV	Risque de diminution de l'efficacité, sous l'effet de l'augmentation de la température	Vulnérabilité estimée faible. De plus, étant donné la durée de vie relativement courte des PV, il sera possible de les adapter aux températures, si nécessaire.
Activité de production de biomasse	Risque de non disponibilité ou de prix élevé de la ressource	Températures, précipitations (échelles locale et globale puisque la biomasse/les biocarburants peuvent être importés) Politiques en place.
Activité centrales géothermiques	Pas de vulnérabilité mise en évidence	Pas de vulnérabilité mise en évidence

### Indicateur et approche multi-objectifs

L'analyse multi-objectifs vise à ajouter un objectif à l'objectif habituel de minimisation du coût total du système énergétique. Il s'agit ici de minimiser le recours (c'est à dire, l'activité) à toute technologie ou forme d'énergie vulnérable au climat. Elle requiert la définition d'un coefficient représentatif de cette vulnérabilité, attaché aux technologies. Ce coefficient dépend de chaque cas, il est présenté, dans le cas de la région Midi-Pyrénées, dans l'atelier 3.

L'objectif de minimisation de la vulnérabilité se traduit par:

Minimiser  $SUM_t [SUMPROD_t (VAR\_ACT_{i,t} , VULN_{i,t})]$   
avec  $t$  temps  
 $i$  la technologie correspondante  
 $VAR\_ACT$  son niveau d'activité  
 $VULN$  son indicateur de vulnérabilité

Dans le cadre d'une approche multi-objectifs, une nouvelle composante est introduite dans la fonction objectif, correspondant à l'indice de vulnérabilité globale du système. Cet indice est défini comme le produit de l'activité des technologies vulnérables par le facteur de vulnérabilité associé. Un poids est alors affecté à chacune des deux composantes de la fonction-objectif, à savoir d'une part, le coût du système énergétique, d'autre part, la vulnérabilité. Le nouvel objectif dans ETEM est donc :

minimiser  $\alpha \times \text{Coût système énergétique} + (1 - \alpha) \times \text{Vulnérabilité}$   
Avec  $0 \leq \alpha \leq 1$ .

Dans l'étape suivante, l'analyse de sensibilité consiste à réaliser une étude paramétrique sur  $\alpha$  en faisant varier ce facteur afin de donner un poids plus ou moins important à la vulnérabilité. Plus le poids sur l'indice de vulnérabilité sera faible et plus le modèle sera tenté de réduire la vulnérabilité globale. Cela se traduira par un surcoût élevé du système énergétique. Inversement, un poids proche 1 n'aura que peu d'effet sur la vulnérabilité du système.

Pour chaque valeur de  $\alpha$  on associe donc un surcoût du système et un indice de vulnérabilité globale. Cela nous permet de représenter la courbe de Pareto, encore appelé courbe de « trade-off » surcoût-vulnérabilité.

Une approche similaire consiste à minimiser uniquement l'indice de vulnérabilité sous une contrainte d'un surcoût maîtrisé du système énergétique. Dans ce cas, nous avons :

minimiser *Indice de vulnérabilité*  
s.t.  $\text{Surcoût} < \beta$

### Choix discrets de politiques d'adaptation qualitatives

Nous avons également introduit dans le modèle des variables entières permettant de représenter de possibles sauts dans l'évolution du système énergétique. Ces sauts peuvent être

1. Politiques : Par exemple, pour limiter l'accroissement de la demande en climatisation, la région peut décider de mettre en place une politique d'isolation des bâtiments. La variable binaire permet alors de modéliser cette décision et viendra diminuer la demande exogène en climatisation.
2. Technologiques : Dans le cadre du déploiement des technologies de smart-grid par exemple il sera nécessaire d'investir de manière significative sur les réseaux électriques. La variable binaire vient alors modéliser ces investissements et leurs impacts entre autres sur l'intégration des productions intermittentes.

Il est important de noter que l'utilisation de ces variables discrètes requiert une analyse approfondie des coûts et de impacts de tels sauts, ce qui n'a pas été réalisé dans le cadre de cette étude.

### Programmation par objectifs et adaptation à la marge du secteur agricole

Modéliser l'adaptation requiert beaucoup plus de flexibilité dans la structure du modèle que modéliser l'atténuation seulement. Les actions d'adaptation sont multiformes et parfois définies de manière plutôt qualitative, comme nous l'avons indiqué au précédent, voire de façon carrément floue. Il est donc peu vraisemblable de pouvoir produire un outil de modélisation de l'adaptation qui soit aussi figé dans sa structure d'équations que l'est un modèle TIMES ou son avatar régional, le modèle ETEM. Nous proposons donc, dans ETEM-AR, de compléter le modèle ETEM qui est bien adapté à l'étude des politiques d'atténuation, par de nouveaux modules qui décrivent les possibilités d'adaptation dans des secteurs connexes à celui de l'énergie.

L'idée de base consiste à chercher à décrire des ajustements marginaux en vue de réaliser l'adaptation désirée, en faisant une analyse locale coût-bénéfice et en rajoutant de nombreuses contraintes qualitatives pour prévenir les décisions « tout-ou-rien » si communes en programmation linéaire. La programmation par objectifs (*goal programming*) sera une source d'inspiration<sup>3</sup>. Nous considérons la situation suivante : pour s'adapter, le système énergétique de la région considérée peut s'appuyer sur une filière favorisant la production locale de biocarburants ; mais ceci suppose que l'on adapte, à la marge car il n'est pas question de tout modifier dans l'agriculture, l'utilisation actuelle des sols. Nous allons représenter différentes possibilités de modifier l'utilisation des sols, soit par déplacement et remplacement de types de culture, soit par intensification de la production. Nous définirons une fonction objective à partir de coûts d'opportunité et de coûts d'utilisation de ressources, par exemple les engrais utilisés pour intensifier la production. Nous inclurons suffisamment de contraintes pour maintenir la solution dans le domaine du réalisable de manière marginale. Ce module sera alors en mesure de fournir un coût marginal, ou un prix d'ordre, pour la production locale de la biomasse nécessaire à la production de biocarburant. De ce fait ce module pourra être directement couplé. Voire intégré dans la modélisation ETEM qui, basée sur la programmation linéaire, procède par pesée et comparaison de coûts marginaux.

Le module évoque, d'une certaine façon, un problème de gestion de portefeuille. On doit décider comment adapter la répartition des cultures de manière à pouvoir produire la quantité demandée de biomasse qui servira de matière première pour la fabrication de biocarburant en minimisant les coûts d'opportunité et en respectant certaines contraintes d'équilibre.

Il est à noter que le nombre de contraintes peut être sensiblement augmenté pour refléter différents indicateurs de coûts non monétaires de l'adaptation. Par une technique de *goal programming*, déjà largement utilisée dans les modèles ETEM, TIMES ou TIAM pour éviter un arrêt sur diagnostic d'irréalisabilité, on pourra introduire, en les pénalisant, des variables d'écart par rapport aux objectifs associés aux contraintes.

---

<sup>3</sup> Jones DF, Tamiz M (2010) Practical Goal Programming, Springer Books

Nous avons appliqué ce module à un problème concret d'analyse des changements dans l'utilisation des sols, au Luxembourg<sup>4</sup>. Ce module est maintenant disponible dans ETEM-AR. D'autres modules similaires seront ajoutés pour décrire d'autres nécessités d'adaptation, comme, par exemple, une modification de l'exploitation des forêts pour faciliter le développement d'une filière « bois ».

Nous donnons ci-dessous la formulation complète de ce module en cinq étapes :

---

<sup>4</sup> A. Haurie, J. Thénier, Jean-Philippe Vial, Models of Adaptation of Agricultural Sector to Additional Biofuel Feedstock Production in Luxembourg Deliverable 3.1 Research Project LUCAS February 2012.

## 1 Variables

$x_r(c)$ : niveau d'activité du remplacement de la récolte de type  $c$  par de la matière première pour bio-carburant (hectares);

$x_i(c)$ : niveau d'activité de la production de récolte de type  $c$  par intensification (tonnes);

**objective-function** coût de l'adaptation

Les variables de décision concernent les substitutions entre types de cultures (récoltes) et l'intensification des productions actuelles. Une variable supplémentaire représentera le coût total de l'adaptation.

## 2 Paramètres

**yield(c)**: rendement de la récolte  $c$  (tonnes par hectare)

**acreage(c)**: surface dédiée à la récolte  $c$  (hectares)

**max\_replace(c)**: proportion de la récolte  $c$  qui peut être remplacée;

**market\_price(c)**: prix de vente de  $c$  (€ par tonne);

**subsidy(c)**: subside de la récolte  $c$  (€ par tonne);

**variable\_cost(c)**: coût variable de production pour la récolte  $c$  (€ par hectare)

**fixed\_cost(c)**: coût fixe de production pour la récolte  $c$  (€ par hectare)

**fert\_cost(c)**: coût d'engrais pour la récolte  $c$  (€ par tonne);

**max\_intens(c)**: proportion de la récolte  $c$  qui peut être produite par intensification;

**max\_fertilizer\_cost**: borne supérieure sur l'utilisation d'engrais (€)

$w(c)$ : pondération (inverse la surface plantée)

**K**: maximum des déviations

**tonbiom**: production de 'biom' demandée (tonnes).

Le paramètre qui tire le modèle est la production de biomasse en vue de la fabrication de biocarburant (**tonbiom**). Les autres paramètres représentent les surfaces allouées actuellement à chaque type de récolte, les rendements des terres selon les types de récoltes, les coûts divers et les subventions. D'autres paramètres serviront à limiter certaines activités.

### 3 Paramètres calculés

**opportunity\_cost(c)**: coût d'opportunité du remplacement de la récolte de type *c* par de la matière première pour bio-carburant (€ par hectare)

**intensification\_cost(c)**: coût de l'intensification de la production pour la récolte *c* (€ par tonne);

**opportunity\_int\_cost(c)**: coût d'opportunité de la production d'une unité supplémentaire de récolte de type *c*;

### 4 Formules pour les paramètres calculés

$$\begin{aligned} \text{opportunity\_cost}(c) &= \text{yield}(c) \times (\text{market\_price}(c) - \text{fert\_cost}(c)) \\ &\quad + \text{subsidy}(c) - (\text{fixed\_cost}(c) + \text{variable\_cost}(c)) \\ &\quad + \text{fert\_cost}(\text{'biom'}) \times \text{yield}(\text{'biom'}) + \text{fixed\_cost}(\text{'biom'}) \\ &\quad + \text{variable\_cost}(\text{'biom'}) \\ \text{intensification\_cost}(c) &= 1.5 \times (\text{fert\_cost}(c) + \text{variable\_cost}(c)/\text{yield}(c)) \\ \text{opportunity\_int\_cost}(c) &= \text{intensification\_cost}(c) - \text{market\_price}(c). \end{aligned}$$

Certains paramètres, en particulier les coûts d'opportunité sont calculés à partir des données de base selon un calcul économique élémentaire.

Finalement les équations représentent

1. Le calcul du coût total de l'adaptation
2. Les bornes supérieures sur les possibilités de remplacement de récoltes
3. Les bornes sur les possibilités d'intensification des récoltes
4. Les limites dans l'intensification des récoltes existantes
5. Limite dans l'utilisation d'engrais
6. Contrainte ad-hoc imposant une limite sur l'ensemble des remplacements de récolte, de manière à introduire plus de diversification.

## 5 Equations

$$\text{objective\_function} = \sum_c x_r(c) \times \text{opportunity\_cost}(c) + x_i(c) \times \text{opportunity\_int\_cost}(c)$$

$$x_r(c) \leq \text{acreage}(c) \times \text{max\_replace}(c)$$

$$x_i('biom') + \sum_c x_r(c) \times \text{yield}('biom') \geq \text{tonbiom}$$

$$x_i(c) \leq (\text{acreage}(c) - x_r(c)) \times \text{yield}(c) \times \text{max\_intens}(c)$$

$$x_i('biom') \leq (\text{acreage}('biom') + \sum_c x_r(c) \times \text{yield}('biom')) \times \text{max\_intens}('biom')$$

$$x_i(c) \leq \text{yield}(c) \times x_r(c)$$

$$\text{max\_fertilizer\_cost} \geq \text{acreage}('biom') \times \text{fert\_cost}('biom') \times \text{yield}('biom')$$

$$+ x_i('biom') \times \text{fert\_cost}('biom') \times 1.5$$

$$+ \sum_c (\text{acreage}(c) - x_r(c)) \times \text{yield}(c) \times \text{fert\_cost}(c)$$

$$+ x_r(c) \times \text{yield}('biom') \times \text{fert\_cost}('biom')$$

$$+ x_i(c) \times \text{fert\_cost}(c) \times 1.5$$

$$\sum_c w(c) \times x_r(c) \leq K.$$

Prise en compte de l'incertitude par l'optimisation robuste

Cet aspect du développement de ETEM-AR a constitué l'Atelier 2 pour lequel une description détaillée suit.

## Structure générique de la base de données du modèle énergétique

Pour compléter la description générale de la modélisation ETEM-AR nous précisons ci-dessous la structure générique du modèle.

### Découpage temporel choisi

Durée des périodes	Année de référence	Nombre de périodes	Découpage	Nombre de <i>time-slices</i>
5 ans	2005	9 (jusqu'à 2049)	3 saisons : été (S), Hiver (W) et intermédiaire (I) + jour (D) – nuit(N)	6 SD, SN, WD, WN, ID, IN

### Structure d'ensemble

Les demandes utiles, les technologies et les formes d'énergie sont représentées dans ETEM par grands secteurs de l'économie : transport, industries, commercial, résidentiel, agriculture, production d'électricité, production et conversion d'énergie primaire autre que l'électricité. La gestion du pic de consommation est prévue (sujet d'actualité<sup>5</sup>), avec une modification de celui possible au cours du temps<sup>6</sup>.

### Demandes utiles

Les demandes utiles représentent les demandes en services énergétiques. Définies de manière exogène, elles doivent être satisfaites par les technologies et commodités énergétiques disponibles dans le modèle.

Unités	
- <i>mkm-veh/j</i>	<i>milliers de kilomètres véhicule par jour</i>
- <i>mpass/j</i>	<i>milliers de passagers par jour</i>
- <i>mt/j</i>	<i>milliers de tonnes par jour</i>
- <i>PJ/an</i>	<i>Pétajoules par an</i>

<sup>5</sup> En Europe, le pic de consommation met à l'épreuve la production d'électricité, [Le Monde.fr](http://Le Monde.fr), 6 février 2012

<sup>6</sup> Noter qu'au moins en France il faut 1.7 de ratio entre la pointe et la moyenne sur un an

<b>TRANSPORT</b>	<b>Unité</b>	<b>Code</b>
<b>TRANSPORT URBAIN PASSAGER</b>		
Bus	mkm-veh/j	D_TUP_BUS
Tramway	mkm-veh/j	D_TUP_TRW
Métro	mkm-veh/j	D_TUP_MET
voiture (trajet urbain)	mkm-veh/j	D_TUP_VOI
<b>TRANSPORT INTER-URBAIN PASSAGER</b>		
Car	mkm-veh/j	D_TIP_CAR
voiture (trajet inter-urbain)	mkm-veh/j	D_TIP_VOI
train passager	mp/j	D_TIP_TRA
<b>AUTRE TRANSPORT</b>		
Camion	mkm-veh/j	D_TAT_CAM
Train fret	mt/j	D_TAT_TFR
Transport fluvial	mt/j	D_TAT_FLU
Transport aérien	mt/j	D_TAT_AER
Deux-roues	mkm-veh/j	D_TAT_DEU
<b>INDUSTRIE</b>		
Demande de chaleur (Métallurgie)	PJ/an	DI_ME_CH
Demande de force motrice (Métallurgie)	PJ/an	DI_ME_FO
Autres demandes (Métallurgie)	PJ/an	DI_ME_AU
Demande de chaleur (Chimie)	PJ/an	DI_CH_CH
Demande de force motrice (Chimie)	PJ/an	DI_CH_FO
Autres demandes (Chimie)	PJ/an	DI_CH_AU
Demande de chaleur (Papier)	PJ/an	DI_PA_CH
Demande de force motrice (Papier)	PJ/an	DI_PA_FO
Autres demandes (Papier)	PJ/an	DI_PA_AU
Demande de chaleur (Construction)	PJ/an	DI_CO_CH
Demande de force motrice (Construction)	PJ/an	DI_CO_FO
Autres demandes (Construction)	PJ/an	DI_CO_AU
Demande de chaleur (Agroalimentaire)	PJ/an	DI_AG_CH
Demande de force motrice (Agroalimentaire)	PJ/an	DI_AG_FO
Autres demandes (Agroalimentaire)	PJ/an	DI_AG_AU
Demande de chaleur (Autres)	PJ/an	DI_AU_CH
Demande de force motrice (Autres)	PJ/an	DI_AU_FO
Autres demandes (Autres)	PJ/an	DI_AU_AU
<b>COMMERCIAL</b>		
Chauffage (commercial)	PJ/an	D_COM_CHF
Appareils électriques (éclairage, électronique, etc.)	PJ/an	D_COM_ELE
Eau chaude sanitaire commerces	PJ/an	D_COM_ECS
Climatisation des commerces	PJ/an	D_COM_CLI
<b>ECLAIRAGE PUBLIC</b>		
Électricité (signalisations routières, éclairage public)	PJ/an	D_PUB_ELE

<b>RESIDENTIEL</b>		
Chauffage résidentiel maison (construction < 1975)	PJ/an	D_RMA_CHF
Chauffage résidentiel immeuble (construction < 1975)	PJ/an	D_RIA_CHF
Chauffage résidentiel nouvelle maison (construction > 1975)	PJ/an	D_RMN_CHF
Chauffage résidentiel nouvel immeuble (construction > 1975)	PJ/an	D_RIN_CHF
Eau chaude sanitaire maison	PJ/an	D_RMA_ECS
Eau chaude sanitaire immeuble	PJ/an	D_RIA_ECS
Utilisation domestique hors chauffage (appareils électro ménagers, électroniques, etc.)	PJ/an	D_RES_ELE
Climatisation résidentielle	PJ/an	D_RES_CLI
Utilisation domestique pour l'éclairage Utilisation domestique hors chauffage (éclairage, appareils électro ménagers, électroniques, etc.)	PJ/an	D_RES_ECLD_RE S_ELE
<b>AGRICULTURE</b>		
Demande agricole agrégée.	PJ/an	D_AGR_AGG

### Commodités énergétiques et émissions

<b>COMMODITÉS ÉNERGÉTIQUES</b>	
Fluide caloporteur/chaueur du réseau X	FCAL_X
Electricité	ELEC
Déchet ménager valorisable	DECM
Déchet industriel valorisable	DECI
Pétrole brut	PETR
Gaz naturel	GAZN
Diesel	DIES
Essence sans plomb	ESSP
GPL	GPL
Fioul	FIOU
Charbon	CHAR
Bois de chauffage	BOIS
Culture énergétique bioéthanol 1 <sup>ère</sup> gen	CEE1
Culture énergétique biodiesel 1 <sup>ère</sup> gen	CED1
Culture énergétique 2 <sup>nde</sup> gen	CE2G
Biogaz	BIOG
Biodiesel	BIOD
Bioéthanol	BIOE
Hydrogène	HYDR
Ethanol	ETHA
Economies d'énergie	ECON
Combustible nucléaire	NUCL
Déchets nucléaires.	DECN

EMISSIONS <sup>1</sup>	
CO2	CO2
CH4	CH4
N2O	N2O
Autres GES de Kyoto	GESK

<sup>(1)</sup> Les émissions sont également comptabilisées par secteur d'activité.

Il est important de noter que dans ETEM, les émissions sont comptabilisées à l'endroit où elles sont émises. Autrement dit, la consommation d'électricité est considérée sans émission, et les émissions sont comptabilisées au niveau de la production d'électricité. Cette approche ne reflète pas la comptabilité réalisée par les régions Françaises, qui considèrent un contenu en CO2 de l'électricité spécifique par usage (tiré de <http://www.basecarbone.fr>, consulté le 15 septembre 2012):

- Contenu moyen => 60 g CO2e/kWh
- Usage chauffage => 190 g CO2e/kWh
- Usage climatisation tertiaire => 43 g CO2e/kWh
- Usage cuisson résidentiel => 58 g CO2e/kWh
- Usage éclairage public et industriel => 79 g CO2e/kWh
- Usage éclairage résidentiel => 96 g CO2e/kWh
- Usage ECS => 38 g CO2e/kWh
- Usage industriel base => 39 g CO2e/kWh
- Usage transport => 35 g CO2e/kWh
- Usage autres (BTP, recherche, armée, etc.) => 37 g CO2e/kWh

L'introduction de ces facteurs d'émissions dans ETEM, à la place de l'approche conventionnelle, est possible. Deux conséquences importantes devraient alors être prises en compte. D'une part, l'utilisation de tels facteurs impliquerait une optimisation du système énergétique concentré principalement sur les secteurs de consommation, et non pas sur la production, puisque l'utilisation de ces facteurs d'émissions ne permet pas de différencier les différentes sources de production électrique selon leurs émissions. D'autre part, elle supposerait les mêmes facteurs d'émissions sur l'horizon temporel complet (2005-2050), ce qui ne correspond pas à une comptabilité réaliste dans le cadre de l'étude d'options d'atténuation.

## Technologies

Les technologies peuvent être regroupées en sous ensembles pour faciliter la représentation de leur vulnérabilité au changement climatique. La représentation géographique des données ne se fait pas directement dans ETEM mais dans un fichier excel (nous fournissons les moyens de construire un fichier de correspondance (« *mapping* ») entre les outputs d'ETEM et un fichier de géolocalisation à la commune ou par coordonnées).

On regroupe les technologies en différents groupes :

- extraction
- production d'électricité
- autre transformation secondaire
- production de chaleur et de co-génération
- transport de l'énergie
- demande

Les technologies peuvent être présentées en différentes générations. La génération actuelle (représentant le parc moyen), et une ou plusieurs générations futures, qui seront disponibles au fur et à mesure de l'horizon temporel. Ces nouvelles technologies ont des caractéristiques différentes de l'existant (plus efficaces, coûts différents, etc.).

## EXTRACTION

Toute technologie est présente en deux générations (actuelles et à venir)

- extraction du pétrole (il est possible de spécifier le type de pétrole: léger, lourd, terrestre, offshore, etc...)
- extraction du gaz
- extraction des gaz de schiste
- extraction du charbon
- extraction du combustible nucléaire
- production de bois de chauffage
- production de cultures énergétiques

#### PRODUCTION ELECTRIQUE

Toute technologie est présente en 2 versions (A & B) représentant des caractéristiques différentes, et deux générations (actuelles et à venir, disponibilité à préciser)

- Centrale à Gaz
- Centrale au fioul
- Centrale à Charbon
- Centrale Nucléaire (A=gen.2, actuelle), (B = gen.3, EPR)
- Centrale Éolienne
- Centrale hydroélectrique (A = avec barrage, B = au fil de l'eau)
- Panneaux photovoltaïques
- Centrale solaire à concentration
- Centrale géothermique
- Groupe électrogène diesel

#### AUTRE TRANSFORMATION SECONDAIRE

Toute technologie est présente en 2 versions (A & B) représentant des caractéristiques différentes, et deux générations (actuelles et à venir, disponibilité à préciser)

- Centrale de pompage hydroélectrique
- Production hydrogène

#### PRODUCTION DE CHALEUR ET COGENERATION

- Centrale thermique gaz
- Centrale thermique fioul
- Centrale thermique charbon
- Centrale thermique déchets ménagers
- Centrale thermique biomasse
- Centrale co-génération elec/chaleur gaz
- Centrale co-génération elec/chaleur Fuel
- Centrale co-génération elec/chaleur charbon
- Centrale co-génération elec/chaleur déchets ménagers
- Centrale co-génération elec/chaleur géothermie
- Pile à combustible co-génération elec/chaleur hydrogène.
- Centrale géothermique (pompe à chaleur géothermique) (A : centrale géothermie, B : pompe à chaleur particulier)
- Pompe à chaleur air/air

#### TRANSPORT ENERGETIQUE

- réseau de chaleur

#### TECHNOLOGIES DE DEMANDE (listées par demande utile)

Chaque demande utile peut être satisfaite par une série de technologies spécifiques, en concurrence entre elles pour satisfaire la demande utile.

Nous fournissons ici des exemples du secteur des transports:

- Demande de transport en Bus. Elle peut être satisfaite par différentes technologies, elles-mêmes en concurrence entre elles pour satisfaire la demande : bus diesel catalytique, bus biodiesel nouvelle génération, bus à hydrogène, bus GPL.
- Demande de transport en train urbain. Elle peut être satisfaite par le tramway actuel, tramway de 2<sup>nde</sup> génération (2025), métro actuel, métro 2<sup>nde</sup> génération (2025)

- Demande de transport en voiture (trajet urbain) : voiture essence, voiture diesel, voiture GPL, voiture hybride diesel, voiture électrique rechargeable.

## Atelier 2 : APPROCHES ROBUSTES ET STOCHASTIQUES POUR REPRESENTER L'INCERTITUDE

Le projet ETEM-AR a permis de développer une approche opérationnelle permettant de définir des stratégies robustes face à plusieurs sources d'incertitude, notamment l'incertitude de certains paramètres du modèle lui-même et l'incertitude des impacts dus aux changements climatiques. Nous présentons dans cet atelier deux approches de modélisation de l'incertitude basées sur la programmation stochastique et l'optimisation robuste. L'application à la région Midi-Pyrénées et les résultats sont présentés dans l'Atelier 3.

### Paramètres du système énergétique sensibles aux incertitudes climatiques et autres incertitudes

L'analyse de vulnérabilité climatique du système énergétique d'une région, d'un pays, voire à l'échelle planétaire, requiert la compréhension des liens entre les systèmes énergétique et climatique, et les incertitudes s'y rapportant. La figure ci-après classe ces incertitudes en trois catégories :

1. Les incertitudes liées aux modèles climatiques globaux (températures, précipitations, etc).
2. Les incertitudes climatiques au niveau local qui découlent le plus souvent des techniques de réduction d'échelle des paramètres climatiques déterminés au niveau global.
3. Les incertitudes propres au système énergétique (prix des énergies, efficacité et prix des technologies futures, etc).

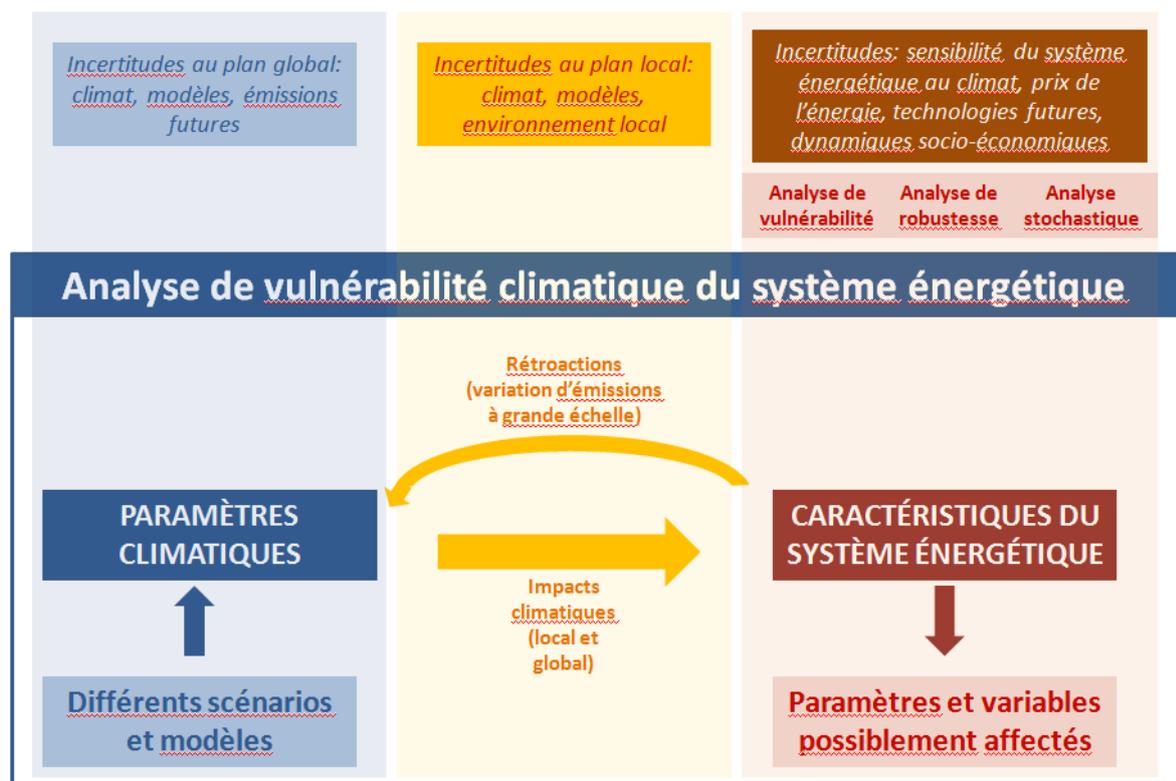


Figure 1. Incertitudes et analyse de vulnérabilité du système énergétique

Les incertitudes sont nombreuses dans les modèles mathématiques, encore plus dans les modèles prospectifs. Nous ne parlerons pas, ou peu, des incertitudes liées au choix du paradigme de l'optimisation (plutôt que de la simulation ou la théorie des jeux), ou inhérentes à la modélisation (restriction de la réalité), mais plutôt des incertitudes liées à la valeur des paramètres du problème, et des moments auxquels ces incertitudes sont levées.

Les principales sources d'incertitudes pour les paramètres du problème d'optimisation sont l'économie et le climat qui peuvent impacter les paramètres suivants :

- les demandes utiles (par exemple, différents taux de croissance économique, possibilité de plus de climatisation en cas d'augmentation de température),
- l'efficacité des technologies (par exemple, l'efficacité des procédés thermiques)
- les disponibilités des technologies (par exemple, disponibilité réduite des centrales en cas de fortes chaleurs)
- les prix des technologies (par exemple, incertitudes sur le prix futurs des technologies de production des énergies renouvelables)
- les prix des sources d'énergie (bois-énergie par exemple).

Élaboré également à partir d'analyses de la littérature et d'échanges avec des intervenants du secteur énergétique, le tableau suivant présente les données (paramètres d'entrée) du système énergétique présentant des incertitudes associées soit au climat, soit à d'autres facteurs tels que les avancées technologiques ou le niveau d'acceptabilité sociale de certaines options énergétiques. On remarquera que différentes sources d'incertitudes (climatiques, acceptabilité sociale, etc.) peuvent résulter en des conséquences similaires pour le système énergétique. L'analyse stochastique et l'analyse de robustesse reposent sur certains de ces paramètres.

**Tableau 2. Incertitudes associées au système énergétique**

Source d'incertitudes	Paramètres incertains	Commentaire
$\Delta$ Temp. Moyenne	Demandes chauffage	Diminution proportionnelle aux DJC saisonniers. L'effet des îlots de chaleur n'est pas pris en compte.
$\Delta$ Temp. Moyenne	Demandes climatisation	Augmentation proportionnelle aux DJR saisonniers
$\Delta$ Temp. Moyenne	Efficacité des véhicules de transport	Perte d'efficacité due à l'usage de la climatisation
$\Delta$ Temp. Moyenne	Efficacité du réseau de transport d'électricité	Pertes en ligne plus élevées. Effet limité. Non pris en compte dans ce projet.
Vagues chaleurs	Efficacité Facteur de disponibilité saisonnier de la centrale nucléaire de Golfech	Baisse d'efficacité thermique et arrêts plus fréquents dus aux vagues de chaleur et périodes extrêmes de sécheresse
$\Delta$ précip, $\Delta$ évapotranspiration	Potentiel total hydro Facteur de disponibilité saisonnier de l'hydro	Diminution suite à la diminution des niveaux d'eau et usages concurrentiels de l'eau.
Acceptabilité de l'hydro	Potentiel total hydro	À prendre en compte, d'autant qu'une partie du potentiel disponible est en zone mobilisable sous conditions strictes ou sous réserve réglementaire

Vents	Potentiel total éolien Facteur de disponibilité saisonnier	Faible impact. Peut être négligé.
Acceptabilité de l'éolien	Potentiel total éolien	-
Nébulosité	Potentiel total solaire Facteur de disponibilité saisonnier	Faible impact. Peut être négligé.
Acceptabilité du solaire	Potentiel total solaire	-
Acceptabilité du bois-énergie	Bien que peu coûteux, le bois-énergie reste d'usage limité.	-
Δprécip, ΔTemp. Moyenne	Prix bioénergie	-
Acceptabilité des biocarburants	Prix des biocarburants.	Les prix des biocarburants sont une manière de représenter par exemple, les contraintes possibles imposées sur les conditions de production (durabilité), ou encore, une concurrence accrue sur l'utilisation des sols.
Marchés internationaux de l'énergie	Prix énergies fossiles importées	Les prix des énergies fossiles sur les marchés internationaux peuvent influencer fortement les choix technologiques en matière de transport (concurrence des véhicules alternatifs), de chauffage (concurrence gaz-électricité), d'usages industriels.
Marché français électricité	Prix électricité réseau national	Le prix de l'électricité sur le marché national influence les décisions de production locale d'électricité.
Développements technologiques	Coûts et efficacité des véhicules hybrides, à piles à combustibles, etc.	-
ΔTemp. Moyenne, Δprécip, Vagues de chaleur	Activités de certains secteurs: tourisme (+ en hiver), activités industrielles et transport (- lors des pics de pollution), agriculture (+ irrigation), résidentiel (+ piscines)	Non traité dans la version actuelle.

Dans les sections qui suivent, nous présentons deux approches (programmation stochastique et optimisation robuste) qui nous permis de modéliser ces incertitudes dans le modèle ETEM-AR.

## Programmation stochastique

La programmation stochastique apparaît comme une approche naturelle pour modéliser différentes sources d'incertitudes dans ETEM. Elle consiste à prendre en compte simultanément plusieurs scénarii de réalisation des paramètres incertains et de résoudre le problème sur l'ensemble de ces scénarii. La solution est dite robuste vis-à-vis de ces scénarii car elle satisfait l'ensemble des contraintes quelque soit la réalisation de l'incertitude et ceci pour une performance économique raisonnable.

Dans le cadre des modèles multi-périodiques utilisés dans notre étude, l'apport de la programmation stochastique est très intéressant en ce qu'il met l'accent sur les stratégies d'anticipation et de couverture face aux incertitudes d'évolution de paramètres fondamentaux comme ceux évoqués précédemment. L'incertitude est représentée par un arbre d'événements qui reflète la révélation progressive des valeurs des paramètres inconnues ou mal connues au départ. Nous donnons un peu plus loin un exemple d'arbre d'événements avec deux scénarios, le premier représentant le marché électrique de référence et le second simulant une tension sur le marché électrique notamment à cause des changements climatiques et des contraintes environnementales pour les limiter. On remarque, sur la figure ci-dessous, que l'embranchement de l'arbre en 2030 correspond à un apport d'information sur l'évolution de l'incertitude. Clairement, les décisions qui sont prises avant l'embranchement le sont dans une ignorance relative du futur, alors que celles qui seront prises dans le modèle après l'embranchement pourront être adaptées à l'information reçue. En terme de modélisation, les variables du modèle mathématique déterministe devront être dupliquées en autant de variables indépendantes qu'il y a de branches, chacune d'entre elles étant adaptée aux valeurs prises par les paramètres incertains sur la branche de l'arbre concernée.

La mise en œuvre de la programmation stochastique requiert l'usage de l'outil logiciel DET2STO (Thénié et al. 2007) développé à ORDECSYS et, au préalable, une adaptation du code de ETEM-AR pour le rendre compatible avec l'outil DET2STO. Cet outil convertit automatiquement le modèle original déterministe en une version stochastique calée sur l'arbre d'événements, mais il impose des règles d'écriture très strictes pour réaliser cette conversion. Une partie de notre travail a donc été une ré-écriture de ETEM-AR pour le mettre aux normes de DET2STO.

### Application ETEM-AR

Nous avons appliqué la programmation stochastique dans le cadre de cette recherche afin d'analyser les effets de deux scénarios contrastés du futur. L'arbre d'événements ci-dessous représente deux scénarios d'évolution des paramètres incertains du modèle que nous nommerons « *Marché électrique de référence* » et « *Tension marché électricité* ». Le premier scénario représente une évolution BAU (Business As Usual) du système énergétique alors que dans le deuxième scénario, les changements climatiques impactent les demandes futures de chauffage et de climatisation, la disponibilité en été des centrales hydroélectriques et nucléaires et les prix des énergies fossiles. Dans ce dernier scénario, on impose également des contraintes sur les émissions pour simuler une prise de conscience de ces changements climatiques au niveau politique.

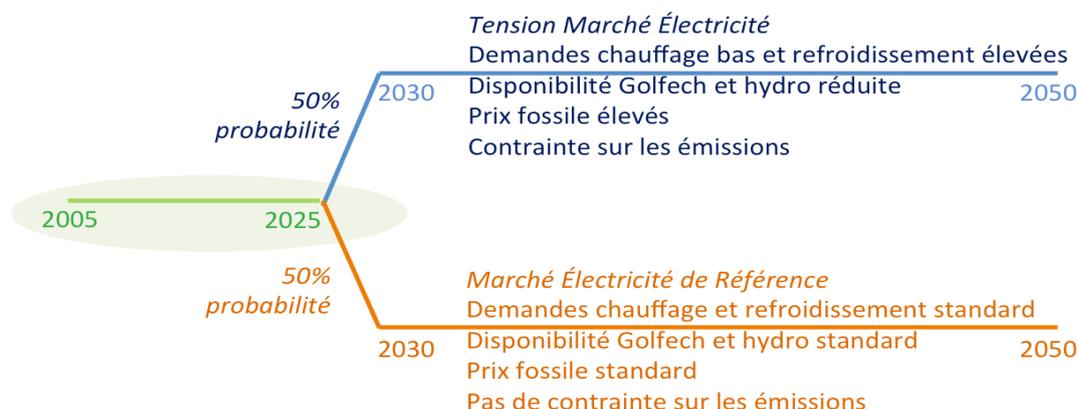


Figure 2. Arbre d'événements

Les résultats de cette analyse pour la région Midi-Pyrénées sont présentés dans l'atelier 3.

### Optimisation robuste

L'optimisation par programmation stochastique permet de mettre l'accent sur de grands arbitrages. Si l'on souhaite raffiner l'analyse et faire apparaître tout au long des périodes des stratégies de diversification comme on en rencontre en théorie financière, on se heurte immédiatement à des difficultés numériques insurmontables. De plus, les distributions de probabilités des paramètres incertains sont à toute fin pratique inconnues. L'optimisation robuste, qui constitue un courant de

recherche assez récent et très intense, se présente comme une alternative aux approches classiques telles que la programmation stochastique. Elle propose de remédier à la fameuse *malédiction de dimension* inhérente aux approches classiques en générant un modèle mathématique « traitable » (au sens de la théorie de la complexité en optimisation) et en faisant appel le moins possible à des concepts probabilistes.

**Concepts sous-tendant l'optimisation robuste.** L'optimisation robuste a été proposée en premier par (Soyster 1973) au début des années 70, mais le concept s'est définitivement imposé dans les années 90 avec les contributions de (El-Gahoui et Lebret, 1997 ; de Ben-Tal et Nemirovski 1998). L'ouvrage (Ben-Tal et al. 2010) fait aujourd'hui figure de bible dans le domaine. L'optimisation robuste propose de remédier au double constat énoncé ci-dessus en générant un modèle mathématique traitable au sens de la théorie de la complexité en optimisation et en faisant appel le moins possible à des concepts probabilistes. L'approche robuste reconnaît qu'il est en général impossible de se prémunir totalement contre une violation de contrainte. Son objectif est de ne l'admettre que dans des cas rares, peu pertinents. L'ensemble d'incertitude rassemble les valeurs des paramètres incertains jugés pertinents pour la contrainte. Une solution est dite robuste vis-à-vis d'une contrainte si cette dernière est satisfaite pour toute réalisation dans l'ensemble d'incertitude.

À première vue, l'optimisation robuste peut être assimilée à une approche qui se prémunit contre le pire cas pour un sous ensemble de réalisations des aléas. Ce constat peut donner un sentiment mitigé pour les personnes attachées aux résultats probabilistes pour la satisfaction de leurs contraintes. De fait, il existe des théorèmes qui associent à une solution robuste une probabilité de satisfaction de la contrainte, non pas pour une distribution de probabilité particulière, mais bien pour une large famille de distributions de probabilités compatible avec les informations "minimales" (e.g., plage de variation des coefficients incertains, borne sur la variance, etc) données par l'utilisateur. Les arguments probabilistes se basent principalement sur une forme de l'inégalité de Tchebicheff et le développement de Taylor de fonctions génératrices.

**L'optimisation robuste pour une contrainte linéaire statique.** L'optimisation robuste se place dans le cadre statique d'une contrainte d'inégalité linéaire

$$\tilde{a}(\xi)^T x \leq b$$

où  $x$  est la variable décision et  $\xi$  un aléa. Le schéma retenu par l'optimisation robuste est celui de coefficients incertains  $\tilde{a}(\xi)$  dépendant linéairement de l'aléa. Dans le cas le plus simple, le vecteur incertain s'écrit

$$\tilde{a}(\xi) = \bar{a} + P\xi, \quad \xi \in \mathbb{R}^m$$

avec  $P$  est une matrice ( $n \times m$ ). Le vecteur certain  $\bar{a}$  est appelé le vecteur des valeurs nominales. Généralement, on suppose que chaque aléa  $\xi$  est indépendant et peut varier dans l'intervalle  $[-1, 1]$ .

L'optimisation robuste cherche des solutions qui restent réalisables pour un ensemble raisonnable de réalisations des aléas  $\xi$ . En effet, demander que la contrainte soit satisfaite pour toute réalisation des aléas est une exigence trop forte : plus, certaines valeurs potentielles de l'aléa peuvent être si extrêmes qu'elles ne peuvent être satisfaites pour aucun  $x$ . Cet ensemble raisonnable de réalisations des aléas constitue l'*ensemble d'incertitude*, noté  $\Xi$ .

Il existe deux grandes classes d'ensembles d'incertitude, ellipsoïdale et polyédrale. La figure, ci-après, représente en dimension 2, un exemple d'ensemble d'incertitude polyédrale très souvent utilisé. Il s'agit de l'approximation de la boule de norme 2 par l'intersection des boules de norme 1 et infini. Cet ensemble d'incertitude permet d'exclure du domaine les points extrêmes considérés peu pertinents. A noter que la boule de norme 2 est un exemple d'ensemble d'incertitude ellipsoïdale.

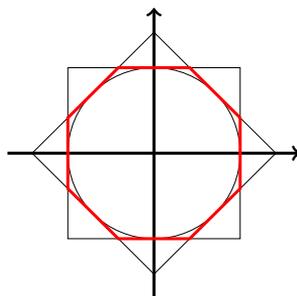


FIGURE 1 – Ensemble polyédrique d'incertitude  
 $B_1(0, \sqrt{2}) \cap B_\infty(0, 1)$

Une solution est alors dite "robuste" si elle satisfait la *contrepartie robuste* suivante

$$\bar{a}^T x + (P^T x)^T \xi < b, \text{ pour tout } \xi \in \Xi.$$

A ce stade, nous avons remplacé la contrainte en probabilité par une contrainte semi-infinie, qui de fait, n'est en rien plus séduisante. Cependant, en s'appuyant essentiellement sur la théorie de la dualité en optimisation convexe, l'optimisation robuste permet la transformation de la contrepartie robuste en un nombre fini d'inégalités, appelé *équivalent de la contrepartie robuste*. Il suffit de procéder par les étapes suivantes. Premièrement, on formule le problème d'optimisation de recherche du pire cas dans l'ensemble d'incertitude et on écrit le dual de ce problème. Ensuite on utilise le théorème de dualité forte pour substituer dans la contrainte originale le pire cas par l'objectif du dual. Enfin, on ajoute les contraintes qui définissent une solution duale et on aboutit à un équivalent de la contrepartie robuste qui est traitable. Dans le cas d'un ensemble d'incertitude polyédral, chaque contrainte d'origine avec coefficients incertains est remplacée par un système d'inégalités linéaires avec un accroissement raisonnable du nombre de variables.

**Théorème 1** (cf. [1]) *L'équivalent robuste de la contrainte incertaine*

$$\bar{a}^T x + (P^T x)^T \xi \leq b, \text{ for all } \xi \in \Xi = \{\xi \mid B_1(0, k_1) \cap B_\infty(0, k_\infty)\},$$

est la contrainte en  $x$  et  $w$

$$\bar{a}^T x + k_1 \|P^T x - w\|_\infty + k_\infty \|w\|_1 \leq b,$$

équivalent au système d'inégalité suivant en  $x$ ,  $w$  et  $t$

$$\begin{aligned} \bar{a}^T x + k_1 t + k_\infty e^T w &\leq b \\ w + te &\geq P^T x \\ w + te &\geq -P^T x \\ w \geq 0, t &\geq 0. \end{aligned}$$

Pour un ensemble d'incertitude ellipsoïdal chaque contrainte linéaire est transformée en une contrainte conique quadratique. Le problème appartient alors à la programmation conique-quadratique pour laquelle il existe des outils d'optimisation particulièrement efficace.

**Théorème 2** (cf. [1]) *L'équivalent robuste de l'équation*

$$\bar{a}^T x + (P^T x)^T \xi \leq b, \text{ pour tout } \xi \in \Xi = \{\xi \mid \|\xi\|_2 \leq k\},$$

est

$$\bar{a}^T x + k \|P^T x\|_2 \leq b.$$

Nous avons présenté les concepts de l'optimisation robuste pour un modèle d'aléa simple associé à un ensemble d'incertitude simple. Il est bien sûr possible de considérer des modèles d'incertitude plus complexe selon les informations disponibles sur le modèle probabiliste (plage de variation asymétrique, borne sur la variance, etc). On peut par exemple, dans les applications où l'hypothèse d'indépendance des aléas s'avère peu réaliste, faire dépendre les aléas à des facteurs extérieurs corrélés entre eux. En fonction des éléments probabilistes connus, l'ensemble d'incertitude peut être adapté afin d'aboutir à de meilleurs résultats de satisfaction de contrainte en probabilité.

Cette approche a deux avantages cruciaux : elle ne fait pas appel à la définition de probabilités et à leur manipulation ; elle induit sur le modèle déterministe original des modifications limitées en termes d'ajout de variables et de contraintes. Au premier abord, elle peut sembler arbitraire et faire craindre la sélection de solutions trop défensives. De fait, une théorie puissante a été développée, démontrant que l'optimisation robuste est parfaitement justifiée par une analyse probabiliste qui se résume dans les deux points suivants :

- Si l'ensemble d'incertitude est défini judicieusement à partir des informations *partielles* connues sur la distribution de probabilité des paramètres incertains (valeur moyenne, plage de variations, borne sur la variance, etc.), on peut définir une borne forte sur la probabilité de la satisfaction de la contrainte par une solution robuste *quelle que soit la vraie distribution de probabilité* (compatible avec les informations partielles connues)
- En rendant robuste une solution vis-à-vis d'un ensemble d'incertitude petit, voire très petit, on rend, de facto, la solution robuste pour un ensemble infiniment plus vaste de réalisations des paramètres incertains. Cette propriété atténue considérablement le risque de sélection de solutions trop défensives.

**Gestion de l'incertitude dans la fonction objectif.** La gestion de l'incertitude dans la fonction objectif est à distinguer de celle des contraintes. La satisfaction d'une contrainte dans un environnement incertain se justifie le plus souvent par des aspects d'ordre technique ou physique. Elle constitue une contrainte dure qui doit être respectée dans la plupart des situations. La valeur moyenne ne représente pas un critère pertinent pour une contrainte. A l'opposé, la performance moyenne pour la fonction objectif est un critère important à considérer. Il est même souvent intéressant d'optimiser le critère de performance moyenne tout en garantissant un certain niveau de performance pour toute réalisation de l'aléa dans l'ensemble de d'incertitude, ou vice-versa. Pour ce faire, il suffit d'introduire dans le modèle une contrainte de borne sur la fonction objectif. Ainsi, selon le but à atteindre, l'optimisation robuste s'applique soit à cette nouvelle contrainte de borne ou soit directement à la fonction objectif.

**Cas dynamique: les règles de décision affines.** L'aspect dynamique introduit de fait une complexité bien supérieure dans un environnement incertain. En effet, l'aléa de première étape est révélé seulement au moment de la prise de décision de la deuxième étape, également appelée recours. Une approche possible pour réduire la complexité consiste à représenter les recours par des *règles de décision*. Ces règles permettent de faire dépendre les variables de recours aux réalisations de l'aléa. Pour que le problème reste numériquement traitable, l'espace fonctionnel des décisions est réduit à l'utilisation de règles de décision affines. Ainsi, la substitution des variables de recours par des règles de décision affines permet de transformer le problème dynamique d'origine en un problème statique. Ensuite, les techniques de l'optimisation robuste peuvent s'appliquer au problème statique.

**Applications récentes à la planification énergétique.** Pour conclure cette partie, nous présentons des applications réussies de l'optimisation robuste sur des problématiques de planification énergétique. Une étude récente (Babonneau et al., 2010) a été réalisée sur un modèle de la famille TIMES / MARKAL dans le cadre du projet de recherche européen du programme FP7 PLANETS. Le problème considéré dans (Babonneau et al., 2010) est celui de la sécurité énergétique européenne sujet à des incertitudes d'ordre techniques, géopolitiques ou autres sur les approvisionnements énergétiques. L'optimisation robuste a été implémentée avec succès dans le modèle technico-économique de très grande taille TIAM (Times Integrated Assessment Model) pour représenter les différentes sources d'incertitude et proposer des politiques énergétiques globales robustes. L'optimisation robuste a permis d'aboutir à des conclusions très intéressantes pour un coût lié à la robustesse réduit. Les mesures préconisées portent sur la diversification des approvisionnements, la réduction des recours aux fournisseurs dits à risque, la production d'énergie locale pour diminuer les importations, la baisse de la consommation énergétique par une meilleure efficacité des technologies, etc. Dans un contexte plus méthodologique, (Babonneau, Vial et Apparigliato, 2010) applique

l'optimisation robuste à un modèle de planning énergétique avec des contraintes environnementales dans lequel l'incertitude porte sur les demandes et la diffusion de la polluants entre les régions. Dans cette étude, les auteurs montrent comment combiner l'optimisation robuste et la programmation stochastique pour représenter les deux types d'incertitude.

### Application ETEM-AR

Dans cette étude, nous considérons comme incertains, les paramètres suivants :

- Les coûts des technologies futures propres (notamment dans le transport) et EnR (solaire).
- Les prix des bioénergies.
- Le facteur de disponibilité de certaines technologies. L'incertitude de ce facteur peut refléter à la fois une incertitude provenant :
  - De l'acceptabilité pour le développement des EnR (éolien).
  - De l'efficacité des futures technologies notamment dans le secteur du transport.
  - Du changement climatique avec la disponibilité réduite des centrales hydroélectriques et nucléaires en été.

Les paramètres incertains sont donc de deux types. Les facteurs de disponibilité qui interviennent dans les contraintes de capacité et les paramètres prix/coûts présents dans la fonction objectif uniquement. Par la suite, nous décrivons les détails techniques d'implémentation relatifs à chacun des deux types de paramètres.

#### L'optimisation robuste pour les facteurs de disponibilité

Nous supposons désormais les facteurs de disponibilité des technologies *avail\_factor* comme incertains. Ces facteurs apparaissent dans ETEM dans les contraintes d'utilisation des capacités. Nous représentons une version très simplifiée de cette contrainte pour une technologie *p*, une période de temps *t* et une timeslices *s*, on a :

$$\sum_c \mathbf{COM}[t, s, p, c] \leq \mathit{avail\_factor}[t, s, p] \times \mathbf{CAP}[t, s, p]$$

Dans cette expression, l'indice *c* représente les commodités et les variables de décision COM et CAP représentent respectivement l'activité et la capacité de la technologie *p*. Le facteur de disponibilité *avail\_factor* est défini dans l'intervalle [0,1]. Afin de simplifier les écritures ci-après, nous omettons volontairement les indices *t* et *s*. Ainsi, pour une technologie *p*, la contrainte de capacité s'écrit

$$\sum_c \mathbf{COM}[p, c] \leq \mathit{avail\_factor}[p] \times \mathbf{CAP}[p]$$

L'approche proposée ne consiste pas à robustifier chaque contrainte de capacité (une par technologie incertaine) individuellement. Elle considère au contraire l'ensemble des technologies incertaines simultanément dans la définition des stratégies robustes. L'objectif est donc de permettre au système énergétique de satisfaire les demandes futures de manière globale.

Afin d'implémenter cette approche, nous avons donc créé et introduit dans le modèle ETEM, pour chaque période de temps et chaque timeslice, une nouvelle contrainte qui est la somme des contraintes individuelles incertaines.

$$\sum_p \sum_c \mathbf{COM}[p, c] \leq \sum_p \mathit{avail\_factor}[p] \times \mathbf{CAP}[p] \quad (1)$$

Cette nouvelle contrainte concerne donc la capacité totale dans le système énergétique pour les technologies dites incertaines. On se retrouve ainsi dans le cadre statique d'une contrainte d'inégalité linéaire et les techniques de l'optimisation robuste peuvent s'appliquer directement :

$$\sum_p \sum_c \mathbf{COM}[p, c] \leq \sum_p \mathit{avail\_factor}[p] \times \mathbf{CAP}[p] - (k \times \mathbf{V} + \sum_{p \in P} \mathbf{U}[p])$$

avec pour toutes technologies incertaines  $p$

$$\mathbf{V} + \mathbf{U}[p] \geq \mathit{avail\_factor\_var}[p] \times \mathbf{CAP}[p];$$

Les variables U et V sont les variables robustes additionnelles. Les équations mathématiques robustes complètes sont reportées en Annexe.

#### **L'optimisation robuste pour les paramètres prix/coûts**

L'application de l'optimisation robuste est sensiblement simplifiée pour les paramètres prix/coûts. En effet, ces paramètres incertains étant tous présents dans la même équation qui définit le coût du système énergétique. Pour la suite, l'approche est identique à celle utilisée pour la contrainte d'utilisation totale des capacités. Les équations mathématiques robustes sont reportées en Annexe.

## Atelier 3 : Réalisation d'une mise en œuvre pilote

### Construction de la base de données pour Midi-Pyrénées

---

L'application du modèle à un cas précis, tel que la région Midi-Pyrénées, offre l'opportunité de bonifier la méthodologie générale, à savoir de tirer parti de l'application en Midi-Pyrénées pour en ressortir une méthodologie globale. Ainsi, les sections précédentes présentent une vue d'ensemble de la structure d'ETEM, et nous abordons maintenant la méthodologie et les étapes de construction du modèle pour la région Midi-Pyrénées.

Les choix de modélisations faits pour la région Midi-Pyrénées sont à la fois basés sur les spécificités de la modélisation au niveau régional (plutôt que national, ou métropolitain par exemple) et à la fois sur les spécificités de la région Midi-Pyrénées (présence de la centrale nucléaire de Golfech par exemple). Les apprentissages réalisés dans le développement et l'application du modèle à la région Midi-Pyrénées seront intégrés à la méthodologie générale qui sera proposée, à l'issue du projet, et pouvant s'appliquer dans n'importe quelle région.

L'application d'un modèle tel qu'ETEM requiert la collecte de quatre types d'informations :

1. La description détaillée du *système énergétique existant* et l'évolution des capacités résiduelles de toutes les technologies installées dans la région;
2. L'évolution des demandes utiles ou demandes de prestations énergétiques (par exemple, tonnes de ciment à produire, km à parcourir en voiture, etc.): *projections socio-économiques*
3. L'évolution des conditions aux bornes du modèle, par exemple, *les prix* des énergies « importées » dans la région
4. Les politiques implantées dans la région (cibles de réduction des émissions, part des énergies renouvelables, etc.) : analyse de *scénarios*

Le document décrivant la construction des données utilisées pour Midi-Pyrénées est fourni en annexe à ce rapport.

Le rôle de l'OREMIP a été essentiel dans la construction de la base de données Midi-Pyrénées utilisée dans ETEM: l'OREMIP a fourni un volume d'informations énergétiques permettant de représenter le système énergétique de référence en détail, et a contribué à l'identification des impacts climatiques les plus importants. Plusieurs réunions de projet ont eu lieu, et l'équipe Ordecys-Kanlo a participé à plusieurs réunions du Comité de Pilotage de l'OREMIP :

- *25 novembre 2010* : Réunion de démarrage. Participants: M. Labriet, R. Loulou pour KANLO/ENERIS; J. Thénié, M. Vielle, A. Haurie pour ORDECSYS; B. Riey, J. Lavaud pour OREMIP.
- *26 novembre 2010* : Comité de Pilotage de l'OREMIP, Toulouse. Présentation du projet.
- *28 juin 2011* : Réunion de projet, Toulouse. Participants : Eric Tapiero EDF, Maryse Labriet KANLO, Julien Thénié ORDECSYS, Sylvie Dufour DREAL, Laurent Menier ADEME, Nelly Loustalot FNE Midi-Pyrénées, Vincent Crassier ORAMIP, Etienne Bastin GDF, Bénédicte Riey OREMIP
- *29 juin 2011* : Comité de Pilotage de l'OREMIP, Toulouse. Avancement du projet.
- *28 juin 2012* : Réunion de projet, Toulouse. Participants :
- *14 septembre 2012* : Comité de Pilotage de l'OREMIP, Toulouse. Présentation des principaux résultats du projet.

L'application du modèle ETEM à la région Midi-Pyrénées consiste à obtenir des résultats sous différentes hypothèses à l'entrée du modèle, telle que le prix du gaz, la fermeture ou pas de la centrale de Golfech, l'application de cibles de réduction des émissions. L'étude des résultats obtenus pour différents scénarios permet d'explorer les évolutions possibles du système énergétique de la région, selon les facteurs choisis. Dans un premier temps, le modèle a été utilisé pour étudier des

scénarios énergétiques en mode déterministe (sans incertitude) tels que définis dans le tableau ci-après. Ensuite, le modèle a été utilisé plus spécifiquement pour l'étude des incertitudes et des enjeux d'adaptation du secteur énergétique (seconde partie de cette section)

## Étude de scénarios énergétiques

---

Le tableau suivant présente les différents paramètres utilisés dans la définition des scénarios d'études de cette première partie.

**Tableau 3. Description des scénarios déterministes**

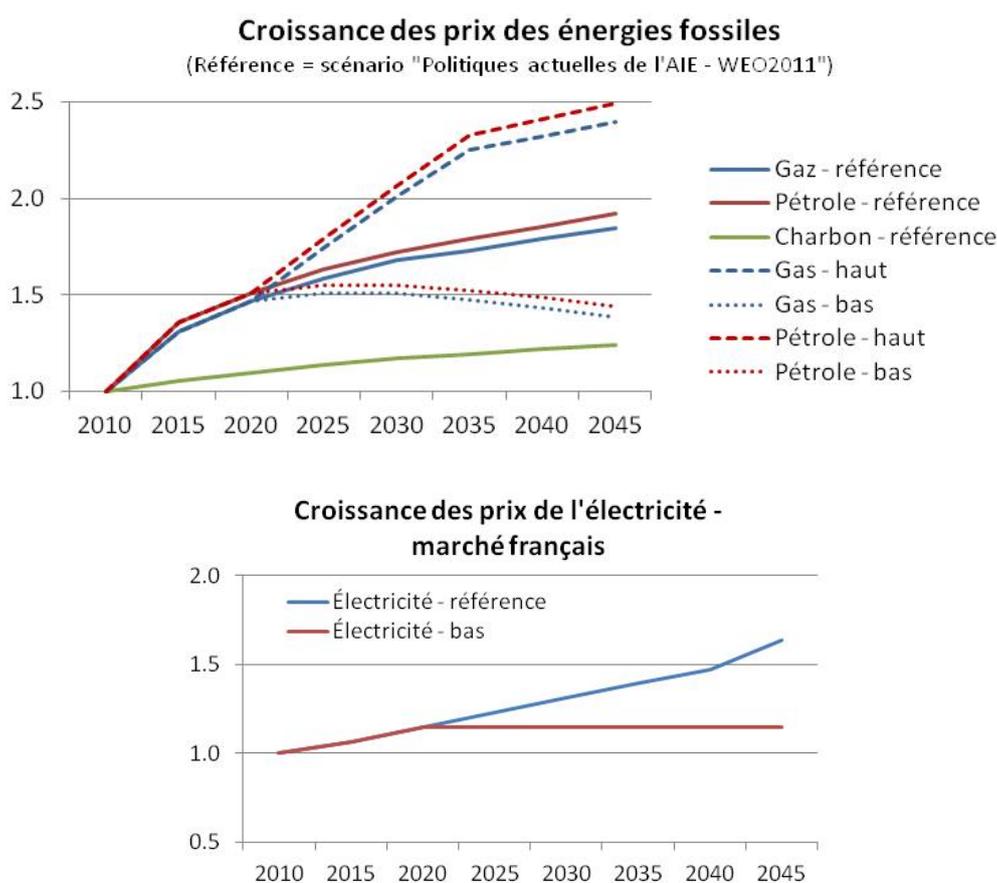
Objet du scénario	Description scénario	Pourquoi ces scénarios?
GOLFECH	1) Golfech maintenue jusqu'en 2050* 2) Fin Golfech 2029 <u>et</u> fin des exportations d'élec	Les décisions sur le futur de la centrale affecteront à la fois MIP et la France entière puisque d'autres sources devront alors prendre le relais.
PRIX ENERGIES FOSSILES	1) Prix énergies fossiles élevés (+40% à long terme par rapport au prix de référence) 2) Prix énergies fossiles de référence* 3) Prix énergies fossiles bas (-40% à long terme par rapport au prix de référence)	Les prix des énergies fossiles sur les marchés internationaux peuvent influencer fortement les choix technologiques en matière de transport (concurrence des véhicules alternatifs), de chauffage (concurrence gaz-électricité), d'usages industriels.
MARCHÉ NATIONAL DE L'ÉLECTRICITÉ	1) Prix électricité marché national de référence* (achats électricité sur le marché national = max 20% de la consommation) 2) Prix électricité marché national bas (constant à partir de 2020) (achats électricité sur le marché national = max 20% de la consommation) 3) Pas d'achats électricité sur le marché national	Le prix de l'électricité sur le marché national influence les décisions de production locale d'électricité par rapport à la consommation d'électricité venant du reste de la France. La région pourrait aussi décider d'être autonome au plan de sa consommation électrique (production locale d'électricité seulement)
CHANGEMENTS CLIMATIQUES	1) Demandes chauffage bas et refroidissement élevé + Facteur disponibilité Golfech et Hydro bas 2) Demandes chauffage et refroidissement standard + Facteur disponibilité Golfech et Hydro standard*	Les demandes futures de chauffage et climatisation pourront varier, sous l'effet des changements climatiques futurs. Les facteurs de disponibilité de la centrale nucléaire et des centrales hydroélectriques pourront être affectés par les changements climatiques.
POLITIQUES ÉNERGÉTIQUES / ENVIRONNEMENTALES	1) Cibles 2020 du SRCAE sur les émissions et les énergies renouvelables 2) Limite CO2eq à partir de 2015 3) Pas de limite d'émission ni de cible sur les énergies renouvelables*	Les choix énergétiques de la région Midi-Pyrénées seront influencés par les objectifs environnementaux et énergétiques fixés.

\* L'astérisque indique les hypothèses du scénario de référence

Une hypothèse importante doit être notée: les achats et ventes d'électricité de la région Midi-Pyrénées. Nous avons considéré que dans les scénarios où la centrale de Golfech est en activité, la région doit fournir sur le marché national le même volume d'électricité qu'en 2010. Quant aux achats d'électricité, ils sont limités à un maximum de 20% de la consommation locale totale, afin d'éviter que la région choisisse, comme option d'atténuation de ses émissions, l'achat d'électricité systématique sur le marché national. Cette hypothèse permet aussi de compenser le fait que le facteur d'émission de l'électricité considéré dans ETEM est nul.

Les informations climatiques permettant de définir le scénario sur les impacts des changements climatiques seront fournies plus loin dans ce rapport.

Les scénarios de prix sont illustrés par la figure ci-après.:



. **Figure 3. Évolution relative des prix des énergies fossiles et de l'électricité (valeur 1 en 2010)**

Quelques résultats sont présentés ci-dessous à titre illustratif, en vue de montrer comment un modèle comme ETEM peut être utilisé pour l'aide à la décision énergétique au plan régional. D'autres résultats seront fournis dans la seconde partie de cet atelier, en particulier en matière d'impacts des changements climatiques et de vulnérabilité du système énergétique, ainsi ainsi qu'en matière d'analyse de l'incertain.

Ces analyses permettent d'évaluer les réactions du système énergétique dans différentes conditions, et ne reflètent aucunement des politiques proposées par la région

### Scénario de référence

Ce scénario est défini par les hypothèses marquées d'un astérisque dans le tableau 3. Les émissions du secteur des transports dominant, suivies des bâtiments (résidentiel et commercial), puis de l'industrie (Figure 4). La baisse observée dans le secteur des transports à partir de 2020 s'explique par la pénétration de véhicules hybrides, plus avantageux que les véhicules à diesel ou essence à partir de cette période. L'augmentation du gaz et de l'électricité consommés (Figure 5) correspond principalement aux demandes de chauffage des bâtiments et à la consommation industrielle. La diminution des produits pétroliers pendant les années 2020-2030 correspond à la pénétration des véhicules hybrides, l'augmentation suivante correspondant à la poursuite de la croissance des déplacements, tandis que la part des véhicules hybrides n'augmente pas. La part du gaz dans l'énergie finale et, dans une moindre mesure, celle de l'électricité, augmentent d'ici à 2020, correspondant à une diminution des produits pétroliers (Figure 6).

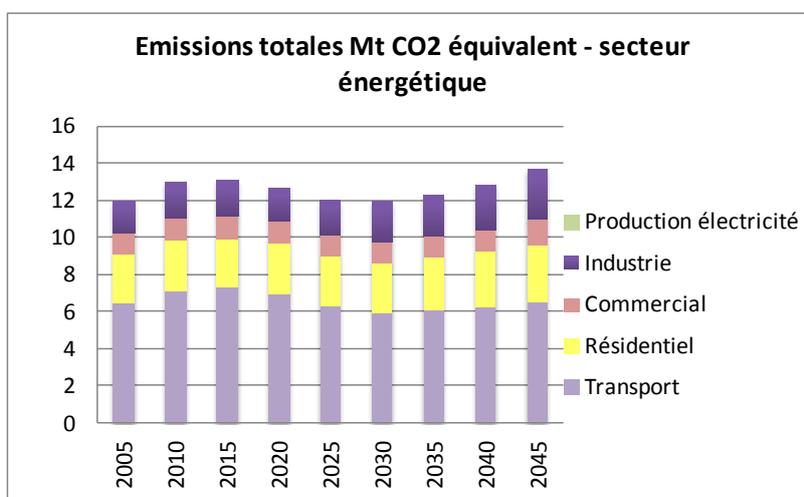


Figure 4. Émissions, scénario « référence »

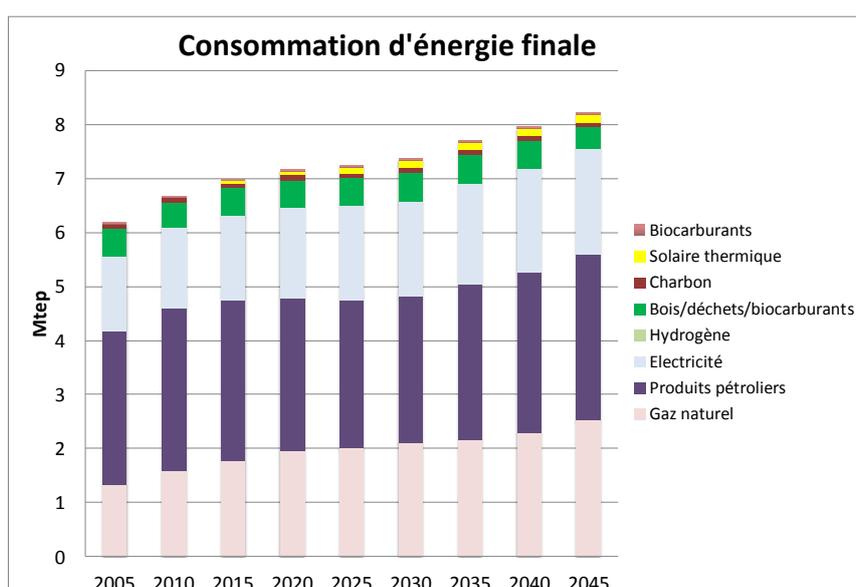
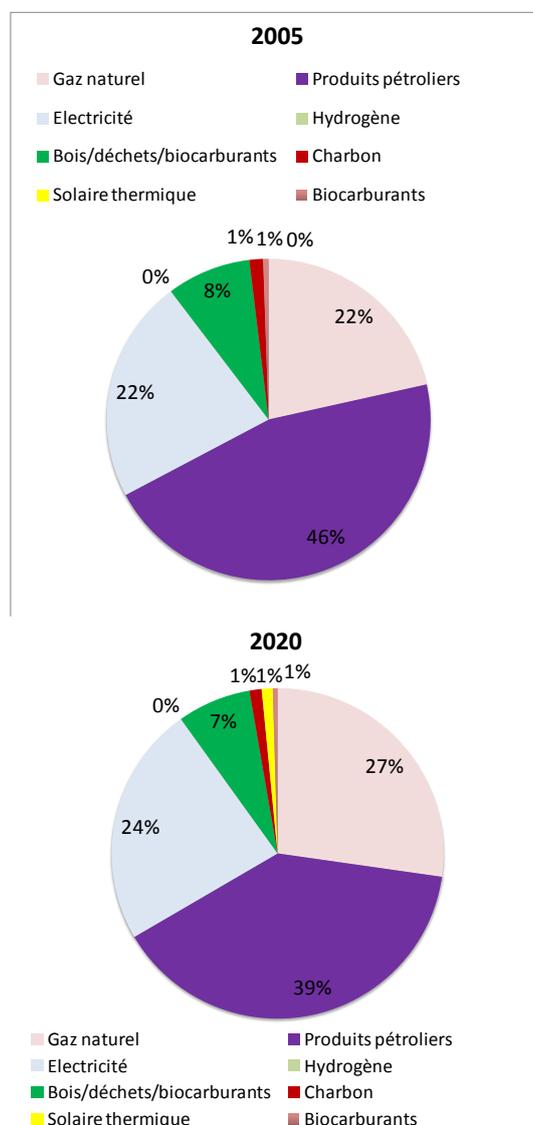


Figure 5. Consommation d'énergie finale, scénario « référence »



**Figure 6. Part des énergies finales, scénario « référence »**

### Variantes avec prix des énergies fossiles bas ou élevés

Ces variantes portent sur le prix des énergies fossiles, tel que défini dans la seconde rangée du tableau 3. Dans le cas des prix bas des énergies fossiles, la substitution de l'électricité par le gaz est observée dans les bâtiments (Figure 7), contribuant à une augmentation des émissions des bâtiments en 2020 de 9% par rapport à 2005, contre 5% dans le scénario de référence. Autrement dit, l'effort de réduction d'émissions sera plus important au moment de vouloir mettre en application les objectifs du SCRAE, qui visent une diminution des émissions de 25% dans les bâtiments. On notera qu'il est intéressant de comparer les impacts des différents scénarios sur l'objectif d'atteinte du SCRAE étant donné l'importance de ce dernier pour la région.

Dans le cas des prix élevés, les économies d'énergie pénètrent dans les bâtiments, et la part du bois augmente, tandis que les biocarburants font leur apparition dans le secteur des transports, suivis des véhicules tout électriques pour les déplacements urbains, en plus des véhicules hybrides dont la

pénétration est déjà observée dans le scénario de référence. Les figures 8 et 9 présentent ces changements de la perspective de la consommation d'énergie finale. Les émissions des transports diminuent alors de 14% en 2020 par rapport à 2005, autrement dit, satisfont les objectifs du SCRAE (-13%) contre une augmentation de 5% dans le scénario de référence. Celles des bâtiments diminuent de 9%, restant bien en deçà des objectifs du SCRAE (-25%).

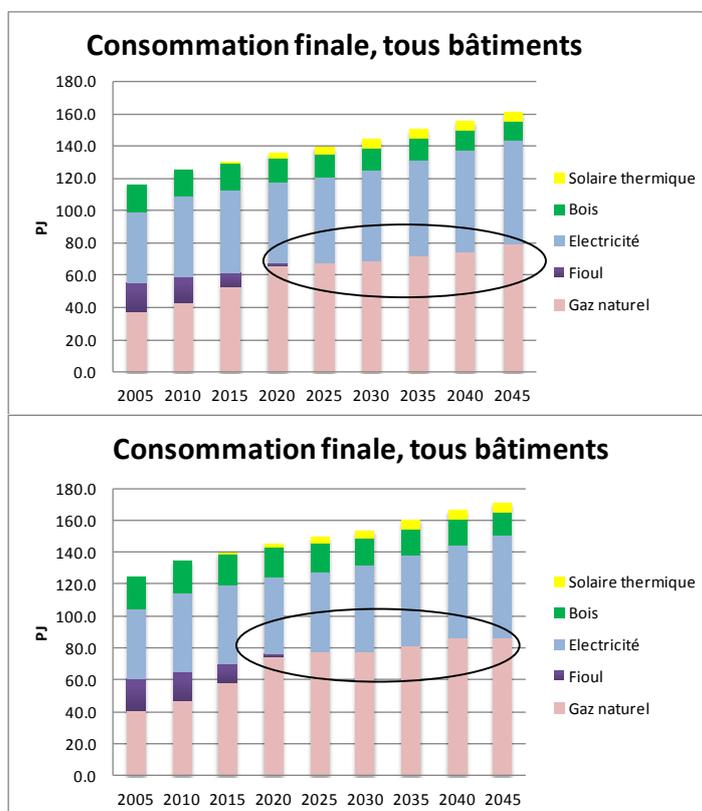


Figure 7. Consommation d'énergie dans les bâtiments, dans le scénario de référence (haut) et le scénario "prix énergies fossiles bas"

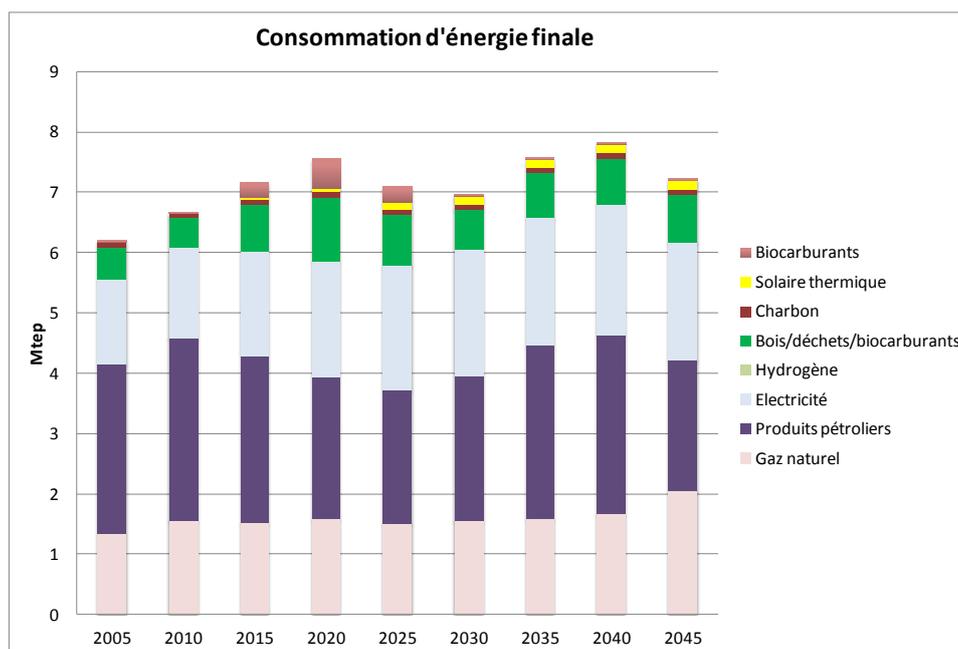
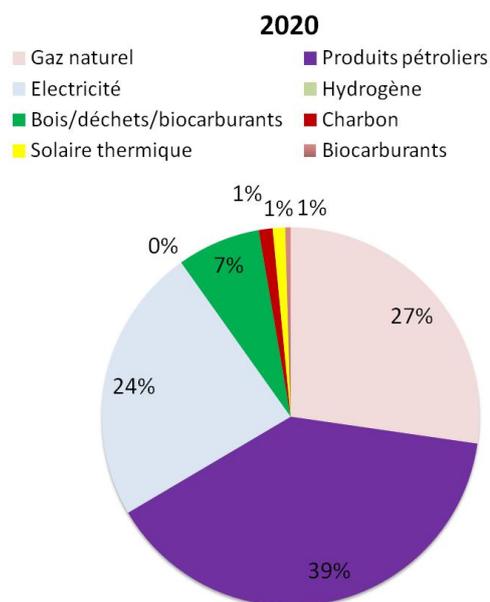


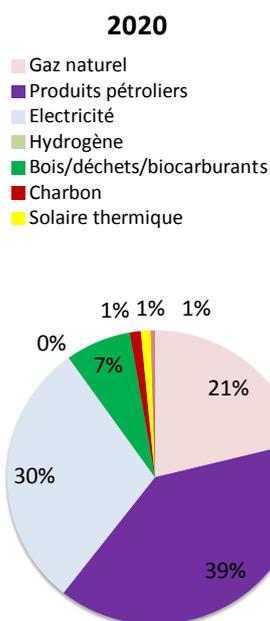
Figure 8. Consommation d'énergie finale, scénario « prix des énergies fossiles élevés »



**Figure 9. Part des énergies finales, scénario « prix des énergies fossiles élevés »**

#### Caractéristiques du marché national de l'électricité

Les variantes concernent ici les prix de l'électricité ainsi que la fermeture ou pas de la centrale de Golfech. Les prix bas de l'électricité se traduisent par la substitution du gaz par l'électricité dans les bâtiments, la consommation additionnelle étant alors satisfaite par achat sur le marché national (Figure 10). Les émissions des bâtiments en 2020 diminuent de 25% par rapport à 2005, autrement dit, satisfont les objectifs du SCRAE. La fermeture de la Centrale de Golfech en 2030 ne se traduirait pas par des impacts d'envergure pour la région, étant donné les hypothèses considérées (injection de l'électricité de la Centrale sur le marché national).



**Figure 10. Part des énergies finales, scénario « prix électricité bas »**

### Scénarios environnementaux et autonomie de la région en électricité

Par sa définition, le scénario SRCAE est moins sévère que le scénario visant une réduction de 25% des émissions de gaz à effet de serre, puisqu'il représente une stabilisation des émissions totales, plutôt qu'une diminution. Dans les deux cas néanmoins, les nouvelles technologies de transport (biocarburants d'abord, puis véhicules électriques) jouent un rôle crucial pour atteindre les cibles visées. D'ailleurs, la forte pénétration des véhicules électriques, dans le cas d'une cible de réduction des émissions de -25% , qui contribue à la nette diminution de la consommation d'énergie finale, les véhicules électriques étant plus efficaces que les véhicules à essence ou diesel (Figures 11 et 12). Dans les deux cas, la part des énergies renouvelables s'élève à plus de 30% de l'énergie finale en 2020, contre 24% dans le scénario de référence.

La condition d'autonomie de la région en électricité contribue au renforcement des efforts de réduction des émissions dans le secteur des transports. Cette réduction vise à compenser la moindre pénétration de l'électricité dans les bâtiments par rapport au cas où l'électricité est disponible sur le marché national. D'ailleurs, il est intéressant de noter que dans le cas incluant l'autonomie de la région en matière d'électricité, les émissions des bâtiments diminuent "seulement" de 19% par rapport à 2005, autrement mis, ne satisfont pas l'objectif du SRCAE, tandis que le secteur des transports satisfait son objectif de diminution de ses émissions de 13%.

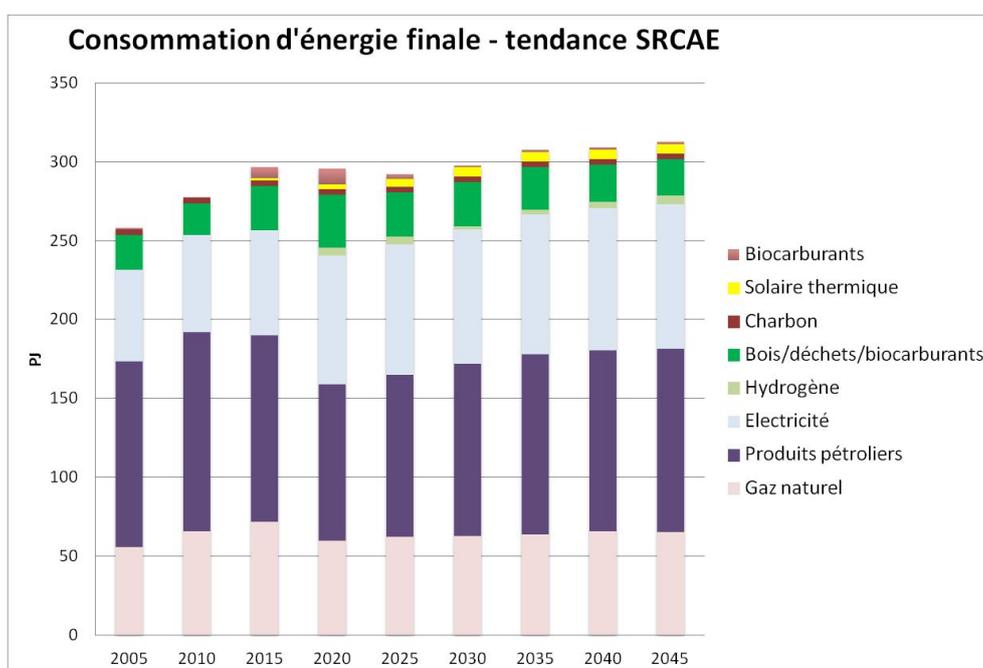


Figure 11. Consommation d'énergie finale, scénario « tendance SRCAE »

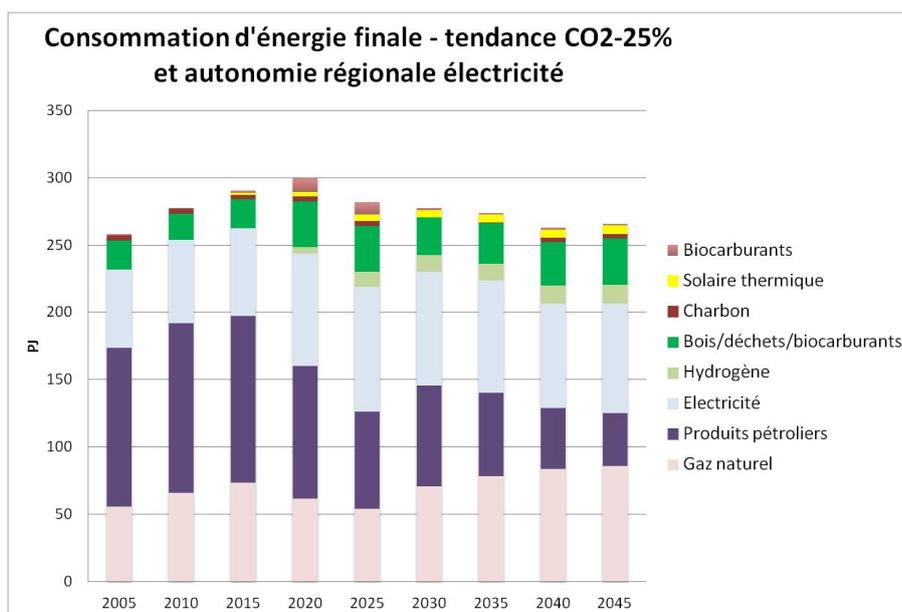


Figure 12. Consommation d'énergie finale, scénario « tendance CO2-25%, autonomie régionale électricité »

## La vulnérabilité climatique de la région Midi-Pyrénées

### Les grandes catégories d'impacts et d'adaptation

Les adaptations potentielles qui pourraient se produire au cours du siècle pour limiter les effets du changement climatique sur le territoire régional incluent, selon les acteurs de la région :

**Agriculture** : Les grandes cultures sont adaptées aux conditions climatiques par les semenciers qui adaptent les semences tous les 5/10 ans. Les pratiques agricoles se modifient également, avec une semaison plus précoce pour récolter avant les périodes de fortes chaleurs. Par contre, le problème se pose sur l'irrigation, avec des conflits d'usages très forts en période estivale. Les besoins risquent d'augmenter, avec un impact important sur la consommation en électricité et en eau. Concernant l'arboriculture, les périodes de floraison sont de plus en plus sensibles au gel. La lutte contre le gel demande de l'énergie (utilisation d'eau, de chaleur, etc) en fin d'hiver, début printemps. L'irrigation est importante en période de forte chaleur.

**Forêt** : Les forêts de Midi-Pyrénées sont sensibles aux risques incendies (l'indice feux météo – IFM – augmente aujourd'hui notamment sur l'Est de Midi-Pyrénées). L'adaptation des forêts se fera naturellement, il faut accompagner les forêts pour qu'elles se renouvellent naturellement, favorisant les jeunes pousses adaptées. En termes de productivité, celle-ci devrait augmenter (2030/2050) pour décliner ensuite (fin 21<sup>ème</sup> siècle).

**Pêche** : L'adaptation concerne la localisation des zones de pêche.

**Biodiversité** : Accompagner les changements (trame verte et bleue) et préserver les ressources (zone de protection) sont des adaptations possibles, bien que le « laisser faire » soit préférable.

**Eau** : La région ne devrait pas manquer d'eau dans les prochaines décennies, mais c'est la répartition des précipitations qui va impacter, et impacte déjà, le régime annuel des précipitations. La période estivale sera fortement impactée par le manque d'eau, et les activités pourront elles aussi être impactées : production hydroélectrique, production, agriculture, usages domestiques (qui en période

estivale peuvent s'accroître par les activités touristiques, les besoins de fraîcheur), loisirs (pêche, sports nautiques, etc), qualité.

**Risques naturels :** La Région Midi-Pyrénées est sensible à plusieurs risques naturels en lien avec le changement climatique. Le *retrait/gonflement des sols argileux*, très présent en Midi-Pyrénées (1/3 des sols de la région sont argileux), va s'accroître avec les phénomènes de pluies extrêmes/sécheresses. Les *glissements de terrain* vont s'accroître, notamment si les sols sont nus et les pentes sont fortes (Pyrénées et Massif Central + coteaux). C'est aujourd'hui la 2<sup>ème</sup> cause d'indemnisation pour sinistre en France. Le *risque feu de forêt (IFM)*, comme exposé précédemment, va s'accroître. Les *tempêtes et phénomènes extrêmes*, dont les fréquences devraient augmenter (avec beaucoup d'incertitudes dans la modélisation). Les impacts comme en 1999 et 2010 ne sont pas négligeables, surtout pour la filière bois et les réseaux électriques. Les *ruptures de barrages* occasionnées par de fortes précipitations et des glissements de terrain, notamment si les installations sont vétustes.

**Santé :** Risque de surmortalité, comme en 2003, des personnes les plus fragiles => installation de climatiseurs pour les maisons de retraites... Risque de pollutions accrues, du fait de la chaleur combinée à la pollution automobile, avec des problèmes pulmonaires importants. En hiver, le froid ne va disparaître, et les événements extrêmes hivernaux pourraient nécessiter des besoins en chauffage importants, surtout avec une augmentation de la population importante d'ici 2050 (plus de 20%).

**Energie :** voir section suivante

**Tourisme :** Le plus fort impact concerne *les stations de ski*. La production de neige artificielle fait appel à une consommation importante en électricité et en eau. Pour s'adapter, les stations de ski ont recours à l'utilisation accrue de canon à neige. De plus, si aucune rénovation n'est envisagée, les logements des stations de ski, anciens et peu isolés, auront également recours à beaucoup d'énergie. Pour *le tourisme estival et rural*, les besoins en confort d'été peuvent impacter les consommations. Il faut adapter au confort d'été les hébergements de plein air, mais en favorisant la plantation d'arbres que le recours à la clim. Une menace, en forme d'opportunité, résulte sur l'attraction possible de nos campagnes en période estivale, là où la température en zone côtière pourrait être élevée, donc dommageable pour certaines personnes sensibles. Cela pourrait potentiellement entraîner une fréquentation plus importante, donc une demande en énergie plus forte qu'aujourd'hui (avec des problèmes en cas de pic de consommation en été). Enfin, les problèmes d'usages de l'eau en été sont déjà fréquents, et vont s'accroître, notamment si les ressources en eau sont moins bien réparties.

**Urbanisme et cadre bâti :** Une grande partie des logements de Midi-Pyrénées sont peu ou pas isolés. La demande en énergie est importante pour les besoins en chaleur, et peuvent le devenir aussi pour les besoins en froid. L'augmentation de plus de 20% de la population de Midi-Pyrénées à l'horizon 2050, et le fort taux d'étalement urbain de l'aire urbaine toulousaine sont problématiques pour limiter les déplacements motorisés individuels (qui pourraient dans l'avenir être électriques, donc accroître la demande) et diminuer les besoins en énergie (moins important en habitat dense).

### Vulnérabilité climatique du système énergétique en Midi-Pyrénées

Le SRCAE (Région Midi-Pyrénées, 2011) identifie les éléments du système énergétique de la région Midi-Pyrénées les plus vulnérables face aux changements climatiques. Cette analyse permet d'identifier les vulnérabilités les plus importantes à modéliser dans ETEM-AR.

- La **production d'hydroélectricité** est concentrée au niveau des Pyrénées et du Massif central, qui sont les territoires potentiellement les moins affectés par les impacts du changement climatique sur la disponibilité de la ressource en eau. À la lumière de cette estimation préliminaire, l'impact potentiel des changements climatiques sur la production hydroélectrique de la région doit être approfondi avant de pouvoir conclure en sa modélisation.
- Concernant le **nucléaire**, l'une des conséquences directes du changement climatique est le risque de dépassement des températures maximales de rejets (28 °C) en raison du réchauffement de l'eau. La centrale de Golfech a déjà bénéficié d'autorisations exceptionnelles de rejet en 2003 (14 jours), 2004 et 2005 afin de ne pas interrompre la production d'électricité. Rappelons que Linnerud *et al.* (2011) estiment qu'une augmentation de 1°C pourrait réduire la

production d'une centrale nucléaire de 0.5% à 2.3% à cause de la baisse d'efficacité thermique et des arrêts plus fréquents dus aux périodes extrêmes de sécheresse ou vagues de chaleur.

- Au plan des **demandes**, une diminution des consommations d'énergie en hiver et une hausse des consommations en été (augmentation de la température moyenne mais aussi des vagues de chaleur<sup>7</sup>), est anticipée, autrement dit, une nouvelle définition de la courbe de charge, avec des pics de demande en partie déplacés de l'hiver à l'été. L'estimation des nouvelles demandes de chauffage et de climatisation repose sur le calcul des degrés-jours de chauffage et de climatisation, tels que définis par les modèles climatiques. Disponibles dans le rapport Jouzel (Peings et al., 2011) à l'échelle du Grand Sud-Ouest, des données locales sont à obtenir pour évaluer les changements de demande de la région. En lien avec ces variations, le **taux d'équipement des ménages en climatiseurs** pourrait fortement augmenter. Il est actuellement faible (5 %) en comparaison des pays limitrophes connaissant aujourd'hui un climat plus chaud : 25 % en Italie, 36 % en Espagne. Étant donné les caractéristiques du système énergétique de la région et de la priorité accordée à la maîtrise de la demande et à l'efficacité énergétique dans le plan « Midi-Pyrénées Energies 2011-2020 », **le secteur des demandes des bâtiments constitue un des axes centraux d'étude des impacts potentiels des changements climatiques sur le système énergétique de la région**, d'autant plus qu'il est au cœur des enjeux d'adaptation et d'atténuation et soulève des questions importantes de gestion des pointes de demande.
- Les tempêtes pourraient avoir des impacts sur les **infrastructures de transport et la distribution de l'électricité**, les coupures étant principalement liées aux chutes d'arbres. Les options d'adaptation disponibles et pouvant être modélisées sont : la possibilité d'investir dans des réseaux souterrains, moyennant investissements ; la possibilité de viser la minimisation de l'utilisation du réseau HT (autrement dit, privilégier la production décentralisée).
- L'augmentation des **pertes techniques sur le réseau** de transport et de distribution n'est pas mentionnée par le SRCAE. Étant considérée faible selon la littérature sa représentation n'est pas considérée nécessaire.
- D'autres impacts sont envisagés, tels que : l'augmentation importante du nombre de **piscines individuelles**, pouvant être à l'origine d'une augmentation de l'utilisation de l'eau et de l'énergie en période d'été ; la **surconsommation de carburant liée à la climatisation** dans les systèmes de transport, aussi bien dans les voitures particulières que dans le train et les transports collectifs ; selon l'ADEME, un véhicule climatisé consommerait, suivant les climats, entre 2 et 5% de plus annuellement qu'un véhicule non climatisé (Groupe interministériel Impacts du changement climatique, adaptation et coûts associés en France, 2009). Bien que non mentionné dans le SRCAE, des impacts potentiels sur l'**activité touristique** de la région pourraient aussi être observés à long terme, par exemple, liés à la demande croissante d'électricité pour la production de neige artificielle. Ces impacts ne sont pas quantifiés pour le moment, mais pourraient être l'objet de scénarios de demandes énergétiques définis de manière exogènes.
- Aucune information n'est disponible, pour le moment, sur les impacts potentiels des changements climatiques sur les **ressources renouvelables autres que l'hydroélectricité** et sur la disponibilité locale de la **ressource en bois**. Étant donné la part importante du bois dans les consommations résidentielles de la région, l'obtention d'informations complémentaires sur la disponibilité de la ressource à moyen et long terme est en cours.
- Finalement, étant donné l'intégration du réseau électrique de la région MIP dans le réseau français, la définition de « **conditions appropriées aux bornes du modèle** » est requise pour éviter que le modèle n'adopte, comme stratégie d'adaptation systématique en cas de réduction de la disponibilité locale de production et d'augmentation de la demande, le recours à l'électricité provenant de l'extérieur de la région. Un tel choix reste une option d'adaptation envisageable et d'ailleurs relevée par le groupe interministériel « Impacts du changement climatique, adaptation et coûts associés en France » (2009) à l'échelle de la France (importation d'électricité).

---

<sup>7</sup> En 2003, la canicule a mené à une hausse de consommation d'électricité de 5 à 10 % à l'échelle française, en raison de la sollicitation plus importante des réfrigérateurs, congélateurs, climatiseurs, ventilateurs et instruments industriels de refroidissement.

## Collecte et organisation des données climatiques

Afin de pouvoir étudier de nouveaux scénarios avec ETEM incluant certains des impacts climatiques et incertitudes sur le système énergétique de la région Midi-Pyrénées, cette section présente la collecte et l'organisation des données climatiques à partir de bases de données spécifiques.

### Sources d'information

Trois sources d'information climatiques ont été consultées.

**a) Les « rapports Jouzel »** (Peings *et al.*, 2011; 2012) sont une source-type d'informations climatiques. Le premier rapport présente les changements climatiques futurs à l'échelle de la France, simulés à partir des modèles régionaux français du CNRM- Centre National de Recherches Météorologiques (ARPEGE-Climat) et de l'IPSL- Institut Pierre Simon Laplace (LMDz). Le second complète le premier en présentant les résultats de trois nouveaux modèles du CNRM (ALADIN-Climat), de l'IPSL (LMDz) et du LGGE-Laboratoire de Glaciologie et Géophysique de l'Environnement (MAR).

**Tableau 4. Scénarios climatiques du rapport Jouzel**

	<b>Modèles et résolutions (1a)</b>	<b>Scénarios (1b)</b>	<b>Corrections (1c)</b>
<b>Rapport janvier 2011</b>	ARPEGE-Climat (60km) LMDz (160km)	A2, B2	Quantile/quantile par saison
<b>Rapport février 2012</b>	ALADIN-Climat (12km) LMDz (20km) MAR (20km)	A1B, A2, B1	Quantile/quantile par saison et type de temps

Source: <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Scenarios-regionalisés-Indices-de.html>

Les simulations des climats futurs présentées dans le premier rapport se basent sur deux scénarios d'émission, le scénario B2, plutôt optimiste, et le scénario A2, plutôt pessimiste. Le second rapport se concentre principalement sur le scénario A1B, considéré intermédiaire, parmi les scénarios du GIEC.

Les données disponibles couvrent, sur une base annuelle et saisonnière (4 saisons):

- indices de températures (moy quotidien, min quotidien, max quotidien, extrêmes, nombre de jours avec température « anormales », degrés-jours de chauffage avec seuil à 17°C, degrés-jours de climatisation avec seuil à 18°C); de telles données sont utiles notamment pour évaluer les variations de demande de chauffage et climatisation dans la région, ainsi que tout effet dépendant de la température ;
- indices de précipitations (moy, extrêmes, nombre de jours avec précipitations intenses/sécheresse); ces données peuvent servir comme indicateur des impacts sur la ressource hydroélectrique ;
- indice de vents violents ; ces données peuvent servir d'indicateur de risque de destruction d'infrastructures.

**b) Données ENSEMBLES** : Une première série de mesures ont été faites à partir de données brutes et non corrigées de la base de données d'ENSEMBLES. Le but du projet ENSEMBLES est de maintenir et d'étendre la prééminence européenne sur la distribution d'informations pertinentes quant au changement climatique et ses interactions avec la société. Pour cela, il se base sur des modèles européens globaux et régionaux de haute résolution. (Pour plus d'informations voir : <http://www.ensembles-eu.org/>)

**c) Données du CERFACS** : Il s'agit de données de réduction d'échelle créées pour différents modèles climatologiques globaux. Les modèles sélectionnés pour fournir les données utilisées dans ce projet sont :

- ARPEGE V4.6 RETIC : Centre National de Recherches Météorologiques, France
- CNCM33 : Centre National de Recherches Météorologiques, France
- IPCM4 : Institut Pierre Simon Laplace, France
- HADGEM2 : Met Office Hadley Center, Royaume-Unis
- MPEH5C : Max Planck Institutes for Meteorology, Allemagne
- DMIEH5C : Danish Meteorological Institute, Danemark

Le scénario climatique sélectionné est le scénario A1B du Groupement Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC), scénario le plus fréquemment utilisé (Peings et al. 2012). Au plan énergétique, ce scénario correspond à une évolution technologique qui maintient un équilibre relatif entre les sources d'énergie; au plan climatique, ce scénario résulte en des émissions de gaz à effet de serre intermédiaires, en comparaison avec les autres scénarios proposés par le GIEC. Le scénario A2, scénario plutôt pessimiste, est également sélectionné pour ce projet, mais est utilisé uniquement à travers le modèle ARPEGE V4.6 RETIC. Ce scénario décrit une forte croissance démographique et une évolution technologique plus lente que dans les autres scénarios (GIEC 2000). Le scénario A2 permet de valider l'hypothèse que les incertitudes dues aux scénarios d'émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 ne sont pas les plus importantes : les deux scénarios sont très proches (Figure 13) (et il se trouve même que d'ici l'horizon 2050, le scénario A2 enregistre des températures moyennes légèrement inférieures au scénario A1B).

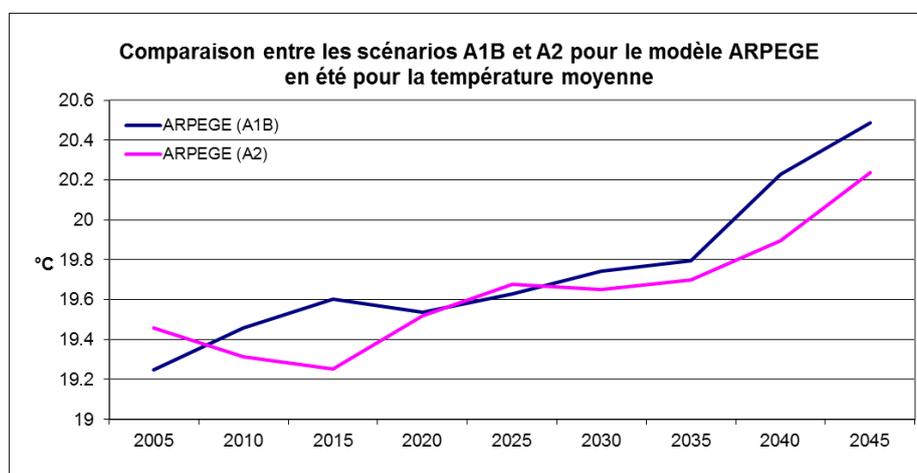


Figure 13. Température moyenne, scénarios A1B et A2, modèle ARPEGE

Le choix d'un seul scénario climatique mais de plusieurs modèles a été le résultat d'analyses préliminaires des informations fournies par les rapports Jouzel (2011, 2012) ainsi que des discussions avec l'équipe de recherche du CERFACS. Ainsi, à l'horizon 2050, l'incertitude liée au choix des modèles climatologiques est plus importante que celle liée au choix du scénario d'émissions de gaz à effet de serre.

Les **variables météorologiques** utilisées dans ce projet sont :

- La température moyenne (°C) : utilisée pour calculer des degrés-jours de chauffage et de refroidissement qui permettent d'évaluer la demande de chauffage et de climatisation.
- La température maximale (°C) : utilisée afin de calculer les périodes de canicule et ainsi estimer l'impact sur le système de refroidissement des centrales thermiques.
- Les précipitations ( $\text{kg m}^{-2} \text{s}^{-1}$ ) : utilisées comme indicateur complémentaire pour estimer la vulnérabilité de la centrale nucléaire, ainsi que pour estimer, au moins qualitativement, l'impact possible de la demande énergétique dans le domaine de l'agriculture pour le pompage de l'eau et l'irrigation.

Les données climatiques ont été produites à partir des données brutes fournies par le CERFACS. L'approche proposée ici peut être réalisée avec d'autres banques de données.

## Extraction des données

Les données ont été fournies sous le format NetCDF et correspondent à des données journalières s'étendant de 1995 à 2060. Dans un premier temps, elles ont été extraites sous le format NetCDF au moyen de lignes de commande de la librairie CDO (Climat Data Operators). Elles ont ensuite été extraites dans des classeurs Excel au moyen d'un Add-in (Complément) écrit en VBA, fonctionnant uniquement sous Excel 2007 (cf. <http://code.google.com/p/netcdf4excel/>). Les données en format Excel ont ensuite été extraites en format texte CSV afin de pouvoir les importer dans QGIS. Seules les informations utiles ont été extraites, c'est-à-dire les coordonnées ainsi que, par exemple, la température. Ces informations ont été arrangées dans une fiche du classeur Excel dans trois colonnes : une pour la longitude, une pour la latitude et la troisième pour l'information désirée telle que la température.

Les données en format CSV ont finalement été importées dans QGIS au moyen de l'extension « Ajouter une couche de texte délimité ».

## Calculs

Les données brutes ont dû être réorganisées aux fins du projet. Dans un premier temps, une sélection géographique de la région d'étude a été faite. Elle correspond à un rectangle s'étendant plus ou moins de 46° N et -0°6'W à 42°N et 4° E. La commande CDO utilisée est :

```
cdo sellonlatbox,-0.6,4,42,46 input.nc output.nc
```

Où *input* correspond aux données ayant comme étendue toute la France et *output* correspond aux données cadrées sur la région de Midi-Pyrénées.

Pour les calculs des températures moyennes et des degrés-jours de chauffage et de refroidissement, il a fallu aplatir la courbe au moyen d'une moyenne glissante. Ceci permet ainsi de supprimer les fortes variations tout en gardant la tendance de l'évolution (Figure 14).

Cliquer sur l'image pour agrandir



**Figure 14. Comparaison entre une série aplatie au moyen d'une moyenne glissante et une série non modifiée**

La moyenne glissante a été faite sur une fenêtre de 11 ans. La librairie CDO ne permettant pas de calculer directement des moyennes glissantes, des groupes ont été composés pour chaque année, comprenant l'année en question ainsi que 5 ans avant et après. Une moyenne a été calculée pour chacun de ces groupes au moyen de la commande :

```
cdo ydaymean input.nc output.nc
```

Où *input* est la série de 11 ans et *output* est le résultat de la moyenne sur ces 11 ans.

Ainsi, chaque année est moyennée sur de 5 années avant et 5 années après, ce qui permet d'aplanir la courbe.

Ensuite, les degrés-jours ont été calculés sous Excel de manière suivante :

DJC (Degrés-Jours de Chauffage) à  $(T_{18} - T_j)$

DJR (Degrés-Jours de Refroidissement) à  $(T_j - T_{22})$

Où  $T_{18}$  est le seuil de chauffage (18°C),  $T_{22}$  est le seuil de refroidissement (22°C) et  $T_j$  est la température journalière. Le seuil de 18°C est habituellement utilisé pour de telles analyses. Le seuil de 22°C a été retenu ici pour le refroidissement, en accord avec les partenaires locaux, qui considèrent que la région est moins « sensible » à la chaleur que d'autres régions.

Les degrés-jours calculés pour chaque jour ont ensuite été sommés pour chaque saison (été : juin, juillet, août, septembre ; hiver : novembre, décembre, janvier, février, mars ; intermédiaire : avril, mai, octobre) où seules les valeurs positives ont été utilisées. Puis, afin d'avoir un résultat pour chaque cycle de 5 ans du modèle ETEM-AR, les sommes de chacune des 5 années pour chaque cycle ont été moyennés. Le résultat est donc la totalité des degrés-jours par saison pour chaque cycle de 5 ans.

Finalement, la fréquence des vagues de chaleur a été calculée au moyen de la commande CDO :

`cdo eca_hwdi,6,0 input.nc inputSeuil.nc output.nc`

Où *input* est le fichier NetCDF de la série de températures journalières maximales et *inputSeuil* est un fichier NetCDF de la même extension géographique et temporelle que le fichier *input* et comprenant le seuil préalablement fixé (ici 30°C). Le chiffre 6 correspond au nombre de jours consécutifs durant lesquels la température doit dépasser le seuil afin d'être comptabilisé et le chiffre 0 est le nombre de degrés supérieurs aux données du fichier *inputSeuil* que les données du fichier *input* doivent avoir pour être comptabilisées. Ici il est fixé à 0, car les jours sont considérés comme étant caniculaires dès que la température dépasse le seuil de 30°C. En output, les résultats sont le nombre de jours de canicules ainsi que le nombre de périodes de canicule (une période est au moins 6 jours consécutifs au-delà de 30°C). Les données utilisées pour calculer les vagues de chaleur n'ont pas été corrigées par la moyenne glissante sur 11 ans, car les vagues de chaleur se calculent à partir des variabilités extrêmes supérieures et donc, aplatir la courbe correspondrait à effacer ces variabilités. L'agrégation des résultats sur 5 ans permet d'atténuer les incompatibilités temporelles.

## Agrégation

Les données de températures et de degrés-jours ont finalement été agrégées par département. Cette agrégation a été faite avec le logiciel QGIS en moyennant toutes les températures et tous les degrés-jours se trouvant dans un département. Pour les données de degrés-jours, un masque a été mis au-dessus de la partie haute des Pyrénées afin de ne pas prendre en compte cette région qui peut-être très froide et où il y a très peu d'habitants. Le masque a été posé de manière visuelle à main levée. Ceci permet ainsi d'éviter la surestimation des DJC et la sous-estimation des DJR pour les départements se trouvant en partie sur les Pyrénées.

## Informations générales sur les scénarios climatiques

Étant donné les incertitudes sur les émissions futures et sur le système climatique lui-même, les données climatiques futures sont incertaines, et plusieurs scénarios sont envisagés.

Le « rapport Jouzel » (Peings et al., 2011) constitue une première source d'information. Les tableaux suivants présentent des exemples de résultats disponibles pour la région Sud-Ouest. Des données similaires sont en cours d'obtention (Météo-France) à une échelle plus détaillée (Midi-Pyrénées, voire locale).

**Tableau 5. Température moyenne quotidienne en moyenne annuelle, période de référence et écarts entre les scénarios et la référence. Unité : °C**

		SUD-OUEST					
ARPEGE	1990	B2-2030	B2-2050	B2-2090	A2-2030	A2-2050	A2-2090
	12,2	0,7/1,5 (-0,3/2,3)	0,6/1,3 (-0,2/2,1)	1,8/2,6 (1,3/3,1)	0,4/1,2 (-0,3/1,8)	0,9/1,8 (-0,1/2,6)	2,7/3,8 (1,8/5,6)
LMDz	1990					A2-2050	A2-2090
	11,3					1,4/1,9 (0,2/3,9)	2,7/3,2 (1,8/4,4)

(sont indiqués : intervalle d'incertitude pour la valeur moyenne, et valeurs extrêmes entre parenthèses)

**Tableau 6. Degrés-jours annuels de chauffage, période de référence et écarts entre les scénarios et la référence. Unité : °C**

SUD-OUEST							
ARPEGE	1990	B2-2030	B2-2050	B2-2090	A2-2030	A2-2050	A2-2090
	2092	-408/-173 (-635/148)	-320/-115 (-432/92)	-577/-389 (-701/-262)	-317/-117 (-455/-4)	-412/-191 (-588/19)	-766/-551 (-1029/-379)
LMDz	1990					A2-2050	A2-2090
	2314					-478/-330 (-833/5)	-762/-623 (-1023/-280)

(sont indiqués : intervalle d'incertitude pour la valeur moyenne, et valeurs extrêmes entre parenthèses)

**Tableau 7. Degrés-jours annuels de climatisation, période de référence et écarts entre les scénarios et la référence. Unité : degré-jour**

SUD-OUEST							
ARPEGE	1990	B2-2030	B2-2050	B2-2090	A2-2030	A2-2050	A2-2090
	261	11/166 (-88/288)	40/183 (-4/310)	222/365 (117/489)	-4/149 (-119/304)	104/258 (-12/406)	375/590 (182/921)
LMDz	1990					A2-2050	A2-2090
	194					124/198 (-33/520)	296/371 (131/586)

(sont indiqués : intervalle d'incertitude pour la valeur moyenne, et valeurs extrêmes entre parenthèses)

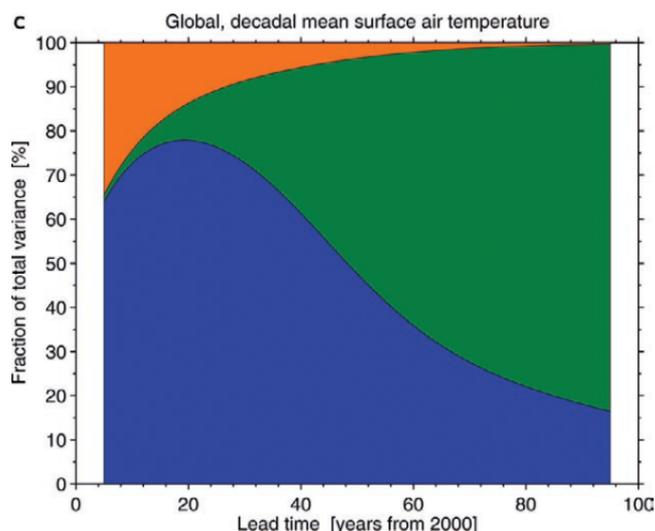
Quant au SRCAE (Région Midi-Pyrénées, 2011), il estime, à partir d'analyses effectuées en 2010, que pour le Sud-Ouest, « selon les différents scénarios, d'ici 2030, les écarts à la référence (moyennes recensées sur la période 1971- 2000) pourraient s'échelonner entre +0.8 et +1.4 °C. Des écarts qui se creusent à l'horizon 2050, atteignant +1.8 à +2.2 °C selon les scénarios ».

### Choix des scénarios

Les prévisions climatiques comportent trois grandes catégories d'incertitudes : (i) l'incertitude due aux variabilités internes du système climatique ; (ii) l'incertitude due aux différents modèles utilisés ; (iii) l'incertitude sur les scénarios futurs d'émission de gaz à effet de serre.

- (i) La première incertitude résulte des fluctuations naturelles qui surviennent même en l'absence de forçage radiatif anthropogénique. Ces fluctuations peuvent inverser, à court terme, les tendances attendues à long terme sous l'effet de la contribution de l'Homme aux changements climatiques.
- (ii) La deuxième incertitude résulte des réactions différentes des modèles à un même forçage radiatif. Cette incertitude est aussi connue sous le nom d'incertitude de réponse.
- (iii) La troisième et dernière incertitude est liée aux hypothèses de développement et d'évolution, résultant en différents scénarios possibles d'émission de gaz à effet de serre, tels que proposés par le GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat) (IPCC 2007).

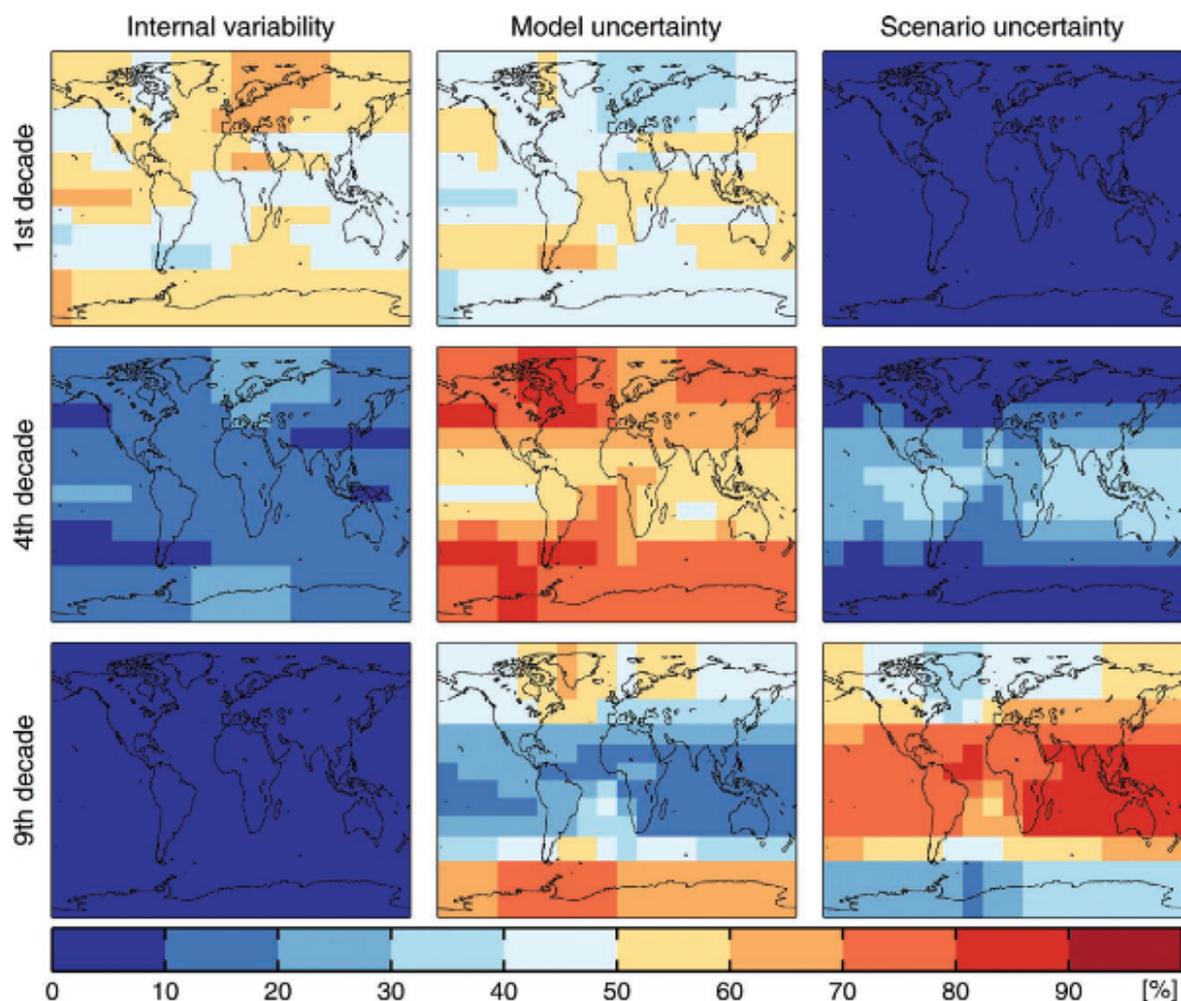
Hawkins et Sutton (2009) montrent que ces différentes incertitudes prennent une part plus ou moins grande dans l'incertitude générale de la prédiction climatique dépendant du court, moyen et long terme. Ainsi, jusqu'à l'horizon 2040-2050, l'incertitude liée aux modèles reste plus grande que l'incertitude liée aux scénarios d'émission de gaz à effet de serre et celle liée au système climatique, tandis que l'incertitude associée aux émissions futures domine à plus long terme (Figure ).



**Figure 15. Part des incertitudes pour le court, moyen et long terme.**

Fluctuations naturelles (orange), modèles (bleu) et scénarios d'émissions (vert) (HAWKINS et SUTTON, 2009)

Ces incertitudes peuvent varier également dans l'espace. L'incertitude liée aux modèles est considérée plus importante dans les hautes latitudes tandis qu'à l'opposé, l'incertitude liée aux scénarios est moins importante dans les hautes latitudes (Figure ).



**Figure 13. Part des trois types d'incertitudes**

**(fluctuations naturelles – 1<sup>ère</sup> colonne, modèles – 2<sup>nde</sup> colonne, scénarios d'émissions – 3<sup>ème</sup> colonne) dans la température de surface, pour trois décades différentes (HAWKINS et SUTTON, 2009)**

Le modèle ETEM-AR étant utilisé, dans ce projet, sur l'horizon 2005-2050 et pour une région spécifique du Sud de la France, les incertitudes dominantes sont celles liées aux modèles climatiques. La Figure montre que pour la 4<sup>ème</sup> décade, en Midi-Pyrénées, l'incertitude liée aux modèles se situe entre 60% et 80% de l'incertitude totale, et la part d'incertitude liée au scénario entre 0% et 20%, ce qui justifie la priorité accordée à l'analyse des données de différents modèles numériques plutôt que de différents scénarios d'émissions.

### Données détaillées

Les données climatiques suivantes, détaillées pour la région Midi-Pyrénées ont été produites à partir des résultats de différents modèles climatiques:

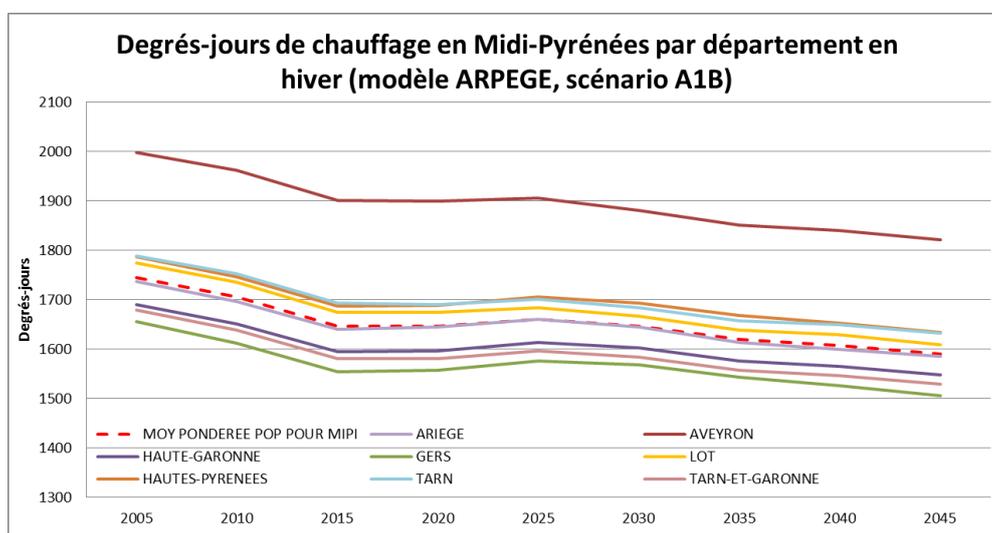
- Températures moyennes par département
- Degrés-jours de chauffage par département (seuil à 18°C)
- Degrés-jours de refroidissement par département (seuil à 22°C)
- Précipitations moyennes par département et par bassin versant
- Vagues de sécheresse (seuil à 1mm/jour)
- Vagues de chaleur (seuil à 30°C)
- Vitesse moyenne des vents

Quelques-unes des données sont illustrées dans les figures suivantes (d'autres sont disponibles sur le site internet, ou disponibles sur demande), soit par département, soit en moyenne régionale (la moyenne régionale représente la moyenne des données départementales pondérée par la population respective des départements), en séries temporelles ou cartes géographiques.

Il est observé que les besoins de chauffage différents, bien que différents entre départements (plus élevés par exemple en Hautes-Pyrénées), présentent des évolutions similaires au cours du temps. Les besoins de refroidissement tendent à diverger entre département, dans le futur, mais ils restent relativement faibles en valeur absolue. L'évolution des précipitations moyennes apparaît moins certaine, les différents modèles produisant des tendances différentes. Le nombre de jours de vague de chaleur varie également fortement d'un modèle à l'autre, ainsi que d'une période à l'autre. Les résultats obtenus par les vents moyens ne montrent pas de variations visibles dans le temps. Les données de sécheresse météorologique (nombre de jours où les précipitations ne dépassent pas 1mm/jour durant au moins 6 jours) ne permettent pas de dégager une tendance particulière.

**Tableau 8. Moyenne régionale des degrés-jours de chauffage (DJC) et de refroidissement (DJR)**

<b>ETE (DJR)</b>		cycle 1	cycle 2	cycle 3	cycle 4	cycle 5	cycle 6	cycle 7	cycle 8	cycle 9
A1B	ARPEGE	6.2	7.3	10.1	8.4	7.9	10.6	16.1	29.4	34.2
A2	ARPEGE	8.4	5.3	4.4	8.5	8.9	9.4	10.5	13.2	20.8
A1B	HADGEM2	5.8	6.8	11.5	10.2	7.7	17.1	24.2	32.1	41.5
A1B	IPCM4	14.0	18.2	15.2	15.5	22.1	33.5	59.0	64.0	75.7
A1B	CNCM33	3.6	4.1	6.6	9.6	9.5	11.6	13.4	15.1	17.6
A1B	DMIEH5C	5.0	9.6	8.2	9.5	11.8	10.1	18.8	26.1	28.6
A1B	MPEH5C	5.7	5.7	8.0	10.8	14.9	15.6	12.7	12.6	16.4
<i>Moy DJR été</i>		7.0	8.1	9.2	10.4	11.8	15.4	22.1	27.5	33.5
<b>INTERMEDIAIRE (DJC)</b>		cycle 1	cycle 2	cycle 3	cycle 4	cycle 5	cycle 6	cycle 7	cycle 8	cycle 9
A1B	ARPEGE	508.0	483.0	450.3	451.8	449.3	430.9	413.4	390.2	375.1
A2	ARPEGE	509.0	483.4	476.3	453.3	444.8	438.5	423.8	425.2	405.1
A1B	HADGEM2	494.8	511.2	503.1	471.7	438.9	432.2	436.8	393.0	340.9
A1B	IPCM4	453.8	427.3	437.5	445.0	428.3	393.8	356.5	335.8	314.6
A1B	CNCM33	531.5	526.3	480.8	457.7	470.5	497.9	489.8	528.0	406.1
A1B	DMIEH5C	463.4	468.2	473.7	460.0	425.0	415.9	409.2	414.4	426.7
A1B	MPEH5C	501.9	484.0	457.9	446.6	422.8	440.5	445.8	421.7	394.9
<i>Moy DJC interm</i>		494.6	483.3	468.5	455.1	439.9	435.7	425.0	415.5	380.5
<b>HIVER (DJC)</b>		cycle 1	cycle 2	cycle 3	cycle 4	cycle 5	cycle 6	cycle 7	cycle 8	cycle 9
A1B	ARPEGE	1744.8	1704.9	1646.2	1645.9	1660.1	1646.1	1619.0	1607.1	1589.7
A2	ARPEGE	1755.9	1740.4	1701.7	1663.1	1662.8	1651.4	1617.1	1628.3	1616.0
A1B	HADGEM2	1744.2	1707.3	1687.6	1662.3	1614.7	1588.3	1568.2	1537.7	1523.7
A1B	IPCM4	1609.5	1554.8	1567.9	1563.9	1540.7	1543.1	1558.3	1493.7	1413.1
A1B	CNCM33	1780.8	1799.3	1725.6	1738.3	1778.1	1750.3	1723.6	1689.9	1622.3
A1B	DMIEH5C	1753.8	1707.7	1682.6	1684.5	1650.2	1634.6	1620.4	1609.4	1577.9
A1B	MPEH5C	1723.7	1730.3	1733.1	1718.4	1682.0	1650.9	1630.8	1618.8	1586.3
<i>Moy DJC hiver</i>		1730.4	1706.4	1677.8	1668.1	1655.5	1637.8	1619.7	1597.8	1561.3



**Figure 17. Degrés-jours de chauffage, hiver, ARPEGE, A1B**

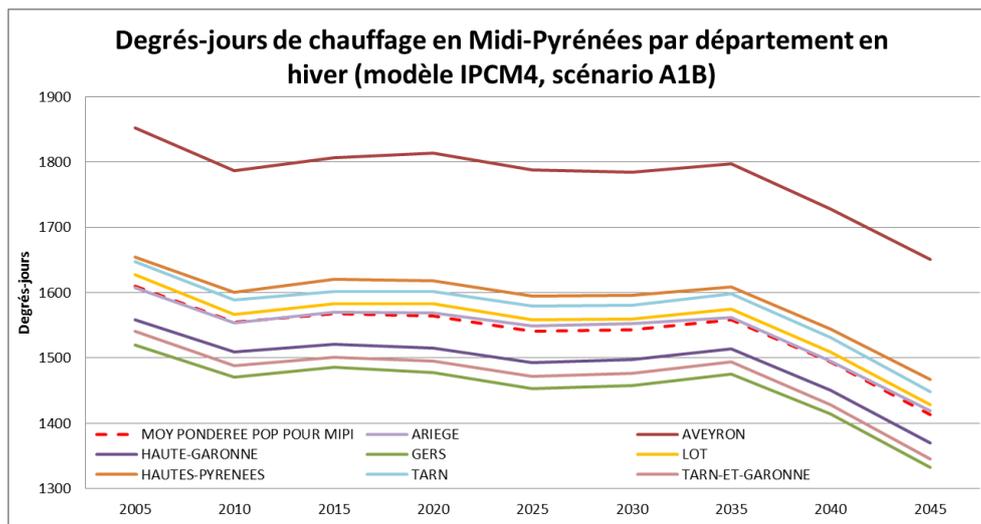


Figure 18. Degrés-jours de chauffage, hiver, IPCM4, A1B

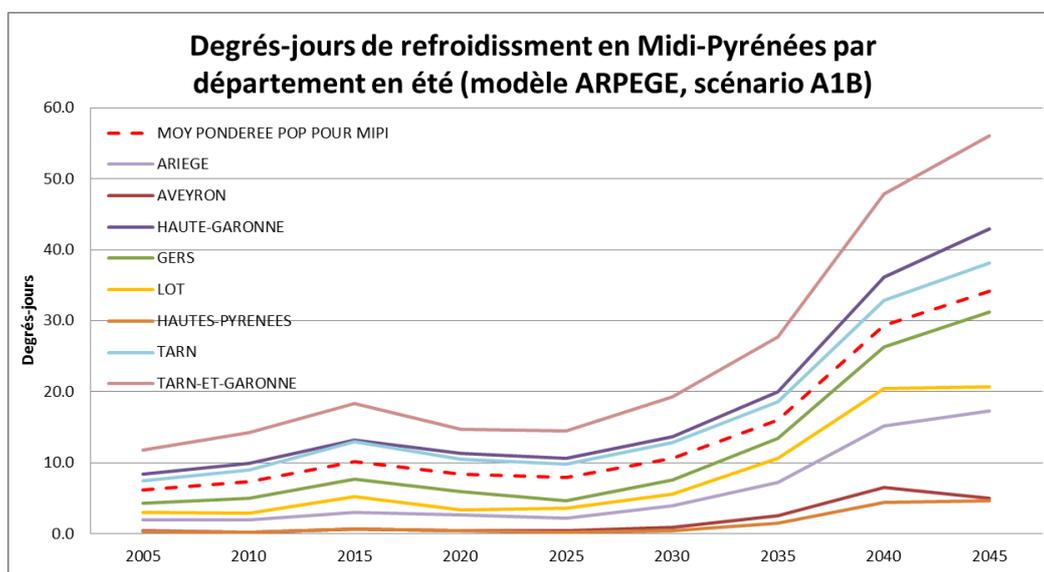


Figure 19. Degrés-jours de refroidissement, été, ARPEGE, A1B

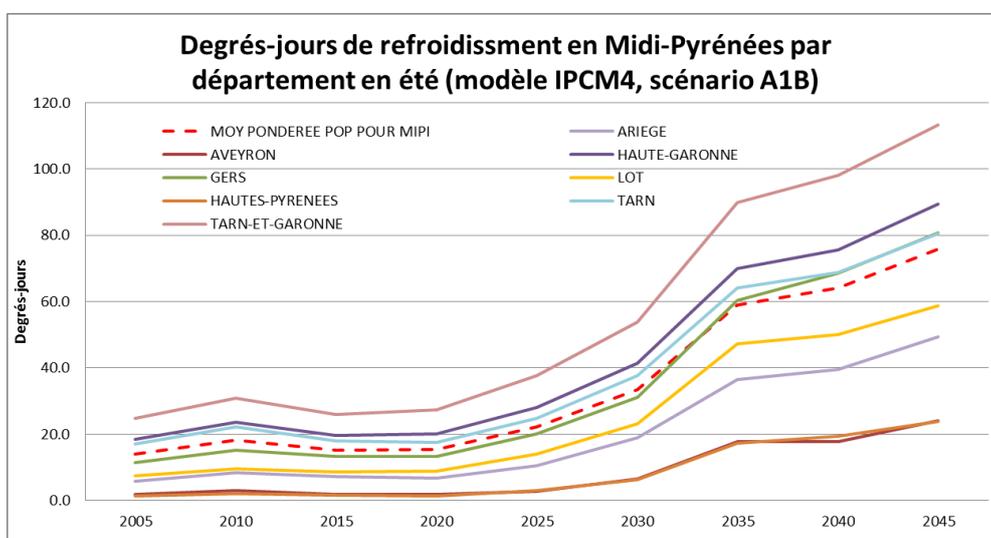


Figure 20. Degrés-jours de refroidissement, été, IPCM4, A1B

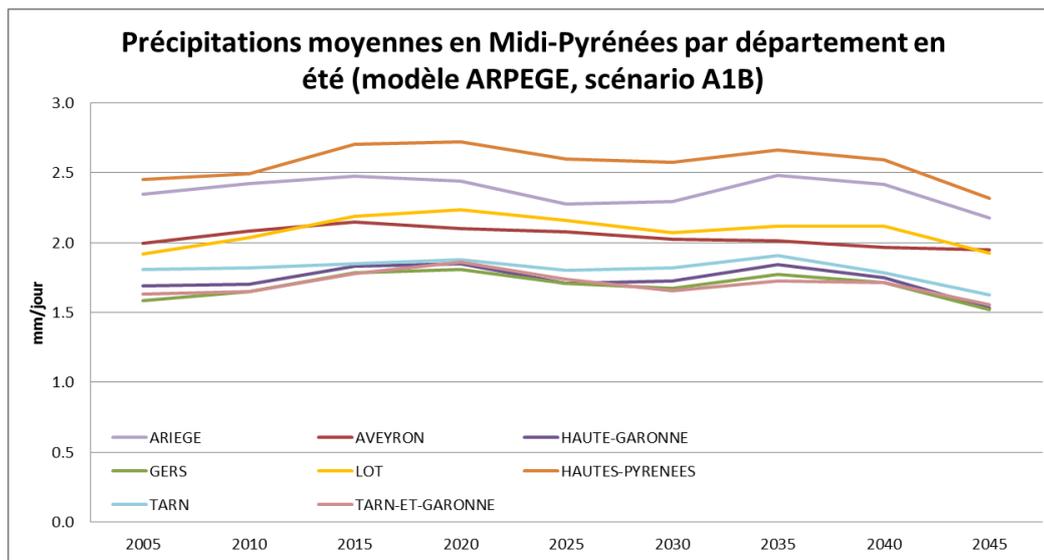


Figure 21. Précipitations moyennes, été, ARPEGE, A1B

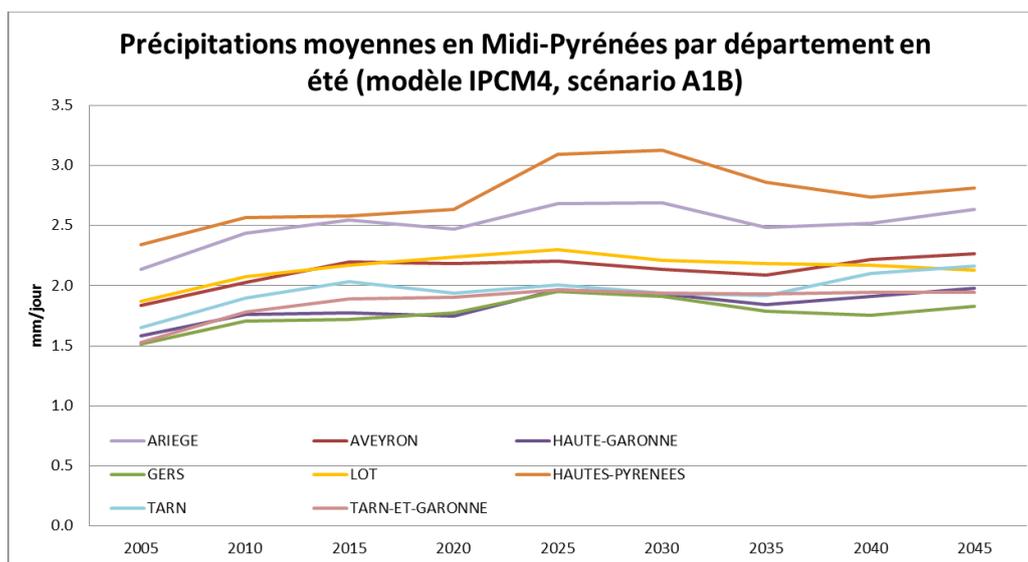


Figure 22. Précipitations moyennes, été, IPCM4, A1B

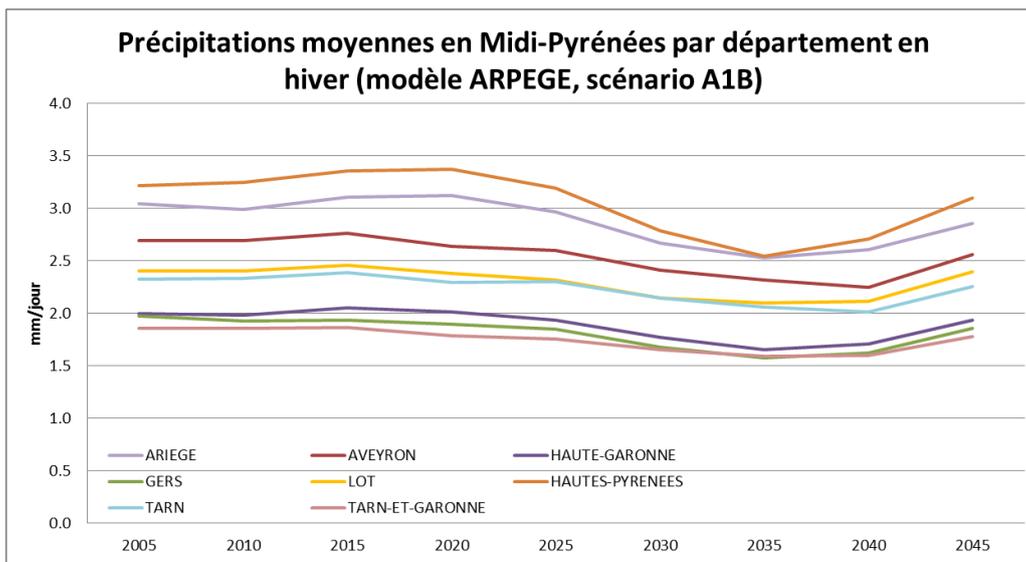


Figure 23. Précipitations moyennes, hiver, ARPEGE, A1B

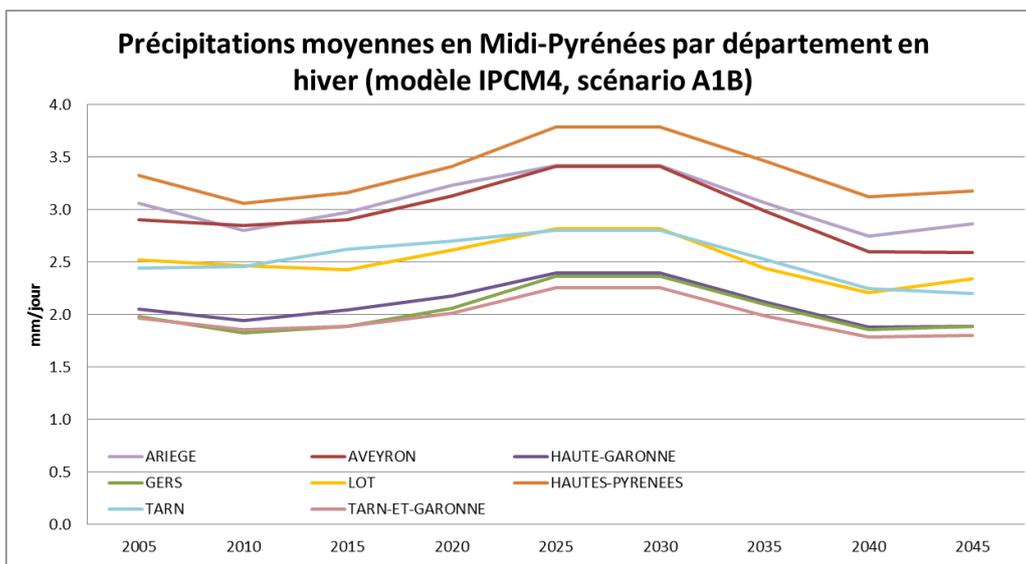
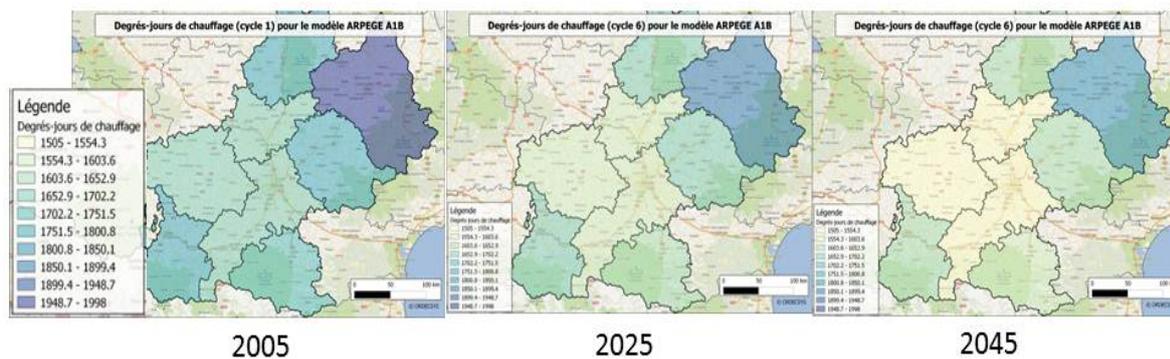
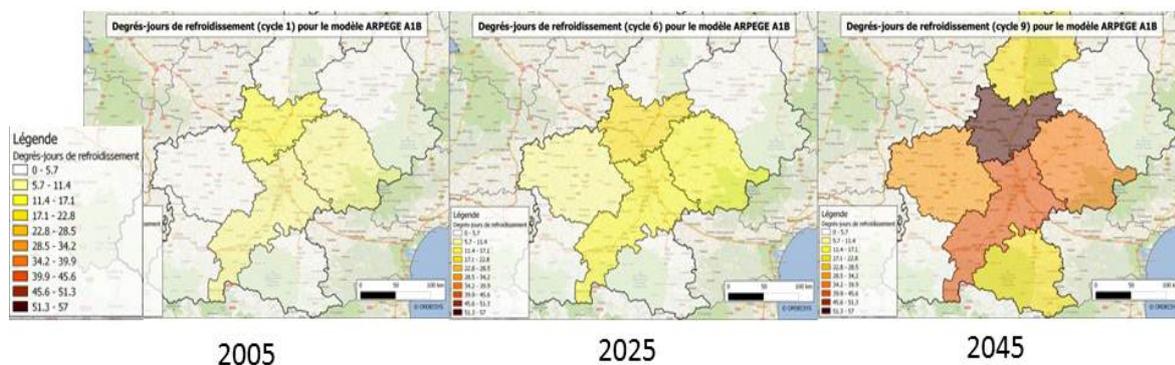


Figure 24. Précipitations moyennes, hiver, IPCM4, A1B

### DJ-chauffage (hiver)



### DJ-climatisation (été)



**Figure 25. Représentation géographique des degrés-jours de chauffage (hiver) et refroidissement (été), modèle ARPEGE, A1B**

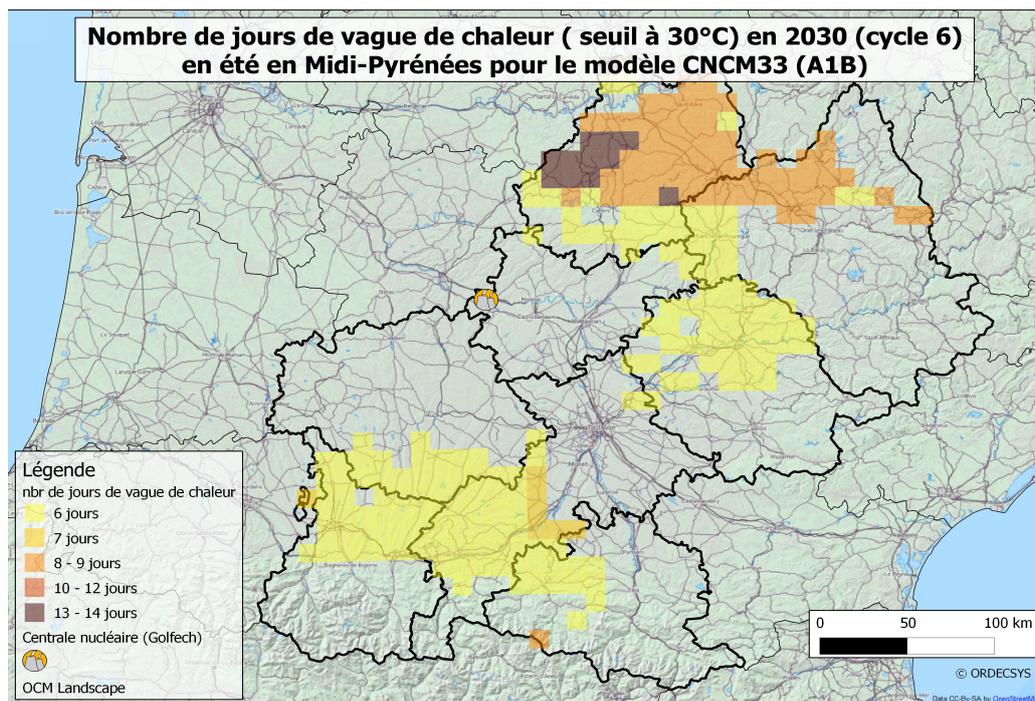


Figure 26. Nombre de jours de vague de chaleur en 2030, CNCM33, A1B

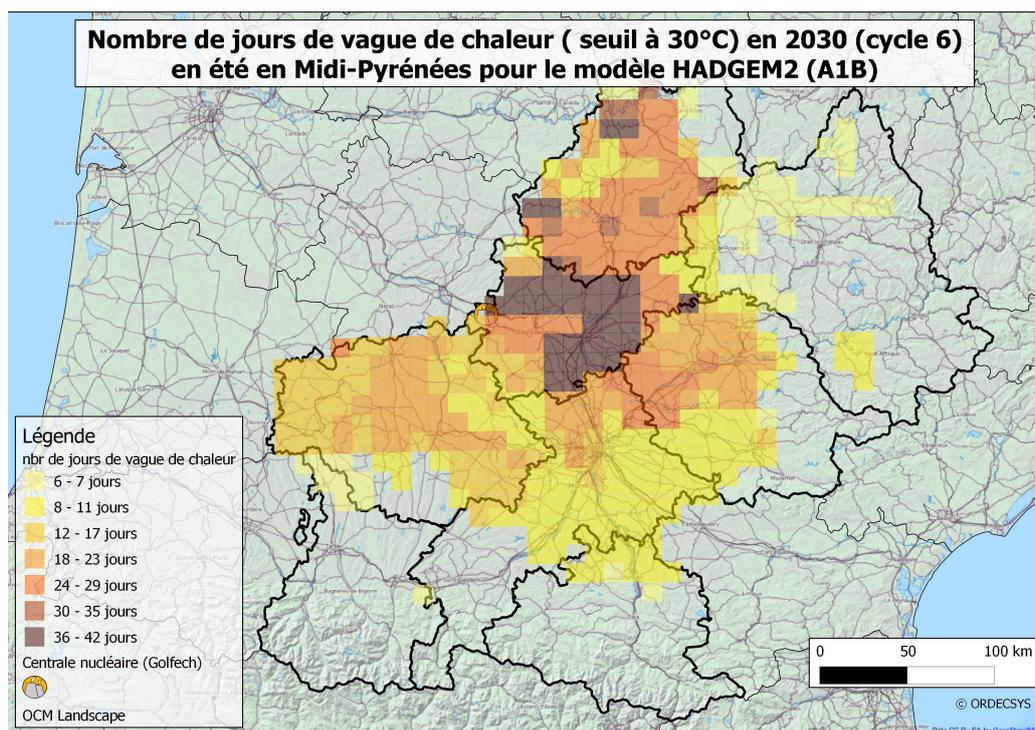


Figure 27. Nombre de jours de vague de chaleur en 2030, HADGEM2, A1B

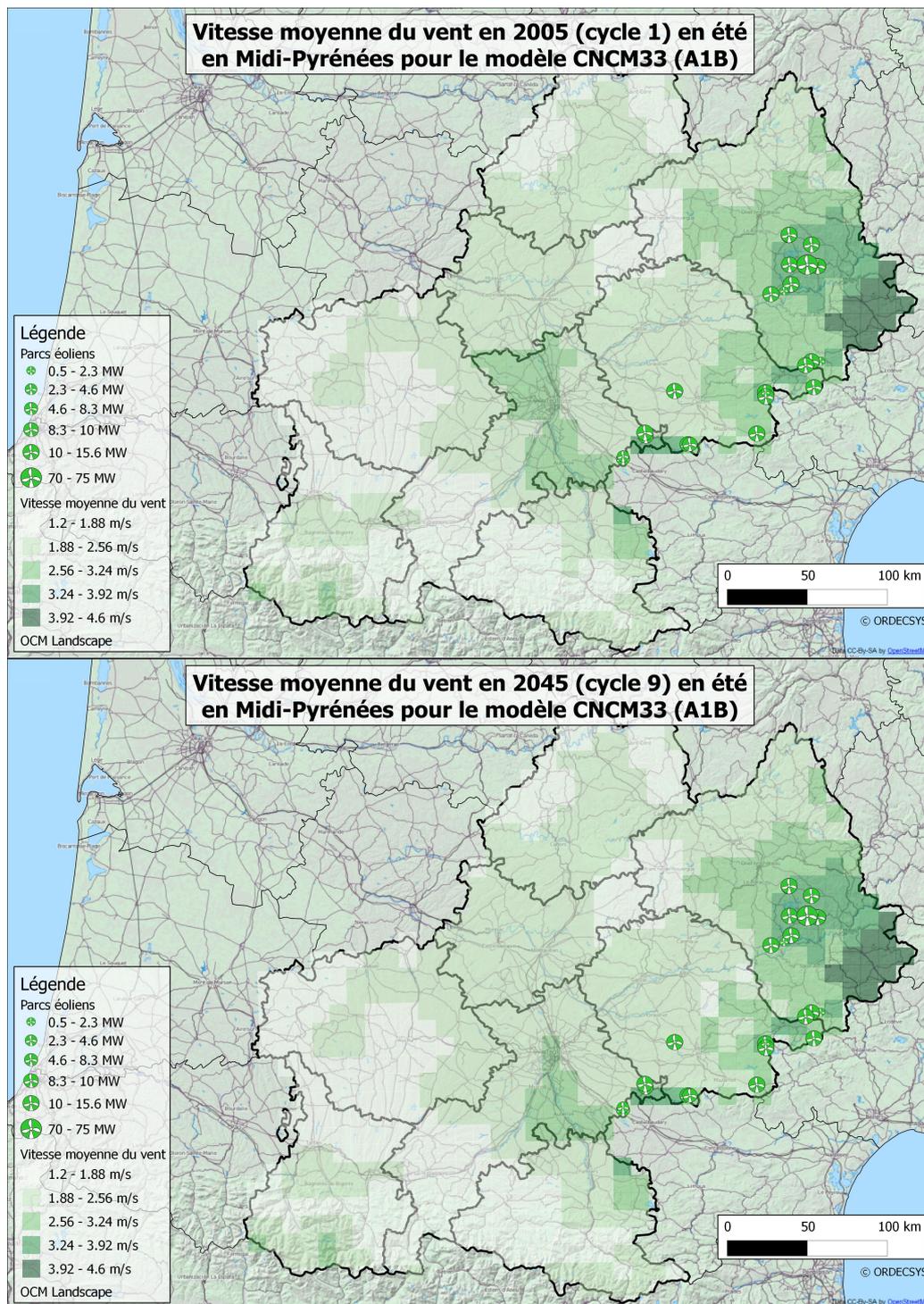
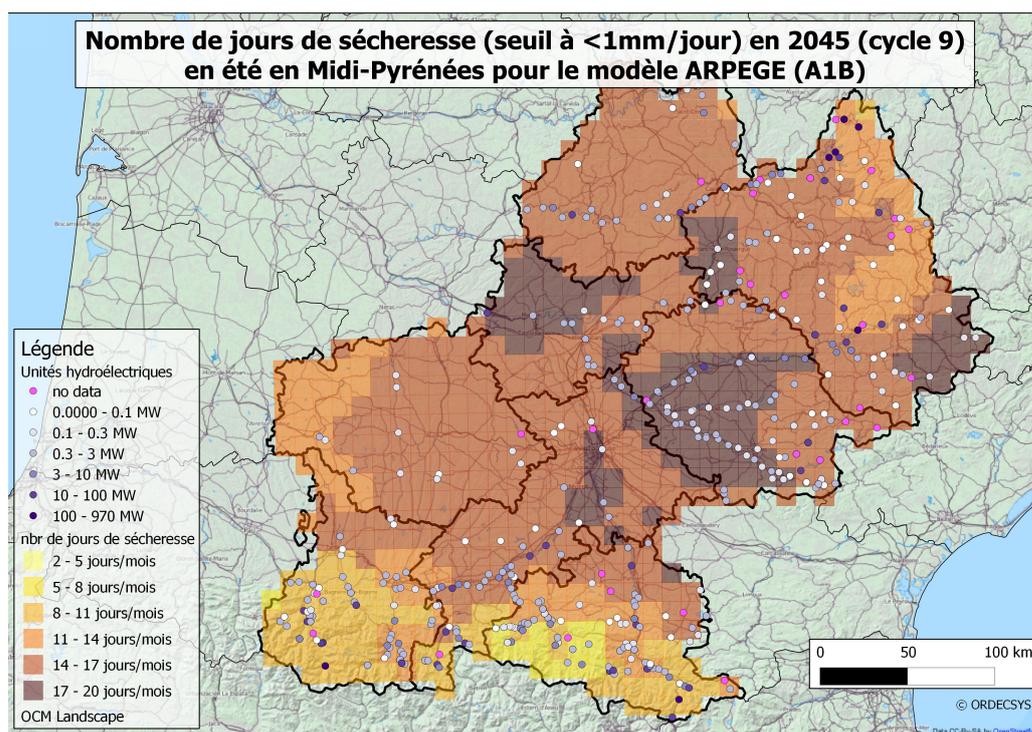
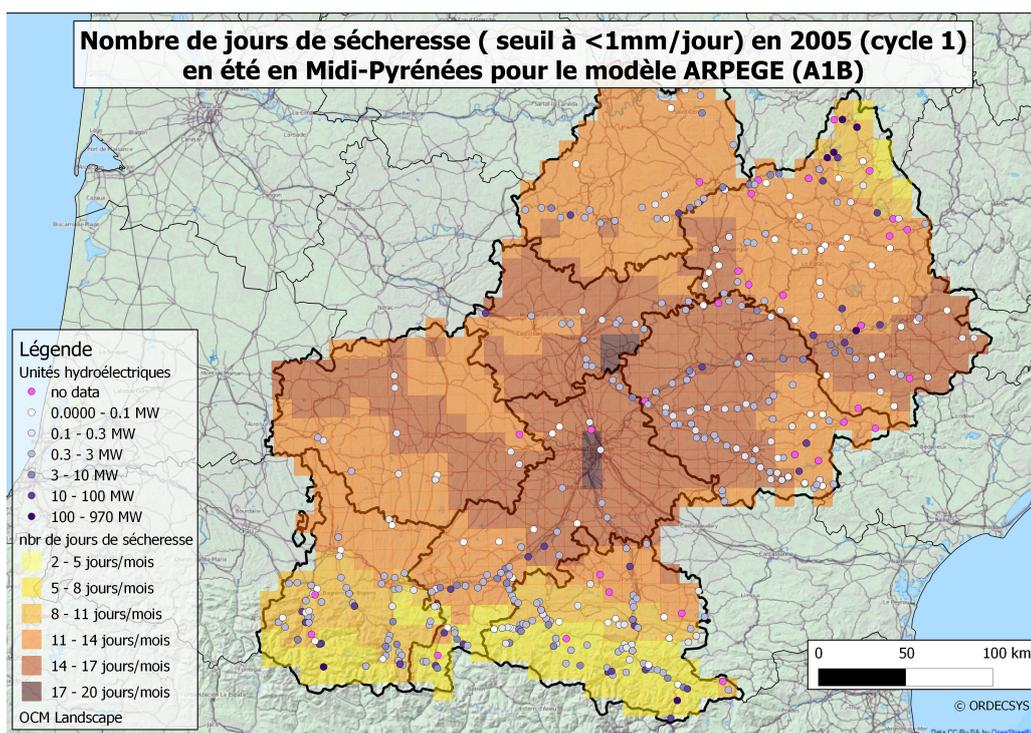


Figure 28. Vitesse moyenne du vent en 2005 et 2045, CNCM33, A1B



**Figure 29. Nombre de jours de sécheresse en 2005 et 2045, ARPEGE, A1B**

### Impacts des changements climatiques sur le système énergétique en Midi-Pyrénées

L'étude des données climatiques collectées pour la région Midi-Pyrénées a permis d'évaluer d'une part, les impacts des changements climatiques sur la demande de chauffage et climatisation et sur le facteur de disponibilité de la centrale de Golfech, et d'autre part, de proposer des niveaux de vulnérabilité associés aux technologies et formes d'énergie disponibles dans la région.

Ainsi, certains indicateurs climatiques ont été utilisés de manière directe et quantitative:

- La température a servi au calcul des Degrés-jours de refroidissement (DJR) et de chauffage (DJC), utilisés pour évaluer les besoins de climatisation et de chauffage en fonction du climat futur.
- Les vagues de chaleur ont permis d'évaluer la baisse possible de la disponibilité de la centrale de Golfech.

D'autres indicateurs ont été utilisés de manière indirecte pour évaluer le niveau de vulnérabilité des installations. Les variations incertaines des précipitations et des vagues de sécheresse ont aussi contribué à inclure l'hydroélectricité dans les analyses d'incertitudes.

### Impacts sur le chauffage et la climatisation

Les demandes de chauffage et climatisation sont modifiées selon les degrés-jours de chauffage et de refroidissement.

Les demandes utilisées dans le scénario de référence considèrent un climat "normal", que nous considérons être celui de 2005, par défaut. Les nouvelles demandes, notées CC, se calculent comme suit

$\text{DEM chauffage CC (saison s, année t)} =$ $\text{DEM chauffage BAU (saison s, année t)} \times \text{DJC (saison s, année t)} / \text{DJC (saison s, 2005)}$ $\text{DEM climatisation CC (saison s, année t)} =$ $\text{DEM climatisation BAU (saison s, année t)} \times \text{DJR (saison s, année t)} / \text{DJR (saison s, 2005)}$
--

avec

DJC = Degré-jour de chauffage (température seuil de 18°C)

DJR = Degré-jour de refroidissement (température seuil de 22°C)

Ainsi, la demande en refroidissement est multipliée par 2.5 à 7.2 en 2045 selon les scénarios et modèles étudiés (en moyenne: 4.8), tandis que la demande en chauffage est multipliée par 0.7 à 0.9 en 2045 (moyenne 0.75) en hiver, et par 0.85 à 0.9 en 2045 (moyenne 0.90) en saison intermédiaire.

On notera aussi une légère modification de la répartition saisonnière des demandes de chauffage, avec une augmentation de la part de chauffage en hiver et une diminution dans la saison intermédiaire. Cette modification est aussi représentée dans ETEM:

**Tableau 9. Fractions saisonnières des demandes de chauffage**

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045
Hiver-Jour	54.2%	54.4%	54.5%	54.8%	55.1%	55.1%	55.3%	55.4%	56.1%
Hiver-Nuit	23.5%	23.6%	23.7%	23.8%	23.9%	23.9%	24.0%	24.0%	24.3%
Intermédiaire-Jour	15.9%	15.8%	15.6%	15.3%	15.0%	15.0%	14.8%	14.7%	14.0%
Intermédiaire-Nuit	6.3%	6.3%	6.2%	6.1%	6.0%	6.0%	5.9%	5.9%	5.6%

### Impacts sur le facteur de disponibilité de la centrale de Golfech

La température moyenne observée en Tarn et Garonne reste autour de 20°C dans tous les scénarios. Toutefois, le nombre de jours correspondant à des vagues de chaleur (plus de 30°C durant au moins 6 jours) apparaît comme très variable d'un cycle à l'autre et d'un modèle à l'autre. Aux fins de l'exercice effectué dans ce projet, nous avons considéré une vague de chaleur annuelle, soit 6 jours pendant lesquels la centrale ne pourrait pas fonctionner de manière optimale, traduits comme une baisse du facteur de disponibilité de 7 points en été.

## Indicateurs de vulnérabilité et analyse multicritère

Sur la base des données climatiques et des échanges avec les acteurs de la région, les niveaux de vulnérabilité suivants sont associés aux différentes technologies et formes d'énergie de la région. Résultat de l'analyse des données climatiques pour la région, ces coefficients visent à comparer les technologies et les énergies selon leur vulnérabilité ; c'est donc leur valeur relative qui importe. Une échelle à 4 niveaux a été retenue, pour sa simplicité (un nombre plus élevé de niveaux n'est pas justifié étant donné les incertitudes des données climatiques et de leurs impacts sur la région), et parce qu'un nombre pair de niveaux évite l'attraction souvent observée vers les valeurs centrales, dans les contextes d'incertitude. Ces coefficients sont utilisés dans la démarche d'analyse pour réduire la vulnérabilité globale du système.

**Tableau 10. Niveaux de vulnérabilité climatique associés aux variables du système énergétique**

Variables vulnérables face au climat	Impact	Niveau de vulnérabilité*
Activité des centrales hydroélectriques	Risque de réduction de la production hydroélectrique sous effet de la baisse des niveaux d'eau (et usages concurrentiels de l'eau). Variabilité saisonnière importante.	2
Activité des centrales nucléaires	Risque d'arrêt et de perte d'efficacité du fait de l'augmentation de la température de l'eau et de l'air, et/ou de la diminution des niveaux d'eau. Variabilité saisonnière importante (vulnérabilité en été).	3
Activité des centrales thermiques	Comme centrale nucléaire (refroidissement sensible au climat)	2
Capacité des installations (centrales électriques, raffineries, etc.), construites en zones inondables	Risque de pertes en cas d'inondation	NA
Capacité des installations (centrales électriques, raffineries, etc.)	Risque de pertes / interruption en cas de tempêtes	NA
Capacité installée du réseau de transport d'électricité aérien	Risque de rupture du fait d'évènements climatiques extrêmes. Longueur et type de réseau sont les facteurs de la vulnérabilité (un réseau maillé est moins vulnérable)	1
Activité centrales PV et à concentration	Risque de diminution du potentiel total dans certaines régions, augmentation dans d'autres (rayonnement direct)	0
Activité des installations solaires PV	- Risque de diminution du potentiel total dans certaines régions, augmentation dans d'autres (rayonnement direct) - Risque de diminution de l'efficacité, sous l'effet de l'augmentation de la température. Impact faible.	0
Activité de toute technologie qui consomme des biocarburants	Risque de non disponibilité ou de prix élevé de la ressource sous l'effet des CC	2
Activité centrales géothermiques	Pas de vulnérabilité mise en évidence	0

\*0=nul 1=bas 2=moyen 3=élevé NA=non-applicable ou non-modélisé

## Résultats de simulations numériques des scénarios d'impacts des changements climatiques sur le système énergétique

Les deux figures suivantes présentent les variations de consommation d'énergie dans les bâtiments entre les scénarios avec et sans prise en compte des impacts des changements climatiques sur le

chauffage et la climatisation, dans le cas de référence (Figure 30) et dans un cas avec limite de CO2 (Figure 31). Les variations de température se traduisent par une augmentation de la consommation d'électricité pour la climatisation des bâtiments, et une diminution de la consommation de gaz et de bois pour le chauffage des espaces (Figure 30). Même si les variations de la consommation de gaz sont de même envergure entre les scénarios avec et sans limite d'émissions, la diminution observée dans le scénario avec limite de CO2 signifie une disparition presque totale du gaz dans les bâtiments, puisque la contrainte d'émissions fait diminuer l'usage du gaz, avant même la prise en compte des impacts des changements climatiques (Figure 31). Les variations moindres observées pour l'électricité dans le cas avec limite de CO2 s'expliquent par la plus grande part de l'électricité dans le bilan énergétique du secteur soumis à contrainte d'émissions (Figure 31).

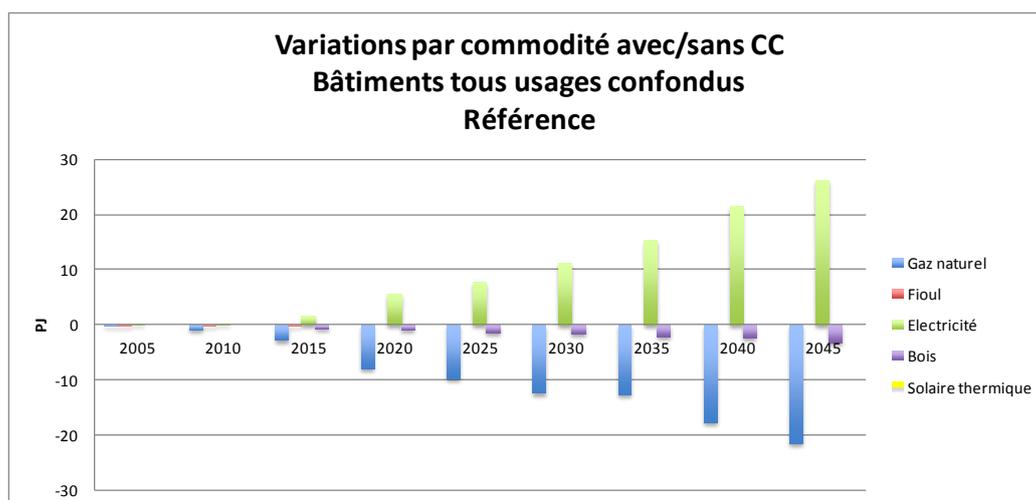


Figure 30. Variation des consommations d'énergie par les bâtiments entre le cas avec et le cas sans changements climatiques, référence

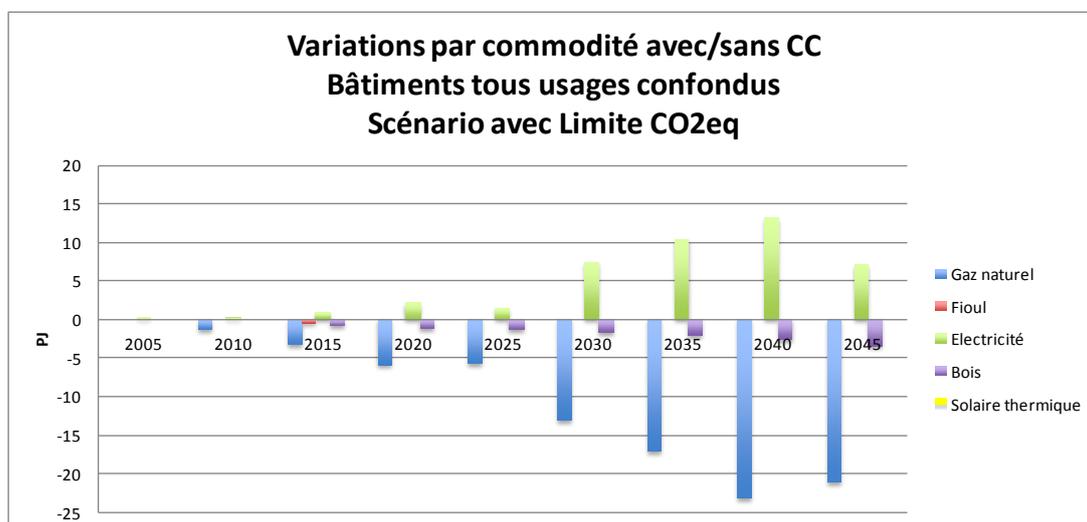


Figure 31. Variation des consommations d'énergie par les bâtiments entre le cas avec et le cas sans changements climatiques, scénarios avec limite des émissions

Des impacts indirects sont visibles dans le secteur industriel, dans le cas avec limite d'émissions (Figures 32 et 33) : une tendance à la substitution de l'électricité par du gaz est observée dans le secteur industriel pour rendre disponible l'électricité requise par les bâtiments du fait de l'augmentation de l'électricité. En effet, dans le cas avec limite de CO2, la consommation d'électricité augmente par rapport au scénario de référence ; l'augmentation de la climatisation, sous effet des changements climatiques, renforce la demande d'électricité, elle-même soumise à la contrainte

d'émissions (éviter les sources d'émissions), aux contraintes de disponibilité locale d'énergie à faible émission et d'achat d'électricité sur le marché national. Ainsi, ETEM propose une sorte de réallocation de la consommation d'électricité du secteur industriel vers les bâtiments, du fait des impacts des changements climatiques, et ceci, à émissions totales constantes, mais à émissions sectorielles différentes : les émissions des bâtiments diminuent sous l'effet direct de la diminution du chauffage au gaz, mais les émissions du secteur industriel augmentent sous l'effet indirect du transfert de gaz du secteur des bâtiments vers l'industrie, et d'électricité de l'industrie vers les bâtiments. Cet effet n'est pas observé dans le scénario de référence dans lequel la consommation d'électricité est plus faible, offrant une plus grande flexibilité dans son augmentation.

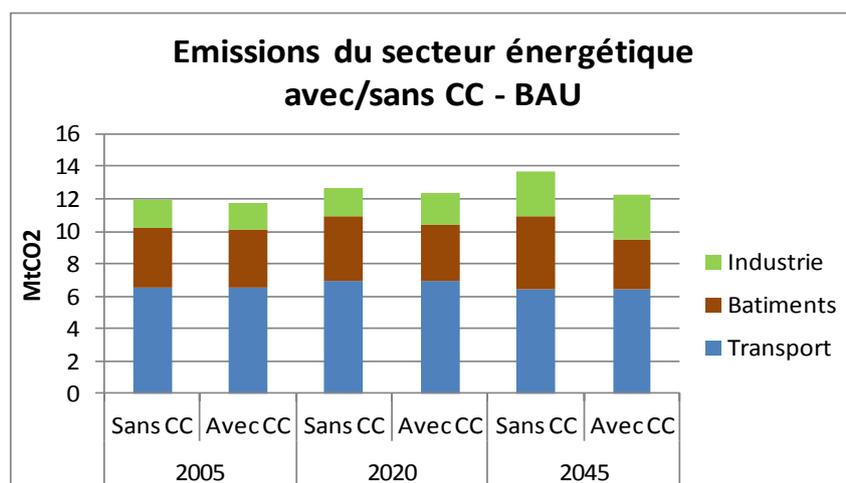


Figure 32. Émissions sectorielles, avec et sans changements climatiques, référence

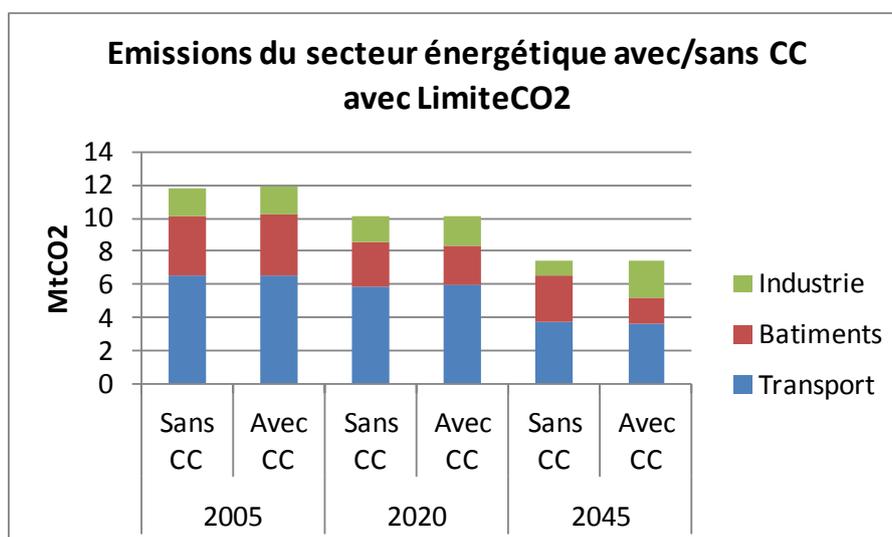


Figure 33. Émissions sectorielles, avec et sans changements climatiques, scénarios avec limite des émissions de CO2

Suivant les remarques précédentes, les variations de production d'électricité sont plus importantes dans le scénario de référence que dans le scénario avec limite de CO2 (Figures 34 et 35), dans lequel l'électricité représente une part importante du bilan énergétique pour contribuer aux réductions d'émissions. Ainsi, tandis que les achats d'électricité sur le marché national (noté *importations* dans les figures) contribuent largement à satisfaire la demande d'électricité additionnelle pour la climatisation dans le scénario de référence, c'est l'hydroélectricité qui joue ce rôle dans le scénario avec limite de CO2, parce que la borne supérieure imposée sur les achats d'électricité est atteinte dans ce cas.

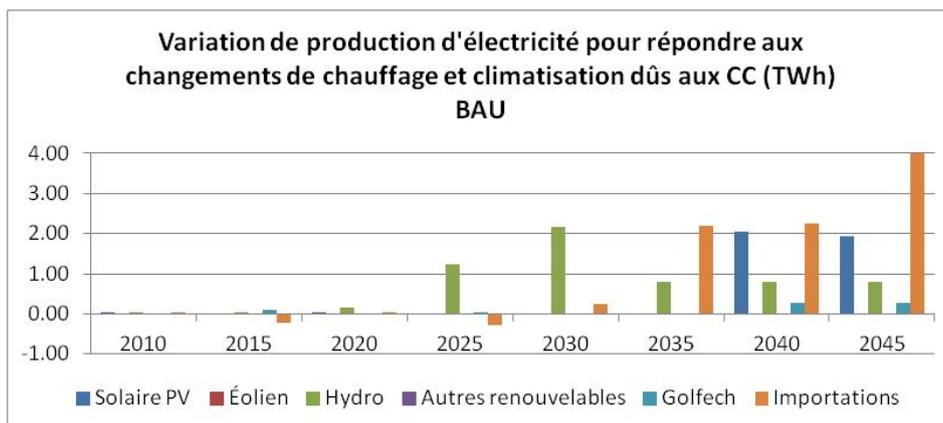


Figure 34. Variations de production d'électricité avec et sans changements climatiques, référence

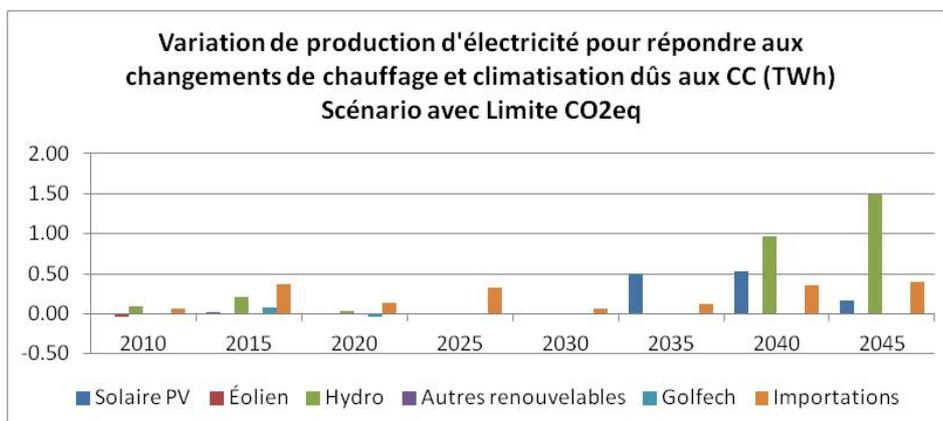


Figure 35. Variations de production d'électricité avec et sans changements climatiques, scénarios avec limite d'émissions de CO2

Pour terminer, les scénarios de réduction de la vulnérabilité du système énergétique, dans lesquels la minimization d'un indicateur de la vulnérabilité climatique du système énergétique s'ajoute à l'objectif de minimisation des coûts (voir méthodologie à l'atelier 1) supposent un surcoût « autorisé » du système énergétique jusqu'à 5% par rapport au scénario optimal de référence. Les courbes de « trade-off » entre la réduction de la vulnérabilité et le surcoût du système montrent (Figure 36) que la vulnérabilité est plus difficile à réduire dans le cas avec limite d'émission, du fait de l'importance des énergies renouvelables dans les mesures d'atténuation, tandis que les énergies renouvelables font aussi partie des énergies potentiellement vulnérables aux changements climatiques futurs.

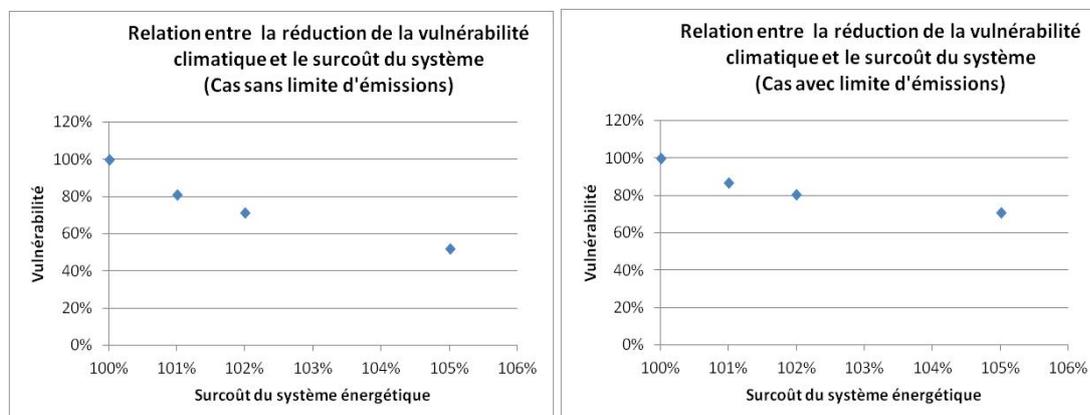


Figure 36. Relation entre la réduction de la vulnérabilité climatique et le surcoût engendré par le système énergétique

Ainsi, il est intéressant de noter le rôle du gaz, à la fois dans la production d'électricité (Figures 37 et 38) et dans les bâtiments, comme option de réduction de la vulnérabilité du système énergétique lorsqu'il n'est pas soumis à des limites d'émissions. Une telle stratégie se traduit en une augmentation des émissions jusqu'à 30%. Autrement dit, la réduction de la vulnérabilité se traduit dans ce cas en une plus forte contribution aux émissions.

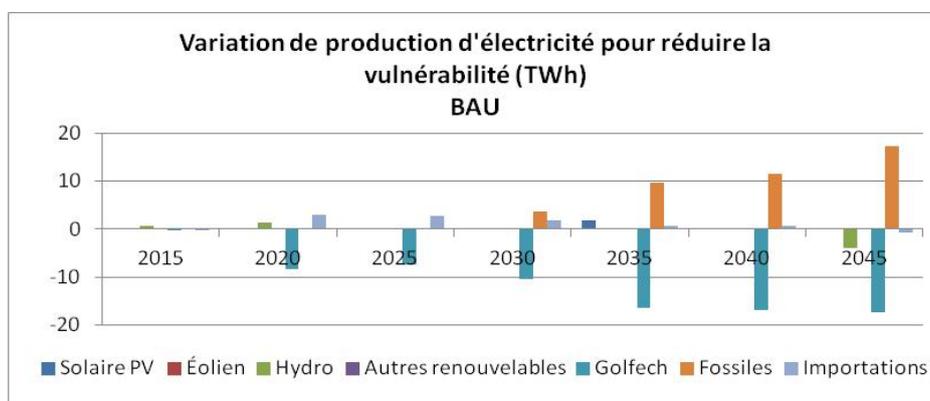


Figure 37. Variation de production d'électricité pour réduire la vulnérabilité, référence

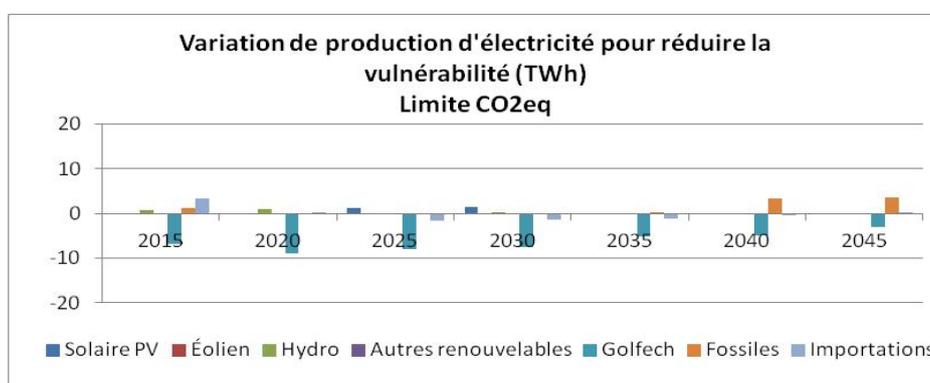


Figure 38. Variation de production d'électricité pour réduire la vulnérabilité, scénario avec limite d'émissions de CO2

## Analyses de robustesse

Nous présentons dans cette section, les analyses de robustesse réalisées à l'aide des approches décrites dans l'atelier 2 ,i.e. la programmation stochastique et l'optimisation robuste.

Le tableau ci-dessous résume les sources d'incertitudes prises en compte dans nos différentes analyses. Pour chaque paramètre affecté par l'incertitude, nous donnons la plage de variation du paramètre en question.

Tableau 11. Plages de variation des paramètres incertains

Paramètre	Sources d'incertitudes	Intervalle de valeurs
Caractéristiques Véhicules Alternatifs	Avancées technologiques mondiales	Variation du coût d'investissement jusqu'à 15%

AF (Availability Factor) centrale Golfech	Changements climatiques	AF de 0.7-0.79 en été pour représenter les impacts des CC AF 0-0.79 à partir de 2030 (fermeture de Golfech) - dans certains scénarios seulement
AF hydro ou borne max sur la capacité disponible	Acceptabilité des nouveaux projets et impacts des CC	Nouvelles installations: incertitude jusqu'à 74% de la capacité disponible (acceptabilité sociale et changements climatiques) Centrales existantes: baisse de 7 points de % la valeur de AF en été (changements climatiques)
AF éolien ou borne max sur la capacité disponible	Acceptabilité des nouveaux projets (et plus marginalement les impacts des CC)	Réduction jusqu'à 50% de la capacité disponible
Coût investissement solaire à partir de 2025	Avancées technologiques mondiales	Coût d'investissement pouvant être jusqu'à 50% plus élevés

### Résultats des analyses de programmation stochastique

L'arbre d'événements ci-dessous représente deux scénarios contrastés d'évolution des paramètres incertains du modèle que nous nommerons « *Marché électrique de référence* » et « *Tension marché électricité* ». Le premier scénario représente une évolution BAU (Business As Usual) du système énergétique alors que dans le deuxième scénario, les changements climatiques impactent les demandes futures de chauffage et de climatisation, la disponibilité en été des centrales hydroélectriques et nucléaires et les prix des énergies fossiles. Dans ce dernier scénario, on impose également des contraintes sur les émissions pour simuler une prise de conscience de ces changements climatiques au niveau politique.

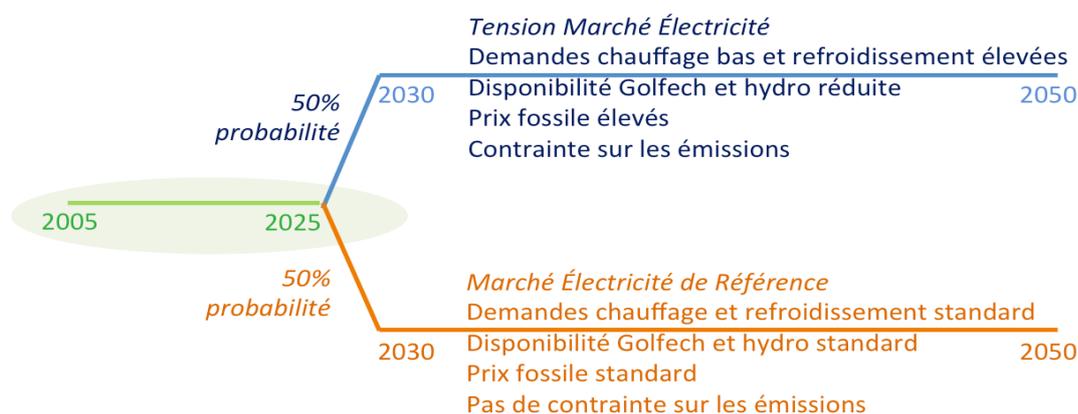
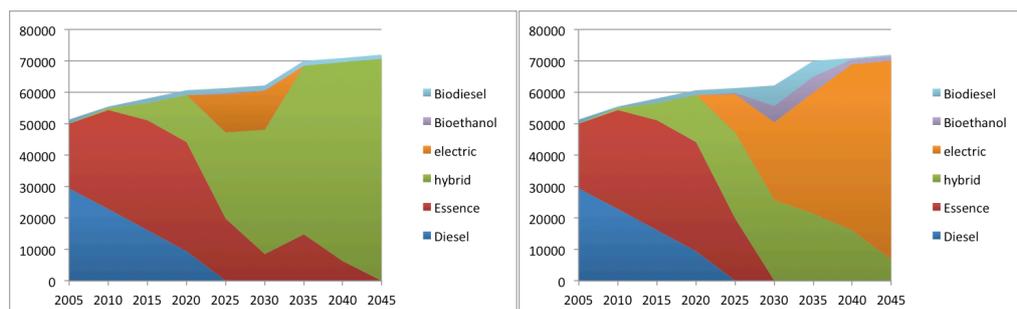


Figure 39. Arbre d'événements

Les résultats montrent plusieurs phénomènes d'anticipation à partir de 2020, soit 10 ans avant la connaissance des incertitudes. Ces phénomènes permettent de préparer le système énergétique à l'éventualité d'un scénario extrême dans lequel les changements climatiques auraient un impact significatif sur la production électrique, les demandes de chauffage et de climatisation, le prix des énergies fossiles et la politique environnementale de la région (limite sur les émissions de CO2).

Premièrement, et afin de préparer une possible politique contraignante sur les émissions de CO<sub>2</sub> à partir de 2030, le modèle prend des mesures pour réduire ses émissions. En 2025, on observe une réduction d'environ 7% par rapport à un scénario BAU déterministe. Ces réductions d'émissions sont atteintes dès 2020 en partie par une augmentation des importations électriques, un début de diversification dans le secteur du transport avec la pénétration des voitures électriques, des investissements dans les économies d'énergie, etc.

Les figures ci-dessous illustrent l'évolution du secteur du transport pour chacune des branches de l'arbre d'événement. Les parties précédant 2030 sont identiques pour les deux scénarios par définition. On observe que le modèle commence à introduire les voitures électriques à partir de 2020, toujours dans cette optique de se protéger dans le cas de probables coûts élevés pour le scénario extrême.



**Figure 40. Evolution du secteur du transport pour les scénarios « *Marché électrique de référence* » (à gauche) et « *Tension marché électricité* » (à droite)**

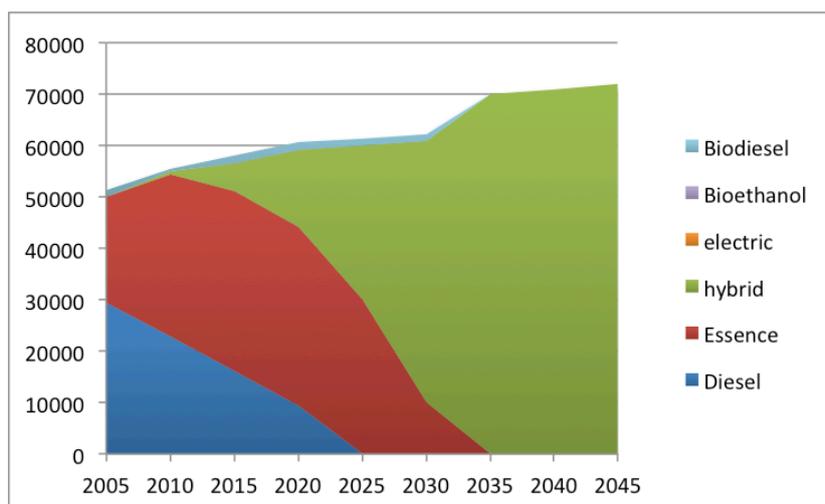
### Résultats des analyses de l'optimisation robuste

Nous avons appliqué l'optimisation robuste sur les scénarios intégrant l'impact du changement climatique sur les demandes de climatisation et de chauffage, avec et sans limite sur les émissions de CO<sub>2</sub>. Les principaux résultats sont les suivants.

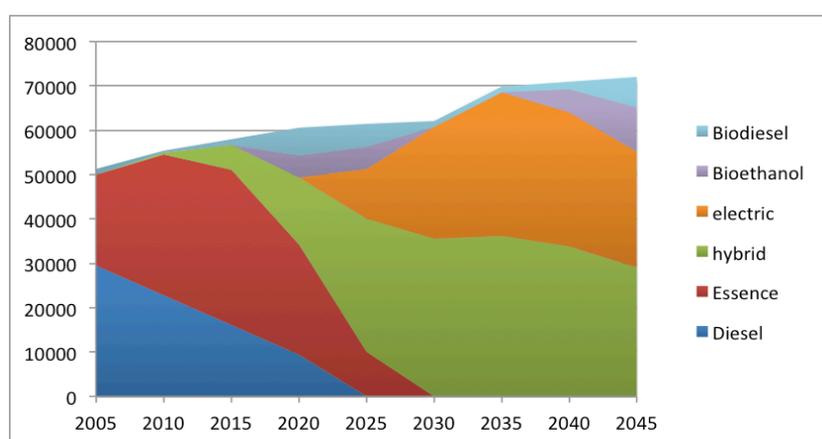
Nous rappelons les paramètres incertains pris en compte:

- Les coûts des technologies futures propres (notamment dans le transport) et EnR (solaire).
- Les prix des bioénergies.
- Le facteur de disponibilité de certaines technologies. L'incertitude de ce facteur peut refléter à la fois une incertitude provenant :
  - De l'acceptabilité pour le développement des EnR (éolien).
  - De l'efficacité des futures technologies notamment dans le secteur du transport.
  - Du changement climatique avec la disponibilité réduite des centrales hydroélectriques et nucléaires en été.

Premièrement et de manière générale, l'optimisation robuste contribue à une plus grande diversification dans les choix technologiques et par conséquent du mix énergétique. A titre d'illustration, les deux graphiques ci-après montrent l'évolution du parc automobile dans le scénario déterministe et dans le scénario robuste dans les deux cas avec limite sur les émissions de CO<sub>2</sub>. Dans le premier, les voitures hybrides occupent l'ensemble du marché alors que dans le deuxième, la robustesse permet la pénétration des voitures électriques, biodiesels et bioéthanol.

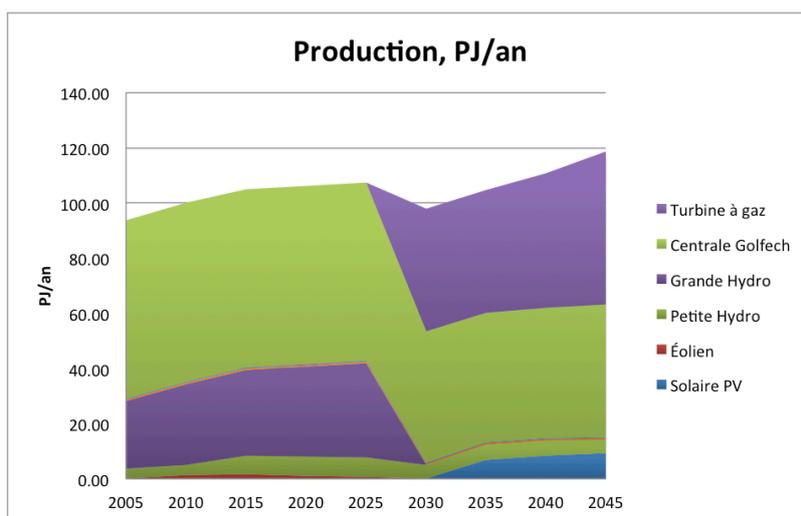


**Figure 41. Secteur du transport pour le scénario déterministe avec contrainte sur les émissions**



**Figure 42. Secteur du transport pour le scénario robuste avec contrainte sur les émissions**

Au niveau de la production électrique, on observe avec la robustesse une tendance à éviter les productions dites incertaines notamment les énergies renouvelables (éolien et solaire). Cela se traduit par une baisse de la production électrique qui est compensée par une augmentation du gaz dans le secteur des bâtiments. Le niveau d'activité de Golfech est lui par contre maintenu alors même que le changement climatique fait peser sur lui une incertitude quant à sa disponibilité en été. Son importance est considérée trop grande et le modèle préfère jouer sur les autres sources d'incertitudes pour réduire la vulnérabilité du système électrique. Dans le cas d'une incertitude sur la fermeture de Golfech à l'horizon 2030, on observe une pénétration très significative des turbines à gaz.



**Figure 43. Production électrique avec incertitude sur la fermeture de Golfech dans un scénario non contraint sur les émissions de CO2**

Une conclusion importante est que le coût de la robustesse pour le système énergétique est globalement assez réduit et ce, quelque soit le scénario étudié (e.g., +1.3% sur le scénario sans limite sur le CO2). Un autre effet intéressant de la robustesse est sa contribution à réduire notablement la vulnérabilité du système énergétique. Cela s'explique simplement par le fait que les incertitudes portent sur les technologies vulnérables. Réduire l'incertitude contribue donc à réduire la vulnérabilité et vice-et-versa. Enfin, nous avons observé que la robustesse a des effets négatifs sur les émissions de CO2. En effet, pour réduire l'incertitude pesant sur le système le modèle privilégie des solutions alternatives peu coûteuses et généralement émettrices telles les technologies au gaz. Dans le cas du scénario sans limite de CO2, on arrive à une augmentation de 7 à 8% des émissions en fin d'horizon.

## CONCLUSION

La production et la consommation d'énergie occupent une place centrale dans les politiques d'atténuation des gaz à effet de serre, étant donné leur contribution aux émissions. Les événements climatiques extrêmes récents (vagues de chaleur, tempêtes, sécheresse) montrent également la vulnérabilité climatique du secteur de l'énergie. Autrement dit, les objectifs d'atténuation des émissions et d'adaptation tendent à se rapprocher.

Dans le but d'appuyer les décideurs régionaux à identifier les mesures d'atténuation et d'adaptation appropriées dans le secteur de l'énergie, une démarche originale de modélisation du secteur de l'énergie a vu le jour, à partir du modèle ETEM (**E**nergie-**T**echnologie-**E**nvironnement-**M**odèle) en y intégrant la vulnérabilité climatique (**A**daptation) et en tenant compte des incertitudes (**R**obustesse) caractéristiques de la problématique des changements climatiques futurs.

Les **développements méthodologiques** qui ont conduit à ETEM-AR sont de plusieurs ordres. La première approche, de nature plutôt qualitative consiste à recenser les impacts du changement climatique sur les demandes utiles (par exemple en produisant une forte croissance de la demande de climatisation) et sur les coefficients techniques des technologies de production (par exemple en modifiant la disponibilité des centrales nucléaires, des éoliennes, etc.) L'étude de l'adaptation se fait alors en comparant des scénarios qui reflètent différents impacts possibles. Les choix énergétiques et technologiques peuvent aussi être évalués par une application de la programmation stochastique quand on décrit les impacts incertains du changement climatique comme un arbre d'événement. Cette méthode a été utilisée avec succès dans la mise en œuvre réalisée pour la région MIP. Une seconde approche consiste à introduire dans le modèle des indicateurs permettant de fournir une évaluation quantitative, éventuellement sur une échelle, du degré de vulnérabilité de technologies et d'activités reliés au système de production, distribution et consommation de l'énergie. Les indicateurs ainsi construits peuvent alors intervenir dans une approche d'optimisation multi-critères qui induit un effet de précaution dans l'élaboration de plans énergétiques. Cette approche a aussi été utilisée avec succès dans le cas MIP. Une troisième approche consiste à construire des modules additionnels pour analyser de façon marginale les adaptations induites dans des secteurs connexes à l'énergie en tant que tel. Nous avons détaillé un tel module, permettant de décrire l'adaptation du secteur agricole à l'introduction forcée d'une production de biomasse en vue de la production de biocarburant. Cette analyse marginale reste compatible avec la logique économique du modèle d'analyse d'activité pour le secteur énergétique. Elle permet donc de comparer les coûts d'opportunité de différentes options, en y incluant les nécessaires adaptations du secteur agricole. Une approche similaire pourrait être développée pour le secteur des forêts. Cette approche a été utilisée avec succès par l'équipe de ORDECSYS dans un projet concernant une analyse de « cycle de vie consécutif » impliquant l'utilisation des sols dans le Duché de Luxembourg en vue de la production de bio-carburant. Dans l'analyse du cas MIP, nous n'avons pas eu le temps, d'étendre l'analyse aux impacts de l'adaptation du système énergétique sur le secteur agricole et sur la sylviculture. Cependant l'outil d'analyse est disponible. Enfin le dernier développement méthodologique concerne la mise en application de techniques d'optimisation robuste dans ETEM-AR. Les impacts du changement climatique sont largement incertains et de nombreux paramètres différents peuvent prendre des valeurs que l'on ne peut prédire totalement. L'optimisation robuste permet de trouver des politiques qui resteront quasi-optimales pour de larges ensembles de valeurs possibles pour ces paramètres. Ces recommandations « robustes » auront beaucoup plus d'attrait pour le décideur que celles qui ne reposent que sur l'analyse d'un seul scénario ou arbre d'événement à quelques branches. Nous pensons que les méthodes d'optimisation robuste devraient être systématiquement utilisées dans l'analyse des impacts du changement climatique sur le système énergétique d'une région. Cette approche a été appliquée avec succès dans le cadre de l'application à la région MIP.

Quant à **l'application à la région Midi-Pyrénées**, elle met en lumière les étapes et les enjeux de l'implantation opérationnelle du modèle ETEM, ainsi que les enseignements potentiels visant à appuyer les décideurs locaux dans l'atteinte d'objectifs d'atténuation des émissions tout en prenant en compte l'adaptation du secteur face aux impacts des changements climatiques, et les incertitudes s'y rapportant. Par exemple, l'étude de cas pilote en Midi-Pyrénées montre comment l'augmentation de la demande en climatisation due aux changements climatiques peut résulter en une réorganisation du système énergétique (adaptation) au delà du seul secteur résidentiel. Ainsi, l'augmentation de la température tend à augmenter la demande en électricité pour le refroidissement, qui peut résulter en

des impacts induits dans l'industrie, notamment la substitution de l'électricité par du gaz. De même, les transports peuvent être amenés à devoir contribuer plus largement aux réductions d'émissions pour compenser le cas de disponibilité réduite ou coûteuse de l'électricité, sous l'effet des changements climatiques ou d'une fermeture éventuelle de la centrale de Golfech. Finalement, le rôle du gaz naturel est mis en évidence pour réduire la vulnérabilité climatique du système énergétique ainsi que pour promouvoir une plus grande robustesse du système énergétique; une atténuation renforcée des émissions dans le secteur des transports est alors nécessaire pour compenser l'augmentation d'émissions de gaz à effet de serre due à un usage croissant du gaz. Les premières analyses robustes réalisées dans cette étude ont données des conclusions intéressantes. Premièrement et comme attendu, la prise en compte des incertitudes sur les technologies futures permet une plus grande diversification dans les investissements et par conséquent d'atténuer les effets bang-bang propres à la programmation linéaire. Le décideur peut alors évaluer l'impact et la robustesse de ces décisions présentes sur une évolution du système énergétique plus réaliste et intégrant les incertitudes. Outre cette propriété de diversification, on observe une tendance à réduire la vulnérabilité globale du système énergétique en Midi-Pyrénées et à éviter les productions dites incertaines notamment les énergies renouvelables (éolien et solaire) avec des effets néfastes sur les émissions de CO<sub>2</sub> dans les scénarios non contraints. Enfin, les analyses montrent que les surcoûts de robustesse sont très limités et ce, quelque soit le scénario étudié.

Nous tenons à rappeler que les résultats en Midi-Pyrénées obtenus ne reflètent aucunement les politiques proposées par la région, et sont le résultat d'analyses exploratoires seulement.

## BIBLIOGRAPHIE

- Adger W.N., (2006) Vulnerability, *Global Environmental Change*, 16, p. 268-281.
- Ambrosi, P. and Courtois, P., (2004). «Impacts du changement climatique et modélisation intégrée, la part de l'arbitraire.» *Nature Sciences et Sociétés* 12: 375-386.
- Anthoff, David and Cameron Hepburn and Richard S.J. Tol «Equity weighting and the marginal damage costs of climate change», *Ecological Economics*, Volume 68, Issue 3, Pages 836-849, 2009.
- Babonneau, F., J.-P. Vial, and R. Apparigliato. Robust optimization for environmental and energy planning. In J.A. Filar and A. Haurie, editors, *Handbook on "Uncertainty and Environmental Decision Making"*, International Series in Operations Research and Management Science, pages 79–126. SpringerVerlag, 2010.
- Babonneau, F., Kanudia, A., Labriet, M., Loulou, R., Vial, J.-Ph., Energy Security: a robust optimization approach to design a robust European energy supply via TIAM, soumis à *Environmental modeling and assessment*, 2010.
- F. Babonneau, A. Haurie and J. Thénier, Assessing the Future of Smart Grid Technologies in Regional Energy Systems, *Swiss Journal of Economics and Statistics*, 148(2):229-273, 2012..
- Bankoff G., Frerks G., Hilhorst D, (Eds.), (2004) *Mapping vulnerability: disasters, development and people*. Earthscan, London, 236 p.
- Ben-Tal, A., L. El Ghaoui, and A. Nemirovski. *Robust Optimization*. Princeton University Press, 2009.
- A. Ben-Tal and A. Nemirovski. *Robust convex optimization*. *Mathematics of Operations Research*, 23 :769 – 805, 1998.
- Berger C., Haurie A., Lafrance G., Loulou R., Savard G. and Surprenant J.-P., MEDEQ-MARKAL: Un couplage entre deux modèles techno-économiques du système énergétique du Québec, *RAIRO, Recherche opérationnelle*, Vol. 21, no 1, pp.21-50, 1987.
- Bell, M.L., B.F. Hobbs and H. Ellis. 2003. The use of multi-criteria decision-making methods in the integrated assessment of climate change: implications for IA practitioners. *Socio-Economic Planning Sciences* 37(4):289-316.
- Borrego, C., A. I. Miranda, J. Valente, M. Lopes, J.M. Couto, A. Haurie, A. Dubois & L. Drouet, Studying the impact of urban sustainable transportation on Lisbon air quality, in C.A Brebbia & F. Patania eds. *Air Pollution XI*, pp. 583-592, WIT Press, Southampton, 2003.
- Bosetti, V., C. Carraro, M. Galeotti, E. Masseti, M. Tavoni, WITCH: A World Induced Technical Change Hybrid Model, *The Energy journal*, Special Issue Hybrid Modeling of Energy-Environment policies: Reconciling bottom-up and top-down, pp 13-38, 2006.
- Bosetti, V. and M. Tavoni, Uncertain R D, backstop technology and GHGs stabilization, *Energy Economics*, 31, pp S18-S26, 2009.
- Bréchet T., J. Thénier, T. Zeimes, S. Zuber, The benefits of cooperation under uncertainty: the case of climate change, *Technical paper, CORE, UCL*, 2010.
- Caratti, P., A. Haurie, D. Pinelli, D.S. Zachary, Exploring the Fuel Cell Car Future: an Integrated Energy Model at the City Level, in L. J. Sucharov, and C. A. Brebbia eds., *Urban Transport IX, Proceedings Urban Transport 2003, Ninth International Conference on Urban Transport and the Environment in the 21st Century*, 10 - 12 March 2003 Crete, Greece, WIT Press, Southampton, 2003
- Carlson D., Haurie A., J.-P. Vial and Zachary D.S., Large scale convex optimization methods for air quality policy, *Automatica*, pp. 385–395, January 2004.
- Ching-Pin Tung-Nien-Ming Hong-Ming-hsu Li (2009) Interval number fuzzy linear programming for climate change impact assessments of reservoir active storage *Paddy Water Environ* 7:349–356
- Clarke, L.; Edmonds, J.; Krey, V.; Richels, R.; Rose, S. & Tavoni, M. International climate policy architectures: Overview of the EMF 22 international scenarios *Energy Economics*, Volume 31, Supplement 2, December 2009, Pages S64-S81, 2009

- Cutter S. and Scott S. M. (1997) Handbook for Conducting a GIS-based Hazard Assessment at the county level. University of South Carolina.
- de Bruin, K. et al. (2009) Adapting to climate change in The Netherlands: an inventory of climate adaptation options and ranking of alternatives. *Climatic Change*
- de Bruin K. C. , R. B. Dellink and R. S. J. Tol (2009) AD-DICE: an implementation of adaptation in the DICE model, *Climatic Change* Vol. 95, pp. 63–81
- Dessai, S., and M. Hulme. (2004). Does climate adaptation policy need probabilities? *Climate Policy* 4:107-128.
- Dessai, S., and M. Hulme. (2007). Assessing the robustness of adaptation decisions to climate change uncertainties: A case study on water resources management in the East of England. *Global Environmental Change* 17:59-72.
- Dessai, S., X. F. Lu, and J. S. Risbey. (2005). On the role of climate scenarios for adaptation planning. *Global Environmental Change-Human and Policy Dimensions* 15:87-97.
- Dessai S. and J. van Sluijs (2007) Uncertainty and Climate Change Adaptation - a Scoping Study. Copernicus Institute, Utrecht.
- Dessai, S. and Hulme M. (2004). «Does climate adaptation policy need probabilities?» *Climate Policy* 4: 107-128.
- DET2STO, Génération automatique de modèles de programmation stochastique, réalisé par J. Thénié, Outil logiciel disponible en version libre à <http://www.ordecys.com/en/det2sto>.
- Drouet, L. and J. Thénié, An Energy-Technology-Environment Model to Assess Urban Sustainable Development Policies - Reference Manual, Ordecys Technical Reports, V2.1, 2009
- Dumas, P. and M. Ha-Duong, An Abrupt Stochastic Damage Function to Analyze Climate Policy Benefits, in *The Coupling of Climate and Economic Dynamics*, Vol 22, Springer editors, pp97-111, 2005.
- Ebinger J. and Vergara W. (2011). Climate Impacts on Energy Systems - Key Issues for Energy Sector Adaptation. The International Bank for Reconstruction and Development/The World Bank, 224 p.
- El Ghaoui, L., and H. Lebret. Robust solutions to least-square problems to uncertain data matrices. *SIAM Journal of Matrix Analysis and Applications*, 18 :1035–1064, 1997.
- Eskeland G. and Mideksa T.K. (2011). Climate Change Adaptation and Electricity Demand in Europe. *Journal of Mitigation and Adaptation to Climate Change*, Vol.15, pp. 877–897.
- Fedra K. and Haurie A., A decision support system for air quality management combining GIS and Optimization techniques, in Fragnière E. (ed), "Applications of Decision Analysis to Environmental Problems", Special Issue of *Int. J. of Environment and Pollution*, Vol.12, No. 2/3, pp.125-146,1999.
- Förster H. and Lilliestam J. (2010). Modeling thermoelectric power generation in view of climate change. *Regional Environmental Change* Volume 10, Number 4, pp.327-338.
- Fragnière E. and Haurie A., A stochastic programming model for energy/environment choices under uncertainty, *Int. J. Environment and Pollution*, Vol. 6, Nos. 4-6, pp.587-603, 1996.
- Fussel, H.-M. (2007) Adaptation planning for climate change: concepts, assessment approaches, and key lessons, *Sustainability science*, Vol.2, No 2, pp. 265-275.
- Fussel, H.-M. (2009) Ranking of national-level adaptation options. An editorial comment. *Climatic Change*
- GIEC (2000) : Scénarios d'émissions. Résumé à l'intention des décideurs. Rapport spécial du Groupe de travail II du GIEC, 27 pp. (Consulté le 19.09.2012) : <http://www.ipcc.ch/pdf/special-reports/spm/sres-fr.pdf>
- Groupe interministériel Impacts du changement climatique, adaptation et coûts associés en France (2009). Évaluation du coût des impacts du changement climatique et de l'adaptation en France. Rapport de la seconde phase. Partie III – Rapports des groupes sectoriels. 231 p. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Rapport-du-groupe-de-travail.html>
- Haberl H., Erb K.H., Krausmann F., Bondeau A., Lauk C., Müller C., Plutzer P. and Steinberger J.K. (2011). Global bioenergy potentials from agricultural land in 2050: Sensitivity to climate change, diets and yields. *Biomass and Bioenergy*, Vol.35, p. 4753-4769.
- Hallegatte S., (2009) Strategies to adapt to an uncertain climate change, *Global Environmental Change*, 19, p. 240-247.
- Hamalainen, R.P. and R. Karjalainen. 1992. Decision support for risk analysis in energy policy. *European Journal of Operational Research* 56:172-183.

- Hamududu B. and Killingtveit A. (2010). Estimating effects of climate change on global hydropower production. In: Hydropower'10, 6th International Conference on Hydropower, Hydropower supporting other renewables. Tromso, Norway, 1-3 February 2010, 13 pp.
- Haurie A., J. Kübler, A. Clappier and H. vanden Bergh, A Metamodeling Approach for Integrated Assessment of Air Quality Policies, Environmental Modeling and Assessment, Vol.9, pp. 1-12, 2003.
- Hawkins E. et Sutton R. (2009). The Potential to Narrow Uncertainty in Regional Climate Predictions. Bulletin of the American Meteorological Society 90 (8), 1095-1107 (2009). (Consulté le 22.08.2012):<http://dx.doi.org/10.1175/2009BAMS2607.1>
- Hulme, Mike (2008) Predicting, deciding, learning: can one evaluate the 'success' of national climate scenarios?. Environmental Research Letters 3(4)
- Hulme, Mike (2008) Governing and adapting to climate. A response to Ian Bailey's Commentary on 'Geographical work at the boundaries of climate change'. Transactions of the Institute of British Geographers.
- IEA, 2011. *World Energy Outlook 2011*. International Energy Agency. Available at: [www.worldenergyoutlook.org/](http://www.worldenergyoutlook.org/)
- Iimi A. (2007). Estimating Global Climate Change Impacts on Hydropower Projects: Applications in India, Sri Lanka and Vietnam. Policy Research Working Paper 4344, The World Bank, 40 p.
- INSEE, <http://www.insee.fr>, en particulier la partie Midi-Pyrénées, <http://www.insee.fr/fr/regions/midi-pyrenees/>
- IPCC (2007). Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Core Writing Team, Pachauri, R.K. and Reisinger, A. (Eds.) IPCC, Geneva, Switzerland, 104 pp
- IPCC. (2011). IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [O. Edenhofer, R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1075 pp.
- Jochem E. and Schade W. (2009). Report of the Reference and 2°C Scenario for Europe. Adaptation and Mitigation Strategies Supporting European Climate Policy, Deliverable M1.2, 250 p.
- Kelly P. M. and Adger, N. W. (2000). «Theory and Practice in Assessing Vulnerability to Climate Change and facilitating Adaptation.» Climatic Change 47: 325-352.
- Kirkinen J., Martikainen A., Holttinen H., Savolainen I., Auvinen O. and Syri S. (2005). *Impacts on the energy sector and adaptation of the electricity network business under a changing climate in Finland*. FINADAPT Working Paper 10, Finnish Environment Institute Mimeographs 340, Helsinki, 36 pp.
- Larrivée, C. and Simonet G. (2007). The use of climate scenarios at the municipal level. In Climate Change : A Guide to Policy and Practice for Canadian Municipalities.
- Lecocq F. and Z. Shalizi (2007) Balancing Expenditures on Mitigation of and Adaptation to Climate Change WP 4299, World Bank, Washington.
- Lehner B., Czisch G. and Vassolo S. (2005). The impact of global change on the hydropower potential of Europe: a model-based analysis. *Energy Policy* 33: 839-855.
- Lempert, R.J., Groves, D.G., Popper, S.W., Bankes, S.C., (2006) A general, analytic method for generating robust strategies and narrative scenarios. *Management Science* 52 (4), 514-528.
- Linnerud K., Mideksa T.K. and Eskeland G.S. (2011). The Impact of Climate Change on Nuclear Power Supply. *The Energy Journal*, Vol. 32, Issue 1, pp. 149-168.
- Loulou, R., M. Labriet, A. Kanudia (2009a) Deterministic and Stochastic Analysis of alternative climate targets under differentiated cooperation regimes, *Energy Economics*, 31, supp. 2, S131-S143.
- Loulou, R., M. Labriet, A. Kanudia (2009b), Modeling Uncertainty in a Large scale integrated Energy-Climate Model, special issue of Environmental Modeling and Assessment.
- Magnan A., B. Garnaud, R. Billé, F. Gemenne, S. Hallegatte (2009) La Méditerranée au futur des impacts du changement climatique aux enjeux de l'adaptation, IDDRI.
- MEDDTL (2011). Plan national d'adaptation de la France aux effets du changement Climatique, 2011 - 2015. Ministre de l'Écologie, du Développement Durable, des Transports et du Logement. <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-Plan-national-d-adaptation,22978.html>

- Mima S. and Criqui P. (2009). Assessment of the impacts under future climate change on the energy systems with the POLES model. In: International Energy Workshop 17–19 June, 2009, Fondazione Giorgio Cini, Italy.
- Mirasgedis, S., Y. Sarafidis, E. Georgopoulou, V. Kotroni, K. Lagouvardos, D.P. Lalas, Modeling framework for estimating impacts of climate change on electricity demand at a regional level: Case of Greece, Energy conversion and management 48 (2007).
- Moriarty P. and Honnery D. (2012). What is the global potential for renewable energy? Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 16, pp. 244– 252
- Mukheibir P. (2007). Possible climate change impacts on large hydroelectricity schemes in Southern Africa. Journal of Energy in Southern Africa, Vol.18, No.1, 6p.
- Nordhaus and Boyer, «Warming the World: Economic Models of Global Warming», MIT Press, Cambridge, Mass, 2000.
- OBOE, Oracle Based Optimization Engine, logiciel libre réalisé sous la direction de J.-Ph. Vial, disponible sur le site COIN-OR, <http://www.coin-or.org/projects/OBOE.xml>.
- Office régional des transports, <http://ortmidipyrenees.com/>, annuaire régional des transports.
- OPCC [http://www.opcc-ctp.org/index.php?option=com\\_content&view=article&id=47%3Aaccueil&catid=2%3Aaccueil&Itemid=15&lang=fr](http://www.opcc-ctp.org/index.php?option=com_content&view=article&id=47%3Aaccueil&catid=2%3Aaccueil&Itemid=15&lang=fr)
- OREMIP, 2011. Chiffres clés de l'énergie et des gaz à effet de serre en Midi-Pyrénées. 2009 (disponibles en décembre 2011). Observatoire Régional de l'Énergie de Midi-Pyrénées. <http://www.oremip.fr/>
- Ouranos (2004). S'adapter aux changements climatiques, Montréal. 91 p. <http://www.ouranos.ca/fr/publications/resultats.php?q=&t=&tri=&p=1#rs>
- Peings Yannick (Météo-France/CNRM), Marc Jamous (IPSL), Serge Planton (Météo-France/CNRM), Hervé Le Treut (IPSL) (2011). Scénarios climatiques : indices sur la France métropolitaine pour les modèles français ARPEGE-Climat et LMDz et quelques projections pour les DOM-COM. Mission confiée à Jean Jouzel . Météo-France, Institut Pierre Simon Laplace, 140 p. [http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/onerc\\_rapport\\_mission\\_jouzel\\_25janv2011\\_complet\\_8Mo.pdf](http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/onerc_rapport_mission_jouzel_25janv2011_complet_8Mo.pdf)
- Quinet Alain, «La valeur tutélaire du carbone», Centre d'Analyse Stratégique, 2009
- Région Midi-Pyrénées (2011). Schéma Régional Climat Air Énergie (SRCAE) de Midi-Pyrénées. Projet de schéma soumis à consultation. Document principal + Annexes. [http://www.territoires-durables.fr/upload/SRCAE/SRCAE\\_LeRapport.pdf](http://www.territoires-durables.fr/upload/SRCAE/SRCAE_LeRapport.pdf) et [http://www.territoires-durables.fr/upload/SRCAE/SRCAE\\_LesAnnexes.pdf](http://www.territoires-durables.fr/upload/SRCAE/SRCAE_LesAnnexes.pdf)
- Roe, G. H. and Marcia B. Baker, Why Is Climate Sensitivity So Unpredictable?, Science, vol.318, 5850, pp 629-632, 2007.
- Rübhelke D. and Vögele S. (2011). Distributional Consequences of Climate Change Impacts on the Power Sector: Who gains and who loses? CEPS Working Document No. 349, Centre for European Policy Studies, 21 p.
- Simonet, Guillaume (2009) Le concept d'adaptation : polysémie interdisciplinaire et implication pour les changements climatiques. Natures Sciences Sociétés 17(4).
- Soyster, A.L. Convex programming with set-inclusive constraints and applications to inexact linear programming. Operations Research, 21 :1154–1157, 1973.
- Stern, N. «The economics of climate change: the Stern review» Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 2006
- Seljom P., Rosenberg E., Fidje A., Haugen J-A, Meir M., Rekstad J. and Jarlset T. (2011). Modelling the effects of climate change on the energy system — A case study of Norway. Energy Policy, doi:10.1016/j.enpol.2011.08.054.
- Thénier, J., J.-Ph. Vial, Ch. van Delft, Automatic formulation of stochastic programs via an algebraic modeling language, Computational Management Science, 4(1), p.17-40, 2007.
- Winkler, Julie A. (2010) A conceptual framework for multi-regional climate change assessments for international market systems with long-term investments. Climatic Change.
- Yohe G. (2000) «Assessing the Role of Adaptation in Evaluating Vulnerability to Climate Change.» Climatic Change 46: 371-390.

## ANNEXES (BD ET MATHS)

### Formulation mathématique d'ETEM-AR

#### Définition des principaux ensembles et variables du modèle

Ensembles :

- TIME : ensemble des périodes
- S : ensemble des Timeslices
- C : ensemble des commodités
- L : ensemble des régions
- P : ensemble des technologies
- P\_PROD[c] : ensemble des technologies produisant la commodité c
- P\_CONS[c] : ensemble des technologies consommant la commodité c
- P\_MAP[l] : ensemble des technologies présentes dans la région l
- C\_MAP[p] : ensemble des commodités produites ou consommées par la technologie p

Variables :

- OBJ : fonction objectif
- COST : coût total du système énergétique
- VUL : vulnérabilité du système énergétique
- COM : variable d'activité
- ICAP : variable d'investissement
- EXP : exportations
- IMP : importations
- EMI : émissions

Concernant les paramètres du modèle, nous pensons que leurs noms sont suffisamment explicites pour ne pas avoir à en faire la liste et la description.

### Formulation déterministe avec vulnérabilité

$$\min \mathbf{OBJ} = (1 - \nu)\mathbf{COST} + \nu\mathbf{VUL}$$

*s.t.*

$$\mathbf{COST} \geq (1 + \text{disc.rate})^{-\text{nb.years}[t]} \left\{ \begin{array}{l} \sum_{l \in L, p \in P\_MAP[l]} \text{cost\_icap}[t, p] \mathbf{ICAP}[t, l, p] \\ + \sum_{l \in L, p \in P\_MAP[l]} \text{fixom}[t, p] \left( \sum_{\substack{k \in \{0 \dots t\} : \\ \text{life}[p] \geq k + 1, \\ t - k \geq \text{avail}[p]}} \mathbf{ICAP}[t, l, p] \right. \\ \left. \sum_{s \in S} \left( \sum_{l \in L, p \in P\_MAP[l]} \text{varom}[t, p] \sum_{c \in C\_ITEMS[\text{flow.act}[p]]} \mathbf{COM}[t, s, l, p, c] \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{c \in IMP} \text{cost\_imp}[t, s, c] \mathbf{IMP}[t, s, c] - \sum_{c \in EXP} \text{cost\_exp}[t, s, c] \mathbf{EXP}[t, s, c] \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{\substack{l \in L, p \in P\_MAP[l], \\ c \in C\_MAP[p]}} \text{cost\_deliv}[t, s, p, c] \mathbf{COM}[t, s, l, p, c] \right) \right. \\ \left. + \sum_{\pi \in POL} \text{taxe}[t, \pi] \mathbf{EMI}[t, \pi] \right. \\ \left. - \sum_{\substack{l \in L, p \in P\_MAP[l] : \\ t \geq \text{avail}[p] \ \& \ (t + \text{life}[p]) \geq T + 1}} \text{salvage}[t, p] \text{cost\_icap}[t, p] \mathbf{ICAP}[t, l, p] \right\} \end{array} \right.$$

$$\mathbf{VUL} = \sum_{\substack{t \in T\_vul, s \in S, l \in L, \\ p \in P\_MAP[l] \cap Act\_Vul \\ c \in C\_ITEMS[\text{flow.act}[p]]}} \text{act\_vul\_weight}[p] \mathbf{COM}[t, s, l, p, c] \\ + \sum_{\substack{t \in T\_vul, s \in S, \\ c \in Com\_Vul}} \text{com\_vul\_weight}[c] \mathbf{IMP}[t, s, c].$$

**Basic commodity balance equations (by type) ensuring that production  $\geq$  consumption.**

$\forall t \in \text{TIME}, s \in S, c \in C$

$$\sum_{l \in L, p \in P\_PROD[c] \cap P\_MAP[l]} (\text{COM}[t, s, l, p, c] + \text{IMP}[t, s, c]) \times \text{network\_efficiency}[c] \quad (1)$$

$$\geq \sum_{l \in L, p \in P\_CONS[c] \cap P\_MAP[l]} \text{COM}[t, s, l, p, c] \quad (2)$$

$$+ \text{frac\_demD}[t, s, c] \times \text{demand}[t, c] + \text{EXP}[t, s, c] \quad (3)$$

**Capacity utilization equation.**  $\forall t \in \text{TIME}, s \in S, c \in C, p \in P\_MAP[l]$

$$\sum_{c \in C\_ITEMS[\text{flow\_act}[p]]} \text{COM}[t, s, l, p, c] / \text{act\_flo}[p, c] \quad (4)$$

$$\leq \text{avail\_factor}[t, s, p] \times \text{cap\_act}[p] \times \text{fraction}[s] \times \quad (5)$$

$$\left( \sum_{k \in 0 \dots t: \text{life}[p] \geq k+1, t-k \geq \text{avail}[p]} \text{ICAP}[t-k, l, p] + \text{fixed\_cap}[t, l, p] \right) \quad (6)$$

**Basic balance equations for storage between time-slices of commodities.**  $\forall t \in \text{TIME}, s \in S_s, c \in C_s$

$$\left( \sum_{l \in L, p \in P\_PROD[c] \cap P\_MAP[l], \sigma \in PRED\_S[s]} \text{COM}[t, \sigma, l, p, c] \right) \times \text{network\_efficiency}[c]$$

$$= \sum_{l \in L, p \in P\_CONS[c] \cap P\_MAP[l]} \text{COM}[t, s, l, p, c];$$

**Constraints of null storage for commodities of storage at starting time-slices.**  $\forall l \in L, t \in \text{TIME}, c \in C_s, s \in S \notin S_s[c], p \in P\_CONS[c] \cap P\_MAP[l]$

$$\text{COM}[t, s, l, p, c] = 0;$$

**Activity bound constraints.**  $\forall t \in \text{TIME}, s \in S, l \in L, p \in P\_MAP[l]$

$$\sum_{c \in C\_ITEMS[\text{flow\_act}[p]]} \text{COM}[t, s, l, p, c] / \text{act\_flo}[p, c] \geq \text{act\_bnd\_lo}[t, s, l, p]$$

$$\sum_{c \in C\_ITEMS[\text{flow\_act}[p]]} \text{COM}[t, s, l, p, c] / \text{act\_flo}[p, c] \leq \text{act\_bnd\_up}[t, s, l, p]$$

**Bounds on imports.**  $\forall t \in \text{TIME}, s \in S, c \in C$

$$\sum_{s \in S} \text{IMP}[t, s, c] \leq \text{imp\_tot\_bnd\_up}[t, c]$$

$$\sum_{s \in S} \text{IMP}[t, s, c] \geq \text{imp\_tot\_bnd\_lo}[t, c]$$

**Bounds on exports.**  $\forall t \in \text{TIME}, s \in S, c \in C$

$$\sum_{s \in S} \text{EXP}[t, s, c] \leq \text{exp\_tot\_bnd\_up}[t, c]$$

$$\sum_{s \in S} \text{EXP}[t, s, c] \geq \text{exp\_tot\_bnd\_lo}[t, c]$$

**Capacity bound constraints.**  $\forall t \in \text{TIME}, l \in L, p \in \text{P\_MAP}[l]$

$$\sum_{k \in 0 \dots t: \text{life}[p] \geq k+1 \ \& \ t-k \geq \text{avail}[p]} \text{ICAP}[t-k, l, p] + \text{fixed\_cap}[t, l, p] \geq \text{cap\_bnd\_lo}[t, l, p]$$

$$\sum_{k \in 0 \dots t: \text{life}[p] \geq k+1 \ \& \ t-k \geq \text{avail}[p]} \text{ICAP}[t-k, l, p] + \text{fixed\_cap}[t, l, p] \leq \text{cap\_bnd\_up}[t, l, p]$$

**Investment in new capacity bound constraints.**  $\forall t \in \text{TIME}, l \in L, p \in \text{P\_MAP}[l]$

$$\text{ICAP}[t, l, p] \leq \text{icap\_bnd\_lo}[t, l, p];$$

$$\text{ICAP}[t, l, p] \geq \text{icap\_bnd\_lo}[t, l, p];$$

## Equations robustes

### Robust constraints for uncertainty availability factors

Total capacity utilization equation for uncertain technologies:  $\forall t \in \text{TIME}, s \in S, l \in L$

$$\begin{aligned} & \sum_{p \in \text{P\_MAP}[l] \cap \text{P\_rob}, c \in \text{C\_ITEMS}[\text{flow\_act}[p]]} \text{COM}[t, s, l, p, c] / \text{act\_flo}[p, c] \leq \\ & \sum_{p \in \text{P\_MAP}[l]; p \in \text{P\_rob}} (\text{avail\_factor}[t, s, p] \times \text{cap\_act}[p] \times \text{fraction}[s] \times \\ & ( \sum_{k \in 0..t: \text{life}[p] \geq k+1, \&t-k \geq \text{avail}[p]} \text{ICAP}[t-k, l, p] + \text{fixed\_cap}[t, l, p]) ) \\ & - (k_1[t, s, l] \times \mathbf{V}[t, s, l] + \sum_{p \in \text{P\_MAP}[l] \cap \text{P\_rob}} \mathbf{U}[t, s, l, p]) \end{aligned}$$

Additional constraints:  $\forall t \in \text{TIME}, s \in S, l \in L, p \in \text{P\_MAP}[l] \cap \text{P\_rob}$

$$\begin{aligned} \mathbf{V}[t, s, l] + \mathbf{U}[t, s, l, p] & \geq \text{avail\_factor\_var}[t, s, p] \times \text{avail\_factor}[t, s, p] \times \text{cap\_act}[p] \\ & \times \text{fraction}[s] \times ( \sum_{k \in 0..t: \text{life}[p] \geq k+1, \&t-k \geq \text{avail}[p]} \text{ICAP}[t-k, l, p] + \text{fixed\_cap}[t, l, p] ); \end{aligned}$$

### Robust constraints for uncertainty investment costs

Modified COST objective : We just add a part to the COST inequality

$$\begin{aligned} \text{COST} & \geq \dots \text{ same as above } \dots \\ & + (1 + \text{disc\_rate})^{\text{nb\_years}[t]} \times \sum_{t \in T} (k_2[t] \times \mathbf{V}_2[t] + \sum_{p \in \text{P\_rob2}} \mathbf{U}_2[t, p]) \end{aligned}$$

Additional constraints:  $\forall t \in \text{TIME}, p \in \text{P\_rob2}$

$$\begin{aligned} \mathbf{V}_2[t] + \mathbf{U}_2[t, p] & \geq \sum_{l \in L: p \in \text{P\_MAP}[l]} \text{cost\_icap}[t, p] \times \text{cost\_icap\_var}[t, p] \\ & \times \text{ICAP}[t, l, p] / (1 + \text{disc\_rate})^{\text{nb\_years}[t]}; \end{aligned}$$

## Base de données ETEM-AR

Voir document annexe intitulé « RAPPORT DE MISE À JOUR ET ADAPTATION DE LA BASE DE DONNÉES DU MODÈLE ETEM EN VUE DE SON UTILISATION EN MIDI-PYRÉNÉES ».