

Les territoires ultramarins face à la transition énergétique : les apports d'un MEGC pour La Réunion

Garabedian Sabine

Résumé

A la fois, moteur du développement et à l'origine des émissions de gaz à effet de serre, le secteur énergétique revêt un intérêt tout particulier dans les politiques de développement du fait de son ambivalence. La transition énergétique qui vise à réduire le recours aux énergies fossiles tout en maintenant une dynamique économique est donc un enjeu fondamental pour toutes économies, enjeu d'autant plus important pour les territoires ultramarins porteurs de handicaps structurels. Dans ce cadre, cet article vise à apporter des éclairages sur des mesures adaptées aux spécificités des territoires ultramarins. Pour ce faire, nous présentons les structures et les enjeux du secteur énergétique dans ces territoires en mettant l'accent sur le cas de La Réunion, puisqu'elle a comme ambition d'atteindre l'autonomie électrique en 2030. Nous proposons ensuite un modèle d'équilibre général calculable (GetRun-NRJ) qui rend compte de ces spécificités afin de simuler les effets de l'instauration d'une taxe supplémentaire sur les énergies fossiles dans une situation d'augmentation de la demande d'énergie. Les résultats montrent alors que, toutes choses égales par ailleurs (scénario 1), une telle taxe permet une substitution entre production d'énergie d'origine fossile et renouvelable, tout en ayant des effets d'entraînement positifs sur l'économie. Cependant, l'augmentation de la demande (scénario 2), a quant à elle des effets négatifs sur l'économie, de telle sorte qu'en appliquant une taxe dans une situation de supplément de demande (scénario 3), les effets positifs de la taxe sont amoindries d'une part, et d'autre part, elle ne suffit plus à assurer la substitution entre production d'énergie d'origine fossile et renouvelable.

Mots-clés : transition énergétique, modèle d'équilibre général calculable, taxe, territoires ultramarins.

Classification JEL : O13, Q42, Q43, Q48

1 Introduction

En raison de leur caractéristiques spécifiques, les économies ultramarines sont confrontées à de fortes pressions environnementales qui rendent leur territoire particulièrement vulnérable aux effets du changement climatique. Dans une logique d'adaptation, le Grenelle de l'environnement a émis le souhait de faire de ces territoires des modèles environnementaux à travers l'article 49, qui vise l'autonomie énergétique avec un objectif intermédiaire de 50% des énergies renouvelables en 2030. Particulièrement engagée sur le chemin de cette transition, La Réunion va plus loin en visant l'autonomie électrique dès 2030. Cette stratégie d'autonomie, quelle soit énergétique ou électrique, est basée sur une double action : d'une part, une plus grande maîtrise de la demande d'énergie et d'autre part, une production électrique 100% renouvelable.

Or, ces régions connaissent des handicaps structurels qui pèsent fortement sur leur système de production d'énergie. Notamment, une forte dépendance aux énergies fossiles qui les rend d'autant plus vulnérable ou encore, l'éloignement et l'étroitesse du territoire qui sont à l'origine de nombreux surcoûts. Cependant, en raison de leur environnement naturel très riche, elles ont également un potentiel exceptionnel de production d'énergie renouvelable comme l'énergie solaire, éolienne, géothermique, l'énergie de la mer (conversion de l'énergie thermique des mers et énergie des vagues), la biomasse ou encore l'hydroélectricité. Pourtant, ce potentiel est sous-exploité malgré des technologies arrivées désormais à maturité et une baisse considérable de leurs coûts de production, du fait de l'existence de verrouillages technologiques importants.

Ainsi, malgré la nécessité à la fois économique et environnementale, la transition énergétique ne s'opère pas mécaniquement. Il appartient donc aux pouvoirs publics d'intervenir. Or, cela soulève plusieurs questions, à commencer par savoir quels instruments sont susceptibles de servir de levier vers une plus grande utilisation des énergies renouvelables ? Et quels seront les impacts macroéconomiques en termes d'emploi, de chômage, de développement des secteurs d'activité, ou de croissance économique de ces différentes mesures ?

Afin d'apporter un éclairage sur ces questions, nous avons construit un modèle d'équilibre général calculable (MEGC) qui prend en compte les caractéristiques particulières du secteur énergétique dans un cadre insulaire. Ces territoires faisant partie des zones non-interconnectées (ZNI), cela implique une autarcie du secteur énergétique dans le sens où la production secondaire comme la consommation ne peuvent être ni importées, ni exportées. De plus, ces territoires ne possèdent généralement pas de ressources fossiles

propres (gaz, charbon, pétrole) ce qui implique, un approvisionnement en énergie primaire d'origine fossile intégralement importé tandis que la production primaire d'origine renouvelable est exclusivement locale. Ce modèle, GetRun-NRJ, a été calibré sur des données réunionnaises pour 2008.

La suite de cet article est articulé comme suit. Dans une première section nous présenterons les caractéristiques du secteur énergétique en précisant le cadre institutionnel de La Réunion qui a mené au développement du secteur énergétique tel qu'on le connaît aujourd'hui, avant de mettre en avant les spécificités communes aux territoires ultramarins. Puis dans une seconde section, nous présenterons le MEGC GetRun-NRJ, en détaillant tout particulièrement la modélisation du secteur énergétique. Nous analyserons enfin, des simulations visant à favoriser la transition énergétique à travers l'instauration d'une taxe supplémentaire sur les énergies fossiles, dans un premier temps toute chose égale par ailleurs, puis en tenant compte de l'augmentation tendancielle de la demande d'énergie.

2 Les enjeux énergétiques des territoires ultramarins

A l'heure de la COP21, le secteur énergétique revêt un intérêt tout particulier dans les politiques de développement du fait de son ambivalence. En effet, l'énergie est le moteur du développement puisqu'elle est nécessaire au bon fonctionnement de toute structure productive, mais elle est également à l'origine des émissions des gaz à effet de serre. 75% de ces émissions proviennent des hydrocarbures (charbon, pétrole, gaz) qui sont utilisés dans la production d'électricité ou dans les transports. Réduire ce recours aux énergies fossiles tout en maintenant une dynamique économique est donc un enjeu fondamental pour l'ensemble des territoires. Cet enjeu apparaît d'autant plus important pour les territoires ultramarins qui sont des zones non-interconnectées (ZNI) et largement dépendantes de ces énergies fossiles. Conscients de cette nécessité, les pouvoirs publics ont élaboré divers plans climat-énergie depuis 2003¹ qui vise l'autonomie énergétique des territoires d'outre-mer avec un objectif intermédiaire de 50% des énergies renouvelables en 2030. Ces plans se déclinent tant sur le plan européen, national que régional et la région de La Réunion va plus loin en ciblant l'autonomie électrique

1. L'appellation "plan climat-énergie" date de 2004 au niveau national avec le PCN (plan climat national) et les PECT (plans climat territoriaux), et de 2008 au niveau européen (paquet Climat-Énergie), mais dès 2003, Jacques Chirac s'engage à réduire les émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050, proposition qui sera repris en 2004 dans le "plan climat" puis confirmé lors du Grenelle de l'Environnement de 2007.

dès 2030. Or, les mesures mises en place doivent être adaptées aux spécificités géographiques et économiques de ces territoires.

2.1 Les caractéristiques des territoires ultramarins

L’outre-mer compte aujourd’hui 2,6 millions d’habitants, dont 1,9 million dans les départements d’outre-mer (DOM) et près de 800 000 habitants dans les collectivités d’outre-mer (COM). En ce qui concerne l’énergie, les territoires d’outre-mer sont des zones non-interconnectées (ZNI²). Ils n’ont donc pas la possibilité d’importer ou d’exporter de l’énergie secondaire. Cette forte contrainte implique un réseau fermé, le plus souvent faiblement connecté (avec peu de points de raccordement), devant être en équilibre constant entre production et consommation, ce qui en fait un réseau fragile. Cependant, du fait de leur exposition, ils disposent généralement d’un fort potentiel diversifié de ressources renouvelables qui s’avère être un atout considérable.

En 2014, les DOM produisaient 405 Ktep (Kilo tonne d’équivalent pétrole) d’énergie primaire renouvelable. Cette production a triplé en l’espace de 20 ans (voir figure 1), notamment grâce au développement de l’énergie photovoltaïque et de la géothermie électrique. Historiquement, l’énergie hydraulique était la première source d’énergie permettant à certaine région d’être totalement indépendante. Cependant, elle n’a pu faire face à l’augmentation de la demande et la production est restée relativement constante depuis les années 2000. Ainsi aujourd’hui, l’énergie hydraulique reste la première source d’énergie dans la production électrique (49%) mais dans la production primaire, elle est la deuxième (20%) derrière la biomasse (36%). En effet, certains de ces territoires comme la Réunion, la Guadeloupe et la Martinique ont d’importantes cultures de canne à sucre ce qui leur permet d’utiliser la bagasse, résidu de leur exploitation, à des fins de combustible.

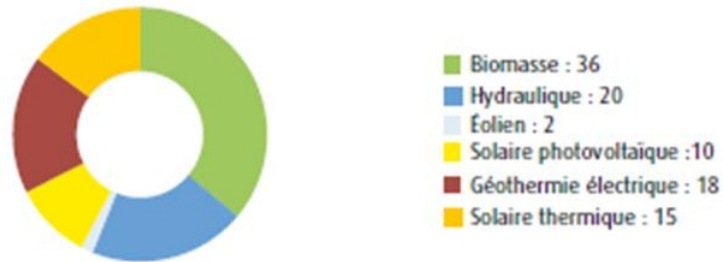
2.1.1 Une demande doublement dynamique

Ces territoires ont connus, et connaissent encore, un développement rapide, tant sur le plan démographique qu’économique (tableau 1). Cette dynamique s’accompagne d’une forte progression de la demande d’énergie. Depuis les années 1980, la croissance démographique est de l’ordre de 1,8% par an de 1982 à 1990, puis de 1,5% de 1990 à 1999, et 1,3% de 1999 à 2006. Même si ce taux a tendance à diminuer, il reste néanmoins élevé par rapport à la métropole où il avoisine 0,5%. De plus, on observe également une forte crois-

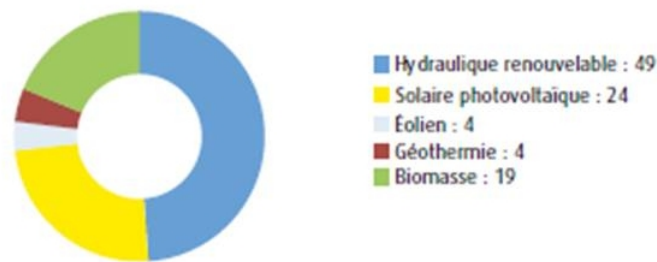
2. Les ZNI françaises sont constituées de la Corse, la Guadeloupe, la Martinique, la Guyane, La Réunion, Saint-Pierre et Miquelon, et les Iles Bretonnes.

FIGURE 1 – Evolution du mix-énergétique renouvelable entre 1990 et 2014 dans les DOM

Production primaire d'énergie renouvelable par filière en 2014



Production d'électricité renouvelable par filière en 2014



sance économique de l'ordre de 3,7% par an entre 1980 et 2009, du fait du phénomène de rattrapage.

TABLE 1 – Taux de croissance démographique et économique des DOM entre 1980 et 2009

| Démographique | | Economique | |
|---------------|-------------|------------|-------------|
| Années | Taux crois. | Années | Taux crois. |
| 1982-1990 | 1,8 | 1980-1985 | 3,5 |
| | | 1985-1990 | 5,9 |
| 1990-1999 | 1,5 | 1990-1995 | 2,7 |
| | | 1995-2000 | 3,9 |
| 1999-2006 | 1,3 | 1999-2009 | 2,7 |

Pour répondre à cette dynamique conjointe, ces territoires ont dû déployer rapidement une production énergétique destiné à une utilisation productive et domestique. Ils ont eu recours massivement aux énergies fossiles (charbon

et fioul) qui étaient alors plus facile d'accès et peu onéreuses. Une conséquence de cette trajectoire de développement qui s'avère particulièrement importante pour les territoires ultramarins, est un taux de dépendance énergétique³ de près de 90% en moyenne (et qui peut atteindre jusqu'à 95% en Martinique) contre environ 50% en métropole (2012). Or, cela fragilise ces territoires dont la vulnérabilité économique est déjà importante (Briguglio, 1995) en augmentant leur vulnérabilité énergétique, comme le montre Bayon (2007) qui intègre la vulnérabilité énergétique comme l'une de ses composantes. L'intégration de cette dimension permet de mettre en lumière deux aspects : le poids des importations incompressibles qui sont essentielles aux processus de production, les considérations environnementales comme les émissions de gaz à effet de serre engendrées par l'utilisation des énergies fossiles (Angeon et Saffache, 2010).

2.1.2 Un secteur porteur de nombreux surcoûts

La forte vulnérabilité n'est pas la seule conséquence de cette spécialisation qui pèse sur les économies des ZNI. En effet, ces territoires sont également caractérisés par de forts surcoûts dans le secteur énergétique du fait de leurs caractéristiques géographiques et socio-économiques. Cela transparaît dans la structure de ces surcoûts qui touchent les ZNI comme la métropole continentale (CRE, 2015). En 2015, les surcoûts prévisionnels pour l'ensemble du territoire français était de 6340,8 millions d'euro dont 2097 millions pour l'ensemble des ZNI soit 33% (2).

Les surcoûts peuvent être attribués à la structure de leur production, aux dispositions sociales et aux contrats d'achat. Pour la métropole continentale, la quasi-totalité des surcoûts sont imputables aux contrats d'achat (99,4%), alors qu'ils ne représentent que la moitié des surcoûts en ZNI soit 1066,2 millions d'euros. Cela vient du fait que les ZNI sont également exposés à d'autres type de surcoûts.

Les surcoûts de production sont la différence entre le coût de production et le prix de vente identique sur l'ensemble du territoire selon le principe de péréquation tarifaire. Ils représentent un tiers du total dans les ZNI, soit 707,9 millions d'euros. Ils s'expliquent par des caractéristiques communes aux territoires insulaires, largement mises en exergue par la littérature (Logossah, 2007; Poirine, 2007; Bertram et Watters, 1985; Baldacchino, 2006). On retrouve ainsi, l'étroitesse du territoire qui empêche la réalisation d'économies

3. La dépendance (ou indépendance) énergétique est le rapport entre la production nationale d'énergies primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables) et la consommation en énergie primaire pour une année donnée (Insee).

TABLE 2 – Décomposition des charges prévisionnelles de la production d'électricité de 2015

| | ZNI M€ | part du total | MC M€ | part du total |
|--------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Surcoût de production | 707,9 | 33,76% | - | - |
| par EDF | 608,2 | 29% | - | - |
| par EDM | 99,7 | 0,05% | - | - |
| Surcoût contrat d'achat | 1066,2 | 50,84% | 4216,5 | 99,36% |
| par EDF | 1059 | 50,5% | 3971,8 | 93,6% |
| par Autre | 7,2 | 0,003% | 244,7 | 0,06% |
| Dispositions sociales | 322,9 | 15,4 | 27,3 | 0,006% |
| par EDF | 321,2 | 15,32% | - | - |
| par EDM | 1,7 | <0,001% | - | - |
| par autre | - | - | 27,3 | 0,006% |
| Total ZI/MC | 2097 | 33% | 4243,8 | 67% |
| Total | 6340,8 | | | |

d'échelle mais aussi, l'éloignement qui engendre des surcoûts liés aux transports lorsque les ressources sont importées comme c'est le cas des énergies fossiles.

De plus, si les coûts de production sont plus élevés qu'ailleurs, les recettes sont quant à elles, moins élevées car qu'une large partie de la population bénéficie de la tarification de "produit de première nécessité" qui réduit le coût d'achat de l'électricité. Cette tarification spéciale est entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2005⁴, puis a été rebaptisée "tarif de première nécessité" (TPN), élargissant l'assiette des ayants droit pour atteindre 4 millions de foyers bénéficiaires à la fin 2015⁵. Or, du fait d'un niveau de revenu en moyenne plus faible qu'en MC⁶, une grande partie des foyers bénéficiaires se situe dans les ZNI. Pour illustration, à La Réunion, 79000 foyers étaient concernés en 2013, soit plus de 25% des abonnés à EDF. Le montant de cette disposition sociale s'élève à 322,9 millions d'euro pour l'ensemble des ZNI (15,4%) contre seulement 27,3 millions d'euros en MC (<0,01%).

Enfin, les surcoûts engendrés par les contrats d'achat concerne l'électricité produite à partir d'énergies renouvelables, de cogénération et du diesel dispatchable. Ces surcoûts sont moins important dans les ZNI, du fait d'un effet

4. Décret n°2004-325 du 8 avril 2004.

5. Décret n°2013-1031 du 15 novembre 2013.

6. En 2012, le PIB par habitant des ZNI était globalement inférieur à celui observé en MC malgré des disparité importantes allant de -10% pour Saint-Pierre et Miquelon jusqu'à -79% pour Mayotte : -12% en NC, -31 en Martinique, -37% en Guadeloupe, -38% à La réunion, -49% en Polynésie Française, -51% en Guyane et -68% à Wallis-et-Futuna (IEDOM, INSEE, ISPF, ISEE, CEROM).

d'échelle puisque la production des ZNI s'élève à seulement à 6520,7 GWh contre 42135,3 GWh en MC. Or, si cela représente 13% du total de l'électricité produite, cela représente 20% des surcoûts engendrés par les contrats d'achat car le coût d'achat unitaire y est supérieur. Toute type d'énergie confondu le prix de rachat est de 219 euros/MWh dans les ZNI contre 139 euro/MWh en MC, soit 58% supplémentaire. De plus, les prix de rachat sont différenciés selon le type d'énergie. Or structurellement, le parc de production est plus onéreux dans les ZNI qu'en MC. La MC est tournée très majoritairement vers l'éolien (46%), puis dans de plus faible proportion, vers le photovoltaïque (15%), l'hydraulique (13%) et la cogénération (12%), qui sont des énergie peu couteuses (169,6 euros/MWh). Les ZNI ont quant à elles, développé principalement le thermique et la bagasse (41% et 33%) suivit de loin par photovoltaïque (10%), qui ont un coût unitaire plus élevé (292,5 euros/MWh). Cependant, quel que soit le type d'énergie considéré, le coût unitaire de production des énergies renouvelable tend à diminuer rapidement depuis une quinzaine d'années et cette diminution devrait se poursuivre dans les années à venir pour atteindre, selon l'Ademe (2015) un coût complet actualisé de 10 euros/MWh en moyenne pour l'ensemble des énergies renouvelables (de 5 à 17 euros/MWh). Le montant des contrats d'achat suivra alors cette diminution en réduisant progressivement le montant des surcoûts qui lui est attribué.

2.1.3 La prise en charge des surcoûts

L'ensemble des surcoûts n'est pas supporté directement par les utilisateurs finaux (consommateurs et entreprises) du fait de l'existence du principe de péréquation tarifaire. En effet, ce principe assure un prix unique pour tout les consommateurs, ce qui revient à le diviser par deux par rapport à son coût de production en Corse et dans les DOM⁷. D'un point de vue économique, deux arguments antinomiques pèsent sur ce principe. En effet, d'une part, il est légitime, puisqu'il existe des externalités de réseau (associées aux industries de réseau) qui contribuent au maintien d'activités économiques dans les régions qui seraient moins rentables, et qui sont souvent également les régions les plus fragiles. D'autre part, il n'est pas légitime, parce qu'il est porteur d'effets pervers ; le prix de l'électricité ne reflétant pas le réel coût de production, il ne joue donc plus son rôle de "signal" et engendre des conséquences importantes en terme d'offre et de demande. Cela créé une faible incitation à améliorer l'efficacité de la structure productive (énergétique et

7. En 2013 à La Réunion, le coût de production d'un MK était de 200 euros alors qu'il était vendu à 101,60 euros.

non-énergétique), et cela favorise une surconsommation des ménages et des entreprises (Syrota, 2000; Levratto, 2005).

De plus, ce principe de péréquation tarifaire est financé depuis 2000 par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), définie chaque année par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Cette taxe porte sur chaque MWh d'électricité consommé par tous les clients éligibles ou non. Le montant de cette taxe s'élevait en 2015, à 19,5 euros/MWh. Or, si du point de vue de la solidarité nationale ce principe peut être défendu, il paraît très modestement efficace en terme de redistribution d'un point de vu collectif (Levratto, 2005).

2.2 La transition réunionnaise

En accroissant la vulnérabilité économique et en augmentant les surcoûts de production de l'électricité, le recours aux énergies fossiles est donc l'une des causes de la fragilité des territoires ultramarins. La transition énergétique semble alors s'imposer comme une réelle urgence, tant sur le plan environnemental que sur le plan économique.

Cependant, si les territoires ultramarins partagent un grand nombre de caractéristiques, ils ne constituent pas pour autant un ensemble homogène dans leurs avancées dans cette transition. En ce sens, La Réunion est la plus engagée puisqu'elle a entamé des programmes depuis 2000 avec aujourd'hui une part des énergies renouvelables dans la production électrique qui dépasse les 30%.

2.2.1 Politiques régionales : au delà des impératifs nationaux

Le premier plan régional, le PRERURE⁸ est lancé en 2000 pour une durée de 6 ans. Il a donné lieu au programme énergétique STARTER⁹ adopté en 2009 par le Conseil Régional, et qui repose sur la la modélisation PETREL¹⁰ réalisé par l'ARER¹¹. Cette modélisation compare un scénario "tendanciel" au scénario "volontariste" proposé dans STARTER qui vise l'objectif d'autonomie électrique (production et consommation) en 2020 et d'autonomie énergétique (électricité et transport) en 2030.

8. Plan Régional d'Exploration et d'exploitation des énergies Renouvelables et d'Utilisation Rationnelle de l'Énergie

9. Stratégie d'Autosuffisance énergétique pour la Relance et la Transition de l'Économie Réunionnaise.

10. Plan Économique de Transition et de Relance via des Énergies 100% Locales

11. Agence Régionale de l'Énergie Réunion.

De plus, en 2008, à la suite du Grenelle et sous l'appui de l'État¹², La Réunion lance le programme GERRI (Grenelle Environnement à la Réunion, Réussir l'Innovation) visant l'autonomie énergétique en 2025. L'État prévoit alors dans la programmation pluri-annuelle des investissements (PPI) de 2009 de porter à 50% la part des énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie des ZNI (30% pour Mayotte) d'ici 2020. Mais par manque de financement et de véritable projet politique, ce projet sera abandonné début 2013.

Cependant, la région conserve l'idée d'un territoire 100% autonome en énergie et fin 2013, un plan mixte État-Région voit le jour sous la nom de SRCAE (schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie) dont le comité de pilotage rassemble le Conseil Régional, le Conseil Général, l'État, l'Ademe, Sidelec, et EDF. Ce programme doit encadrer les différents PCET (plan climat énergie territoire). Au fil du temps, l'objectif d'autonomie énergétique a laissé place à l'objectif d'autonomie électrique, plus accessible en terme de maîtrise de la demande, notamment dans le domaine des transports. De plus, pour les ZNI, tant que le parc de production électrique aura recours de façon aussi massive aux énergies fossiles, parler du développement des transports électriques qui sont l'une des composantes principales de la réduction des émissions dans le domaine des transports, ne fera que déplacer le problème.

La volonté politique qui se manifeste à travers ces divers plans, recouvre des enjeux pour la région de La Réunion qui transparaissent d'autant plus clairement lorsque l'on analyse les caractéristiques de ce secteur.

2.2.2 Le secteur de l'énergie à La Réunion

La Réunion consomme 1382 KTep d'énergie primaire pour une consommation finale de 958 KTep. Le détail de la répartition est donné sur le tableau 3.

L'énergie primaire est composée à 87% par des énergies fossiles et seulement 13% d'énergie renouvelable (voir figure 2). 44% est destinée à la production d'énergie secondaire (électricité et chaleur) et à 56% à la consommation finale dont 89% pour les transports. De ce fait, la quasi totalité du gazole et la moitié de l'essence importée à La Réunion sont destinés aux transports soit plus de la moitié de l'approvisionnement en énergie primaire.

Plus précisément, les ressources fossiles sont constituées de produits pétroliers (30,5%), de charbon (28,6%) et de gazole (27,8%). Elles sont presque totalement importées, puisque seules les huiles usagées, qui représente une toute petite quantité (1,4 KTep), sont une ressource locale.

12. N. Sarkozy ayant annoncé le lancement de ce projet comme un jalon de son programme présidentiel en octobre 2007.

TABLE 3 – Synthèse de l’approvisionnement, de la transformation et des consommations à La Réunion en 2014 (ORC, 2015)

| en Ktep | Fossile | | | Renouvelable | | | | Elec. | Chaleur | Total |
|---------|---------|-------------------|--------|--------------|--------------|---------|--------|-------|---------|-------|
| | Charbon | Produit pétrolier | Gazole | Bio-masse | Hydrau-lique | Solaire | Eolien | | | |

Production primaire et approvisionnement

| | | | | | | | | | | |
|--------------------------------|-----------------|--------------|--------------|----------------|-------------|-------------|------------|----------|----------|---------------|
| Ress. locales | | 1,4 | | 103,1 | 36,6 | 39,8 | 1,3 | | | 182,2 |
| Ress. Importées | 393,5 | 400,7 | 375,9 | | | | | | | 1170,1 |
| Var. Stock | 2,2 | 20,1 | 7,9 | | | | | | | 30,2 |
| Total conso. principale | 395,7 | 422,2 | 383,8 | 103,1 | 36,6 | 39,8 | 1,3 | 0 | 0 | 1382,4 |
| | 1201,7 (86,92%) | | | 180,8 (13,08%) | | | | | | |
| Ind.Énergétique | | | | | | | | | | 13,18% |

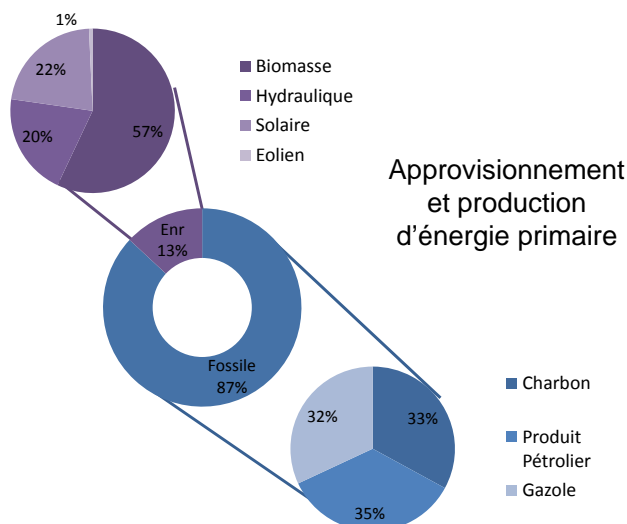
Production secondaire d’énergie

| | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|----------------|---------------|--------------|----------------|--------------|--------------|-------------|--------------|-------------|---------------|
| PE charbon | -395,7 | -1,4 | | | | | | 104,1 | | -293 |
| PE fioul-Gazole | | -132,2 | -5,2 | | | | | 60,6 | | -76,8 |
| PE renouvelable | | | | -102,6 | -36,6 | -39,8 | -1,3 | 80,9 | 67,7 | -31,7 |
| Total prod. secondaire | -395,7 | -133,6 | -5,2 | -102,6 | -36,6 | -39,8 | -1,3 | 245,6 | 67,7 | -401,5 |
| | 534,5 (74,78%) | | | 180,3 (25,22%) | | | | | | |
| Perte | | | | | | | | -22,2 | | -22,2 |
| Total distribution finale | 0 | 288,6 | 378,6 | 0,5 | 0 | 0 | 0 | 223,4 | 67,7 | 958,8 |

Consommation finale d’énergie

| | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|----------|---------------|---------------|-------------|----------|----------|----------|---------------|--------------|---------------|
| Résidentiel | | -23,2 | | | | | | -101,7 | | |
| Activités productive hors transport | | | -48,7 | -0,5 | | | | -121,7 | -67,7 | -363,4 |
| Transport | | -265,4 | -329,9 | | | | | | | -595,3 |
| Total conso. finales | 0 | -288,6 | -378,6 | -0,5 | 0 | 0 | 0 | -223,4 | -67,7 | -958,8 |

FIGURE 2 – Approvisionnement et production d'énergie primaire à La Réunion (2015)



Les produits pétroliers (essences, fioul lourd, carburéacteur, gaz et huile usagées) sont principalement destinés à la consommation finale (68,4%) notamment dans le secteur des transports (62,8%) et dans une moindre mesure, dans le secteur tertiaire (5,5%). Les 31,6% restant sont utilisés pour la production d'électricité (fioul lourd et huiles usagées). Le charbon est lui exclusivement consacré à la production d'électricité alors que le gazole sert à 98,8% à la consommation finale que ce soit des transports (86%) ou dans une moindre mesure au secteur agricole (12,9%) et seule une part infime est destiné à la production d'électricité (1,4%).

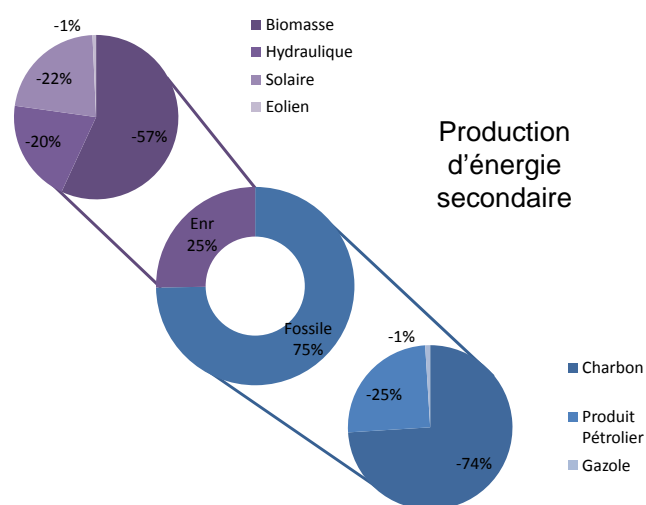
Ces ressources fossiles qui représentent 86,9% de l'approvisionnement primaire sont presque intégralement importées alors que les ressources renouvelables sont présentes localement. de ce fait, la dépendance énergétique du territoire est de 86,8%¹³ (contre 44,2% en France métropolitaine). Cela le rend fortement dépendant de l'extérieur et vulnérable aux fluctuations des cours mondiaux des matières premières

La Réunion produit à elle seule, presque la moitié des 405 KTep d'énergies renouvelables produit par l'ensemble des ZNI, soit 180 KTep. La part des énergies renouvelables augmente dans le mix-énergétique secondaire puisque 74,8% est d'origine fossiles contre 25,2% d'origine renouvelables (figure 3).

13. Ce taux s'est stabilisé depuis 2005 autour de 86-88%.

Parmi les énergies renouvelables, on trouve la biomasse, l'hydraulique, le solaire et l'éolien. Plus de 99,8% de ces ressources sont utilisées pour la production d'électricité ou la production de chaleur. La biomasse est le poste le plus important puisqu'il représente 57% des énergies renouvelables. Cette biomasse est principalement constituée de bagasse (96,3%) et dans une moindre mesure de biogaz (3,7%). Elle est utilisée conjointement pour la production d'électricité (31,2%) et de chaleur (68,8%) et dans une très faible mesure pour la consommation finale par le tertiaire. Le second poste est le solaire et l'hydraulique avec respectivement 22% et 20,2% des énergies renouvelables. Le solaire est composé pour moitié de photovoltaïque destiné à la production d'électricité et pour moitié de thermique destiné à la production de chaleur. L'hydraulique est quant à lui alloué exclusivement à la production électrique. Notons que la production éolienne est très marginale avec moins de 0,01% et qu'aucune production géothermique n'est installée dans cette région.

FIGURE 3 – Production d'énergie secondaire à La Réunion (2015)



En termes d'efficacité, 714,8 KTep d'énergie primaire sont utilisées pour produire de 291,1 KTep d'énergie secondaire (électricité et chaleur) soit une efficacité énergétique globale de 2,46¹⁴. Cependant, l'efficacité énergétique

14. L'efficacité énergétique s'obtient en rapportant les quantités d'énergie produites (électricité et chaleur) aux ressources nécessaires pour les produire. Ainsi, un coefficient de 2,46 signifie qu'il faudra 2,46 KTep d'énergie primaire pour produire 1 KTep d'énergie secondaire comme l'électricité ou la chaleur qui sera directement utilisable par les consommateurs (ménages et entreprises).

est propre aux différentes ressources et les résultats vont du simple au triple (tableau 4). Le charbon apparait comme le moins efficace avec un coefficient de 3,82 suivi du Fioul et du Gaz avec un coefficient de 2,27. Les énergies renouvelables (EnR) se présentent comme les plus efficaces avec un coefficient de 1,21 (sachant que la plupart de ces énergies ont un coefficient de 1 lorsque l'on considère exclusivement de la production électrique).

TABLE 4 – Coefficient d'efficacité énergétique par type de ressources

| en KTep | Ressources | Production | Coef. |
|------------------|------------|------------|-------|
| Charbon et huile | 397,1 | 104,1 | 3,82 |
| Fioul et Gaz | 137,4 | 60,6 | 2,27 |
| EnR | 180,3 | 148,6 | 1,21 |
| Total | 714,8 | 291,1 | 2,46 |

Ce déploiement d'énergies renouvelables se retrouve au niveau des surcoûts puisque les surcoûts dû aux contrats d'achat à La Réunion représente un tiers du total des contrats d'achat dans l'ensemble des ZNI (alors que les surcoûts de production ne représente que 7%).

Cependant, si les énergies renouvelables ont une place non négligeable dans le mix-énergétique de la Réunion, cette part est désormais en stagnation. Pourtant, d'autres énergies renouvelables sont aujourd'hui devenues des énergies matures, plus adaptées au territoire ultramarin et moins onéreuses que les énergies fossiles. Alors pourquoi ne s'opère-t-il pas une substitution entre les deux sources d'énergie ? Le fait est que le secteur énergétique demande des investissements lourds, conséquents et réguliers, ce qui crée des verrouillages technologiques importants. De ce fait, il appartient aux pouvoirs publics d'intervenir sur ce secteur afin de favoriser la transition énergétique pourtant nécessaire à ces territoires. Mais de quels outils disposent-ils ? Quelle est leur efficacité ? Quels sont les effets indirectes des différentes mesures ? Dans le but d'apporter un éclairage sur ces questions, nous avons développé un MEGC orienté sur le secteur énergétique que nous présentons ci-après.

3 Présentation du modèle d'équilibre général calculable

Les pouvoirs publics ont la possibilité d'influer sur le marché de l'énergie à travers différentes politiques afin de favoriser la transition énergétique. Parmi les instruments économiques, la fiscalité est un instrument largement utilisé. Cependant, ce type de politique sectorielle peut avoir des effets d'entraîne-

ment qui vont aller à contre sens des changements directement visés, et venir atténuer, voir inverser, les impacts globaux de la politique. Il est donc nécessaire d’analyser l’effet d’une telle politique en prenant en compte les effets indirects sur les autres secteurs d’activités.

Afin de capturer à la fois les effets directs et les effets rétroactifs, nous avons construit un le modèle d’équilibre général calculable, GetRun, pour l’île de la Réunion sur des données de 2008. Il s’appuie sur les travaux de (Decaluwé *et al.*, 2001; Lemelin, 2008; Decaluwé *et al.*, 2009; Robichaud *et al.*, 2012). C’est un modèle d’équilibre général calculable pour un seul pays, en situation de sous-emploi, et qui intègre des caractéristiques insulaires. La version GetRun-NRJ est une version qui porte une attention particulière sur le secteur de l’énergie. Cela nous a amené à désagréger de façon différente la production de l’énergie (branche) et l’utilisation de cette production (produit).

3.1 Cadre général

Le modèle présenté ici rend compte de l’économie réunionnaise et il prend en compte une sous-utilisation du facteur de production travail avec la présence de chômage. Sa structure de base se caractérise de la façon suivante.

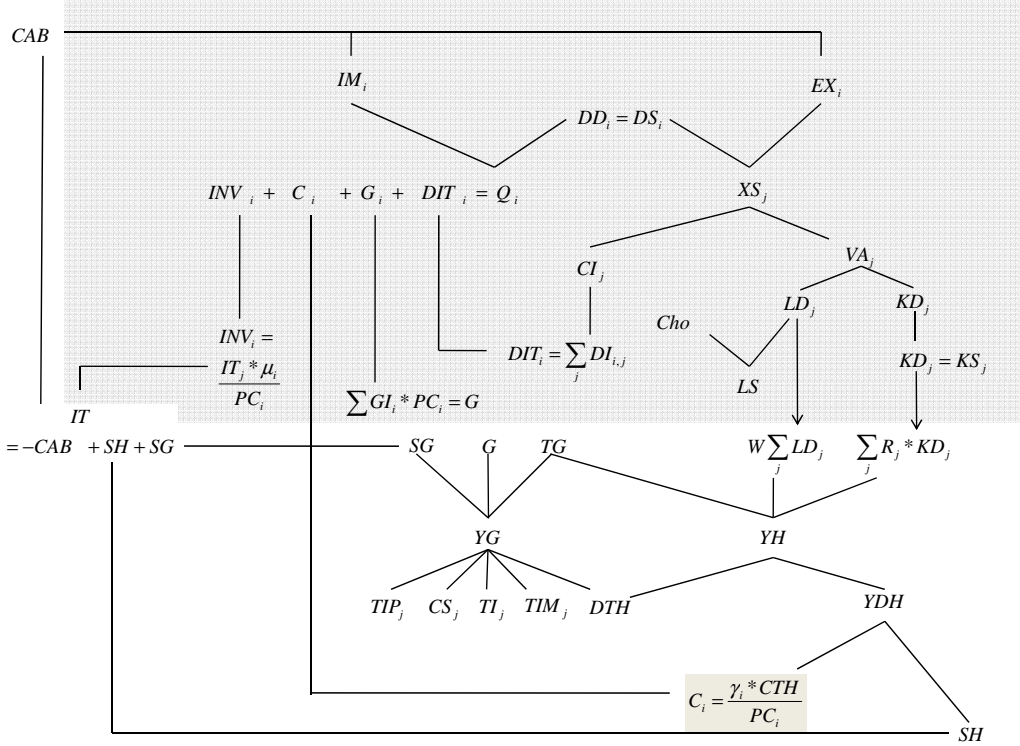
- un ménage,
- un gouvernement,
- un système de taxe sur : la production, les produits, le travail,
- une économie ouverte,
- un ensemble de 10 branches, J ,
- un ensemble de 10 produits, I (différents des branches),
- du chômage ;

L’interdépendance entre les différents agrégats de l’économie est représentée par la figure 4.

De plus, le modèle est alimenté par une matrice de comptabilité sociale caractérisant les flux économiques de La Réunion pour 2008. Cette matrice de comptabilité sociale comporte 7 comptes :

- facteurs de production,
- agents,
- taxes et Subvention,
- branches,
- produits,
- reste du monde.

FIGURE 4 – Mécanismes d'interdépendance dans GetRun



3.1.1 Production

La production totale de la branche j (XST_j) est une fonction Leontief de la valeur ajoutée (VA_j) et des consommations intermédiaires (CI_j) de la branche j , avec des coefficients techniques notés respectivement v_j et oi_j (équation 1 et 2).

$$VA_j = v_j \cdot XST_j \quad (1)$$

$$CI_j = io_j \cdot XST_j \quad (2)$$

Il y a également une stricte complémentarité entre les consommations intermédiaires en produit i par branche j ($DI_{i,j}$) avec un coefficient technique noté $aij_{i,j}$ (équation 3).

$$DI_{i,j} = aij_{i,j} \cdot CI_j \quad (3)$$

La valeur ajoutée dans le secteur j est une fonction Cobb-Douglas à rendement d'échelle constant du travail (LD_j) et du capital (KD_j) (équation 4).

$$VA_j = A_j \cdot LD_j^\alpha \cdot KD_j^{1-\alpha} \quad (4)$$

Ainsi, la demande de travail et de capital de chaque secteur j qui maximise le profit total est donc donnée par les équations 5 et 6 qui dépendent du prix de la valeur ajoutée (PVA_j), du taux de salaire incluant les taxes sociales de la branche j (WT_j), et du taux de rendement du capital dans la branche j (R_j).

$$LD_j = \frac{\alpha_j \cdot PVA_j \cdot VA_j}{WT_j} \quad (5)$$

$$KD_j = \frac{(1 - \alpha_j) \cdot PVA_j \cdot VA_j}{R_j} \quad (6)$$

3.1.2 Revenu et Epargne

Le revenu brut du ménage (YH) comptabilise l'ensemble des revenus perçus (équation 7). Il provient des salaires qui sont constitués de la somme de la demande de travail dans chaque branche d'activité (LD_j) qui est rémunérée à un taux de salaire unique (W), du revenu du capital constitué de la somme de la demande de capital (KD_j) rémunéré au taux de rendement propre à chaque branche (R_j) et des transferts de l'État (TG).

$$YH = W \sum_j LD_j + \sum_j R_j * KD_j + TG \quad (7)$$

Le revenu disponible des ménages (YDH) est alors le revenu brut amputé des impôts directs (DTH). L'épargne du ménage (SH) est supposée être une proportion fixe, ψ , de ce revenu. De ce fait, le budget alloué pour la consommation (CTH) est donc le revenu disponible diminué de cette épargne (équation 8 à 10).

$$YDH = YH - DTH \quad (8)$$

$$SH = \psi YDH \quad (9)$$

$$CTH = YDH - SH \quad (10)$$

Le revenu de l'état provient des recettes des différentes taxes (équation 11). Les recettes des impôts directs mais aussi les recettes provenant des cotisations sociales prélevées dans la branche j (CS_j), les recettes des taxes indirectes sur les produits i minorées des subventions versées sur ces mêmes produits (TI_i), les recettes des taxes sur les branches d'activités j minorées des subventions sur ces mêmes branches (TIP_j), et les recettes issues des taxes sur les importations dans la branche des biens ouverte au commerce extérieur (TIM_j).

$$YG = DTH + \sum_j CS_j + \sum_i TI_i + \sum_j TIP_j + \sum_j TIM_j \quad (11)$$

Les détails de ces taxes sont donnés par les équations 12 à 16. Le montant de l'impôt sur le revenu (DTH) est une proportion (tyh) du revenu brut du ménage et les cotisations sociales issues de chaque branche j (CS_j) sont une proportion (tcs_j) de la masse salariale de cette branche. Les recettes des taxes sur les produits (TI) s'obtiennent en appliquant le taux de TVA (tx) sur la production locale échangée sur le marché locale (DD_j) en valeur hors taxe (PL_j) auquel on ajoute, lorsqu'il s'agit de biens échangeables, les importations (IM_j) en valeur au prix mondial (PWM_j) corrigé du taux de change (e), droits de douane (tm_j) incluses. Les recettes des taxes sur la production s'obtiennent en appliquant le taux de taxe sur la production (tbr) à la production locale (XS_j) au prix sortie d'usine (P_j). Enfin, les recettes sur les importations découlent de l'application des taux de droit de douane sur les importations en valeur.

$$DTH = tyh * YH \quad (12)$$

$$CS_j = tsc_j * LD_j * W \quad (13)$$

$$TI_j = tx_j * \{PL_j * DD_j + [1 + tm_j] * e * PWM_j * IM_j\} \quad (14)$$

$$TIP_j = tbr_j * XS_j * P_j \quad (15)$$

$$TIM_j = tm_j * e * PWM_j * IM_j \quad (16)$$

L'épargne de l'état est résiduelle lorsque l'on retranche à ce revenu, les dépenses publiques (G) et les transferts au ménage.

$$SG = YG - G - TG \quad (17)$$

3.1.3 Commerce

Chaque branche j peut produire un ou plusieurs produits i ($XS_{j,i}$) et la production totale sera alors la somme de la production de chacun des

produits. Les branches choisissent le programme de production qui maximise leur profit en fonction du niveau des prix de chaque produit i de la branche j ($P_{j,i}$) par rapport au prix total de la production de la branche j (PT_j). Cependant, les différents produits ne sont pas parfaitement transformables ce qui s'exprime à travers une fonction CET généralisée (équation 18 et 19).

$$XST_j = A_j^{XT} * \left[\sum_i \beta_{j,i}^{XT} XS_{j,i}^{\rho_j^{XT}} \right]^{\frac{1}{\rho_j^{XT}}} \quad (18)$$

$$XS_{j,i} = \frac{XST_j}{(A_j^{XT})^{1+\sigma_j^{XT}}} \left[\frac{P_{j,i}}{\beta_{j,i}^{XT} PT_j} \right]^{\sigma_j^{XT}} \quad (19)$$

De plus, chaque produit i peut être issu de différentes branches j . est une fonction CET des exportations ($EX_{j,i}$) et de la production locale destinée au marché local ($DS_{j,i}$). Cependant, cette fonction (équation 20) n'est pas définie pour l'ensemble des produits mais sur un ensemble $i1$ excluant le produit NRJ qui ne peut pas être exporté et dont la production sur le marché local sera traitée de façon spécifique. Lorsque les exportations existent, le volume de ces dernières (équation 21) dépend alors du rapport du prix au producteur du bien exporté (PE_i) et du prix hors taxes du produit vendu sur le marché local (PL_i). Enfin, l'équation 20 suppose que le producteur local peut augmenter sa part dans le marché mondial seulement en offrant un prix (PE_i^{FOB}) plus avantageux que le prix mondial (PWX_i).

$$XS_{j,i1} = A_{j,i1}^E \left[\beta_{j,i1}^E EX_{j,i1}^{\rho_{j,i1}^E} + (1 - \beta_{j,i1}^E) DS_{j,i1}^{\rho_{j,i1}^E} \right]^{\frac{1}{\rho_{j,i1}^E}} \quad (20)$$

$$EX_{j,i} = \left[\frac{1 - \beta_{j,i}^E PE_i}{\beta_{j,i}^E PL_i} \right]^{\sigma_{j,i}^E} DS_{j,i} \quad (21)$$

$$EXT_i = EXT_i^0 \left[\frac{ePWE_i}{PE_i^{FOB}} \right]^{\sigma_i^{XD}} \quad (22)$$

Symétriquement, la demande locale de produit i (Q_i) est une fonction CES des importations (IM_i) et de la demande de produits locaux (DD_i) lorsque ces deux derniers existent. Le volume des importations (équation 24) dépend alors du rapport du prix net (incluant les taxes indirectes) du produit vendu sur le marché local (PD_i) et du prix net (incluant les taxes indirectes et les droits de douane) du produit importé (PM_i).

$$Q_i = A_i^M \left[\beta_i^M IM_i^{-\rho_i^M} + (1 - \beta_i^M) * DD_i^{-\rho_i^M} \right]^{\frac{-1}{\rho_i^M}} \quad (23)$$

$$IM_i = \left[\frac{\beta_i^M PD_i}{1 - \beta_i^M PM_i} \right]^{\sigma_i^M} * DD_i \quad (24)$$

Le solde du compte courant est alors la différence entre la valeur des exportations et des importations (équation 25).

$$CAB = e * \sum_{tr} PWE_{tr} * EX_{tr} - e * \sum_{tr} PWM_{tr} * IM_{tr} \quad (25)$$

3.1.4 Prix

Le bloc d'équations définissant les prix est donné par les équations 26 à 37.

Ainsi, le calibrage du prix de la valeur ajoutée (*PVA*) s'appuie sur les équations 1 et 2 définissant la valeur ajoutée, reprise en valeur avec l'intégration du prix de la production incluant les taxes (PT_j) et l'indice des prix des consommations intermédiaires (PCI_j). Ce dernier est alors l'agrégation par branche du prix des produits composites (PC_i) affecté à la demande de biens intermédiaires ($DI_{i,j}$).

$$PVA_j = \frac{PT_j * XS_j - PCI_j * CI_j}{VA_j} \quad (26)$$

$$PCI_j = \frac{\sum_i PC_i * DI_{i,j}}{CI_j} \quad (27)$$

Les prix nets s'obtiennent en appliquant les taxes. Ainsi, le prix net du produit vendu sur le marché local (PD_i) est le prix hors taxe (PL_i) auquel on applique le taux de taxe indirecte (tx_i), et le prix net du produit importé (PM_{tr}) est le prix international corrigé du taux de change auquel on applique le taux de taxe indirect ainsi que le taux de droit de douane (tm_{tr}). Le prix des produits composites (PC_i) est alors la moyenne pondérée de PL_i et PM_i , les pondérations étant les parts du volume du produit composite (Q_i) qui sont issues de la production domestique (DD_i) et des importations (IM_{tr}).

$$PD_i = [1 + tx_i] * PL_i \quad (28)$$

$$PM_{tr} = [1 + tx_{tr}] * [1 + tm_{tr}] * e * PWM_{tr} \quad (29)$$

$$PC_{tr} = \frac{PD_{tr} * DD_{tr} + PM_{tr} * IM_{tr}}{Q_{tr}} \quad (30)$$

$$PC_{nt} = \frac{PD_{nt} * DD_{nt}}{Q_{nt}} \quad (31)$$

Le prix au producteur (P_i) du bien s'appuie sur les équations 19 et 20 qui définissent la production de chaque branche, reprise en valeur, avec le prix hors taxe du bien vendu sur le marché local (PL_i) et le prix au producteur du bien exporté qui est par hypothèse, non taxé (PE_{tr}) et qui dépend donc uniquement du prix international corrigé du taux de change.

$$P_{tr} = \frac{PL_{tr} * DS_{tr} + PE_{tr} * EX_{tr}}{XS_{tr}} \quad (32)$$

$$P_{nt} = \frac{PL_{nt} * DS_{nt}}{XS_{nt}} \quad (33)$$

$$PE_{tr} = e * PWE_{tr} \quad (34)$$

$$PT_j = \frac{P_j}{1 + tbr_j} \quad (35)$$

Enfin l'indice général des prix ($PINDEX$) est l'agrégation des valeurs ajoutées de chaque branche en fonction des parts respectives de chacune d'elles dans le PIB (δ_j). Enfin, le taux de salaire réel de chaque branche (WT_j) dépend du taux de salaire global (W) auquel est appliqué le taux de cotisation sociale spécifique à chaque branche (tcs_j).

$$PINDEX = \sum_j \delta_j * PVA_j \quad (36)$$

$$WT_j = W * (1 + tcs_j) \quad (37)$$

3.1.5 Demande

Les biens et services sont demandés à des fins de consommations finales, de consommations intermédiaires, d'investissements ou de consommations publiques (équations 38 à 41). Ainsi, le volume de la demande de consommations finales des ménages repose sur l'hypothèse que la part budgétaire pour chaque produit (γ_i) est constante à long terme. On retrouve cette hypothèse

pour le volume de la demande à des fins d'investissement où la part de chaque produit dans l'investissement total (μ_i) est constant à long terme. Le volume de la demande totale de consommations intermédiaires de chaque produit (DIT_i) est la somme des consommations intermédiaires de ce produit pour chaque branche.

$$C_i = \frac{\gamma_i * CTH}{PC_i} \quad (38)$$

$$INV_i = \frac{\mu_i * IT}{PC_i} \quad (39)$$

$$DIT_i = \sum_j DI_{i,j} \quad (40)$$

Les dépenses publiques par produit ne répondent pas à une logique de maximisation de la rentabilité mais à des décisions politiques. De ce fait, la demande de consommation publique par produit est donnée explicitement en volume (GI_i). En revanche, l'agrégation de la demande totale en valeur, nécessaire pour le compte de l'état (équation 17), est donnée par l'équation 41.

$$G = \sum_i PC_i * GI_i \quad (41)$$

3.1.6 Chômage

Le modèle suppose une sous-utilisation de la ressource travail et donc la présence de chômage. Ce chômage est modélisé par une *wagecurve* (Blanchflower et Oswald, 1995), supposant une rigidité à la baisse des salaires (équation 45). Conformément à la littérature, l'élasticité entre le taux de chômage (UN) et le taux de salaire (W) est fixé à $\beta_{UN} = -0,1$. Ainsi, la demande totale de travail LDT est l'agrégation des demandes de travail dans chacun des secteurs j (équation 42) et le volume du chômage correspond alors à la différence entre cette demande de travail agrégée et l'offre total de travail LS (équation 43). On calcule ensuite le taux de chômage, (UN), comme la part du chômage dans l'offre totale de travail (équation 44).

$$LDT = \sum_j LD_j \quad (42)$$

$$CH = LS - LDT \quad (43)$$

$$UN = \frac{CH}{LS} \quad (44)$$

$$W = A_{UN} * UN^{\beta_{UN}} \quad (45)$$

3.1.7 Équilibre

Les conditions d'équilibre qui assure le bouclage du modèle sont données par les équations 51 à 49. La première condition représente l'absorption domestique au sens de l'équilibre général de Walras selon laquelle tous les marchés doivent être en équilibre. Ainsi, la demande locale de chaque bien et service doit être absorbée par la consommation finale, les consommations intermédiaires, la demande à des fins d'investissement et les dépenses publiques. La seconde condition suppose que l'offre de produits locaux doit être égale à la demande. En ce qui concerne les facteurs de production, on suppose qu'il y a une pleine utilisation de la ressource capital et qu'elle est fixe par branche (équilibre de court terme). On a donc l'offre de capital par branche (KS_j) qui est égale à la demande de capital par branche. En revanche la ressource travail est sous-utilisée puisqu'il y a du chômage comme décrit précédemment. Enfin, l'investissement total (IT) est la somme des épargnes : l'épargne des ménages, de l'état et du reste du monde.

$$Q_i = C_i + DIT_i + INV_i + GI_i \quad (46)$$

$$DS_j = DD_j \quad (47)$$

$$KS_j = KD_j \quad (48)$$

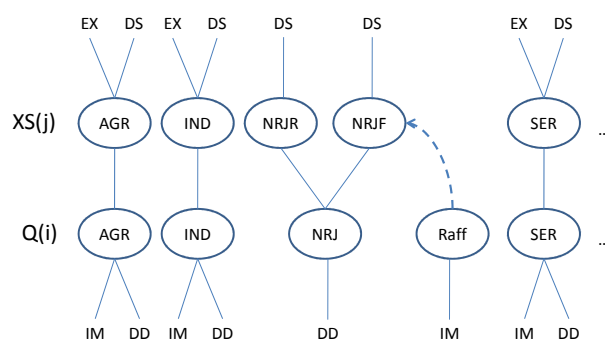
$$IT = SH + SG - CAB \quad (49)$$

3.1.8 Le secteur énergétique

Le secteur énergétique est modélisé pour rendre compte des caractéristiques énoncées précédemment. Dans cette première version du modèle, nous retenons une spécification simple qui distingue la production d'énergie d'origine fossile et celle d'origine renouvelable. Cette distinction se fait selon le type d'intrant utilisé dans le processus de production. Ainsi la production d'énergie d'origine fossile aura recours aux produits pétroliers comme une

part importante de ses consommations intermédiaires alors que la production d'origine renouvelable n'y aura recours qu'à des fins de fonctionnement. Nous avons donc 2 branches distinctes par leur structure de production, qui produisent un même produit énergie. De plus, les énergies fossiles utilisées dans le processus de production ne sont pas produites localement (ou extraites) mais elles sont exclusivement importées. Enfin, pour rendre compte du caractère non-interconnectés de ces territoires (ZNI), le produit énergie ne peut ni être importé, ni exporté. Le secteur énergétique peut être schématisé par la figure 5.

FIGURE 5 – Les spécificités du secteur énergétique



L'ensemble des secteurs productifs et des produits ainsi que l'articulation entre sont présentés sur le tableau suivant :

| j | Branche | i | Produit |
|---------|---|---------|------------------------------|
| AGR | : Agriculture | AGR | : Agriculture |
| IAA | : Industrie agro-alimentaire | IAA | : Industrie agro-alimentaire |
| IND | : Autres industries | IND | : Autres industries |
| $NrjR$ | : Production d'énergie Renouvelable par EDF | NRJ | : Energie |
| $NrjF$ | : Production d'énergie Fossile par EDF | | |
| | | Rff | : Raffinerie |
| $TRANS$ | : Transport | $TRANS$ | : Transport |
| BAT | : Bâtiment | BAT | : Bâtiment |
| SER | : Services | SER | : Services |
| NTR | : Services non marchands | NTR | : Services non marchands |

Formellement, ces spécificités du secteur énergétique nous amènent à considérer des cas particuliers dans la formation de l'offre et de la demande locale.

En effet, lorsqu'il n'existe pas de production locale comme dans le cas des produits "raffinerie" et "charbon et gaz", la demande locale sera entièrement approvisionnée par les importations (équation 50) et si le produit n'est pas ouvert au marché extérieur comme dans le cas du produit "énergie", la demande locale sera entièrement alimentée par la production locale (équation 51).

$$\text{Si } DD_i \neq \emptyset, \text{ alors } Q_i = IM_i \quad (50)$$

$$\text{Si } IM_i \neq \emptyset, \text{ alors } Q_i = DD_i \quad (51)$$

En ce qui concerne la production d'électricité, le bien "énergie" peut être produit dans les 3 branches : NrjP, NrjF, NrjR. Or, lorsqu'un bien est constitué à partir de la production de différentes branches, on va chercher à minimiser le coût de production, d'où le recours à une fonction CES généralisée (Lemelin, 2008).

$$DD_{NRJ} = A_j^{EN} * \left[\sum_j \beta_j^{EN} DS_{j,NRJ}^{\rho^{EN}} \right]^{\frac{-1}{\rho^{EN}}} \quad (52)$$

$$DS_{j,NRJ} = \frac{DD_{NRJ}}{(A^{EN})^{1+\sigma^{EN}}} \left[\frac{P_{j,NRJ}}{\beta_j^{EN} * PL_{NRJ}} \right]^{-\sigma^{EN}} \quad (53)$$

A partir de cette modélisation nous avons effectué des simulations pour étudier comment les pouvoirs publics pouvait favoriser le développement de la production d'énergies d'origine renouvelable au détriment de la production d'origine fossiles.

3.2 Simulations

Parmi les différents outils qui permettent de rendre un produit ou une branche plus ou moins attractive, les pouvoirs publics ont la possibilité de jouer sur la fiscalité. Par le biais de taxes (ou subventions), les politiques fiscales viennent alors modifier les conditions du marché en modulant le rapport des prix. Dans le but d'analyser les effets indirects de politiques fiscale visant à favoriser la transition énergétique, nous proposons trois scénarios. Le premier teste l'effet d'une mesure fiscale pure. Les deux suivant tentent de s'approcher de la réalité en tenant compte de la croissance de la demande d'énergie attendue dans les économies ultramarines.

3.2.1 Augmentation de la taxe sur les ressources fossiles

Le premier scénario simule une augmentation du taux de la taxe directe portant sur les produits fossiles importés toute chose égale par ailleurs. Ce scénario (quelque soit les montants de taxe envisagés ¹⁵) a des effets globaux positifs sur l'économie comme le montre la double figure 6 qui présente l'impact pour une taxe portée de 33% à 50%.

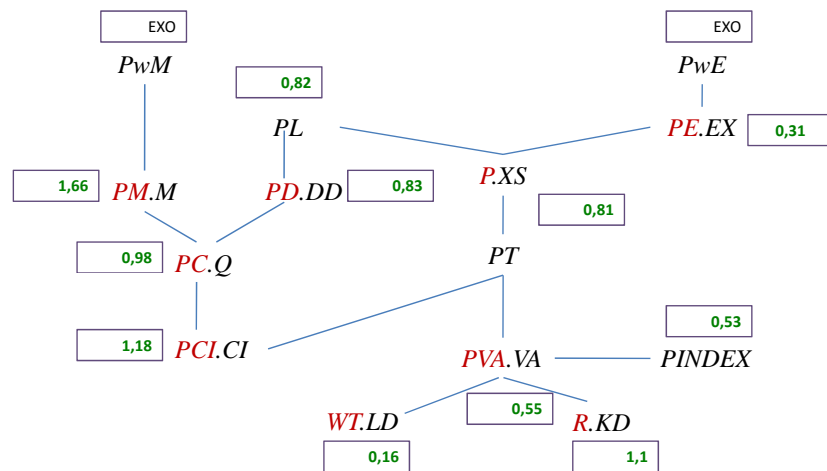
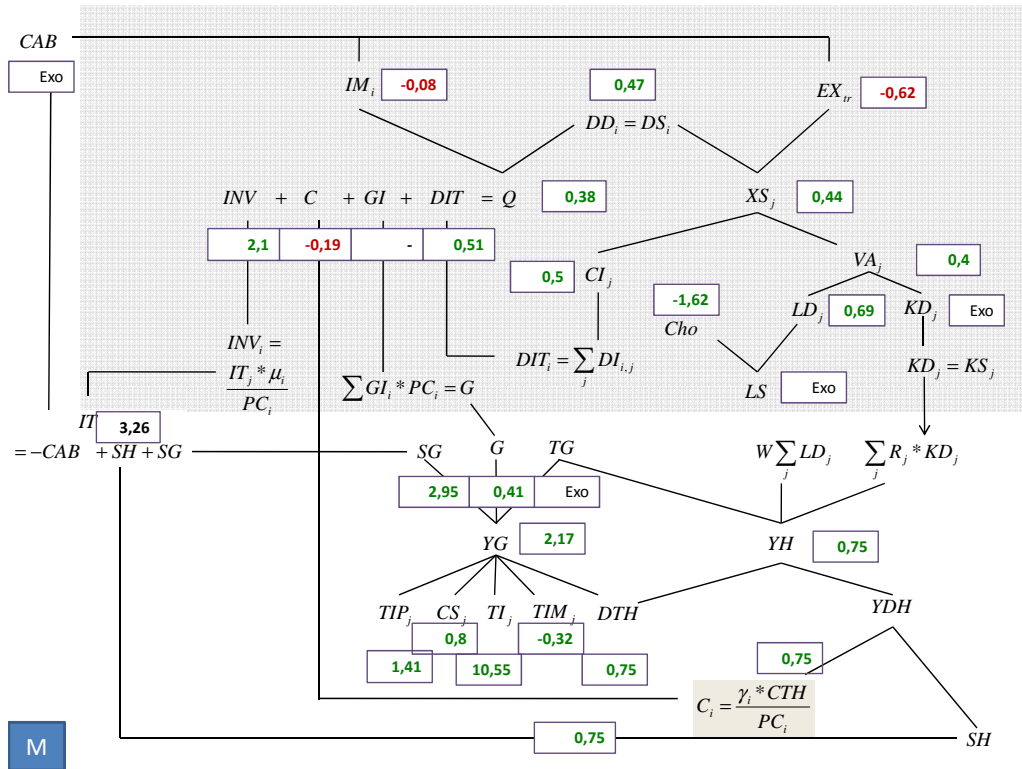
Contrairement à ce que l'on pourrait attendre, l'instauration d'une telle taxe a un effet positif sur l'ensemble du système productif (+0,44%), et donc sur l'emploi (+0,69%) et le chômage (-1,62%). Ce résultat s'explique par l'effet protectionniste que joue la taxe qui porte sur les produits fossiles exclusivement importés. Ainsi, les secteurs tournés vers l'intérieur (taux de pénétration inférieur à 1,5%) connaissent un accroissement de leur activité. Ainsi, hormis les secteurs énergétiques (que nous analyserons séparément), le secteur du bâtiment est celui qui connaît la plus forte hausse (+2,11%) suivit des services marchands et non marchands (respectivement, +1,04%, +0,25%, +0,16%). Ces 4 secteurs représentant 81% de l'activité économique, le résultat sur l'activité globale est positive. Les secteurs très ouverts à l'extérieur (taux de pénétration supérieur à 15%) connaissent quant à eux, une diminution de leurs activités. C'est le cas de l'industrie (-0,03%), de l'industrie agro-alimentaire (-0,34%) et de l'agriculture (-0,68%). Cependant, c'est le secteur des transports qui connaît la plus forte baisse (-1,26%), puisque l'énergie fossile constitue 20% de sa structure de production. Ainsi, d'une façon générale, l'augmentation des prix résultant de l'augmentation du prix de l'énergie fossile rend les activités locales moins compétitives ce qui entraîne une diminution des importations (-0,1%) et des exportations (-0,71%).

Le revenu des ménages augmente (+0,75%) du fait de l'augmentation conjointe de la demande de travail (+0,69%), du niveau des salaires (+0,16) et du rendement du capital (+1,1%). Cependant, du fait de l'augmentation des prix, ce surplus de revenu ne permet pas d'accroître la consommation qui recule (-0,19%) bien qu'il permette une augmentation de l'épargne. Du côté de l'état, le budget augmente (+2,17%), soutenu par l'augmentation des recettes sur les produits (+10,55%), ce qui a pour effet d'accroître l'épargne publique (+2,95%) qui vient alimenter, avec l'épargne des ménages, l'investissement total (+3,26%).

Si on regarde plus en détail le secteur énergétique (figure 7), on voit qu'il y a bien une substitution entre le secteur de production d'énergie d'origine fossiles (-3,77%) et d'origine renouvelable (+4,48%) du fait de la plus grande utilisation du produit raffiné dans la structure de production de l'éner-

15. Ce scénario a été testé pour différents niveaux de taxe (50%, 80%, 100%) avec des résultats similaires à quelques ordres de grandeur près

FIGURE 6 – Variation en pourcentage des agrégats globaux avec une taxe sur les produits fossiles à 50%



gie d'origine fossile (19% contre 14% pour la production d'énergie d'origine renouvelable). L'augmentation du prix du produit raffinerie (+12, 58%) se reflète alors dans de l'augmentation du prix des consommations intermédiaires plus important dans la production d'énergie d'origine fossile (+4, 33% contre +3, 24%). Cependant, étant donné les variations des volumes de production de l'énergie, le prix au producteur de l'énergie d'origine renouvelable diminue (-0, 49%) et celui de la production d'origine fossile augmente (2, 83%). L'augmentation du prix du produit énergie tient compte de ces augmentations respectives (1, 65%) et la quantité mise sur le marché diminue (-0, 94%). Enfin, le capital étant fixe par branche, on a donc une baisse du rendement du capital dans la branche de production d'énergie d'origine fossile (-5, 74%) qui accompagne la diminution de l'activité et inversement dans la branche de production d'énergie d'origine renouvelable (+7, 35%).

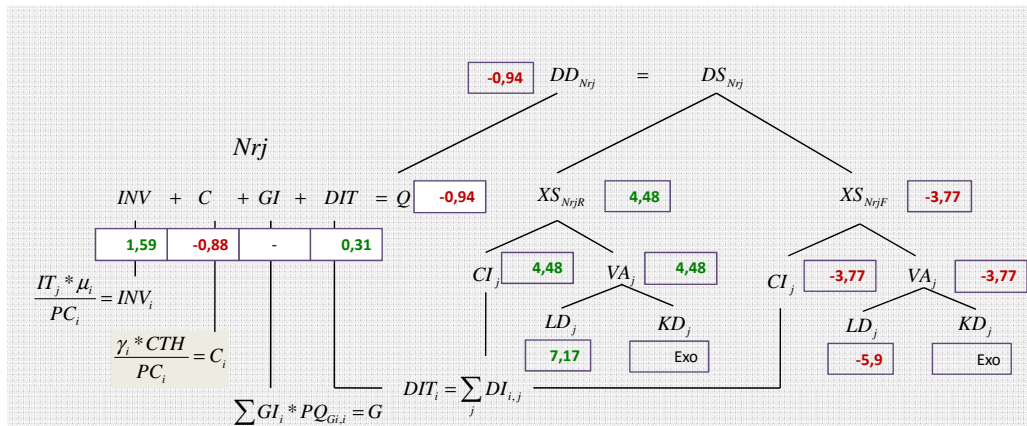
Ce scénario met en exergue les effets d'entraînement qui amène à un résultat de prime abord, contre intuitifs. Cependant, cette configuration n'est pas envisageable pour les économies ultramarines dont la demande est appelées à croître dans les prochaines années. Nous proposons donc deux autres scénarios où la demande d'énergie augmente, d'abord accompagné d'aucune politique fiscale, puis en instaurant de nouveau la taxe direct sur les produits fossiles.

3.2.2 Prise en compte de l'augmentation de la demande

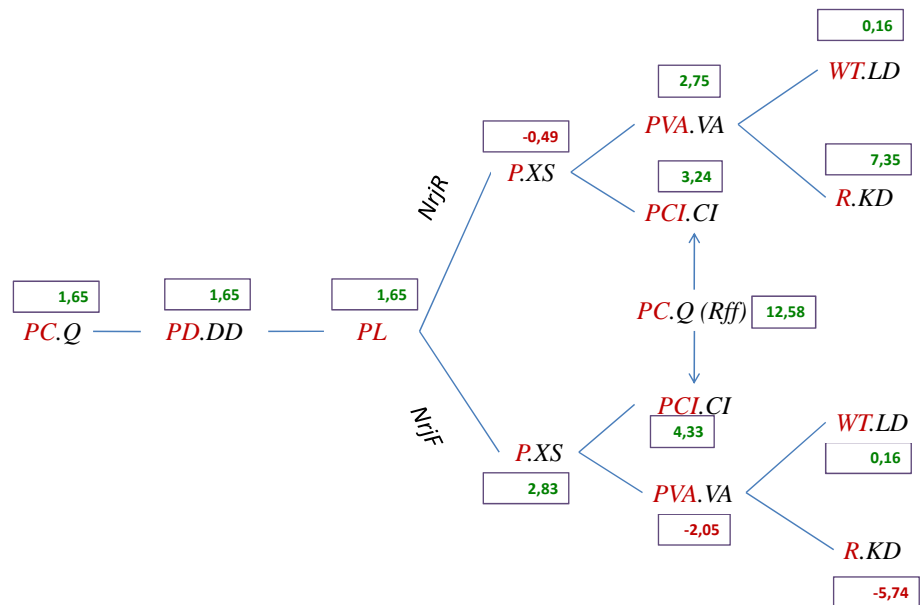
Le second scénario simule une augmentation de la demande d'énergie de 10% quel que soit la nature de cette demande (consommation finale, consommation intermédiaire, investissement). Ce scénario montre des effets sur l'économie globale plutôt négatifs (figure 8), où seul les secteurs de l'énergie connaissent une croissance de leur activité (figure 9).

Afin de répondre à l'augmentation de la demande la production d'énergie doit augmenter. Or, si le facteur travail est en sous-utilisation, le capital est quant à lui, spécifique à la branche, ce qui induit une augmentation du rendement du capital dans les secteurs producteur d'énergie renouvelable (24, 82%) et d'énergie fossile (11, 82%). Ces augmentations améliorent la productivité relative en valeur de ces secteurs ce qui entraîne une diminution des autres secteurs d'activité qui vient contrecarrer les effets positifs sur la croissance et sur l'emploi. Ainsi, la production globale diminue faiblement (-0, 1%) et le chômage augmente (+0, 36%). De plus, sous la pression de l'augmentation de la demande, le prix du bien énergie augmente (+3, 19%) ce qui va pénaliser les autres secteurs d'activités via leurs consommations intermédiaires. Pourtant, la demande d'énergie à des fins de consommations intermédiaires augmente (+0, 48%), largement portée par l'augmentation des consommations intermé-

FIGURE 7 – Variation en pourcentage dans le secteur énergétique avec une taxe sur les produits fossiles à 50%



D



D

FIGURE 8 – Variation en pourcentage des agrégats globaux suite à une augmentation de la demande de 10%

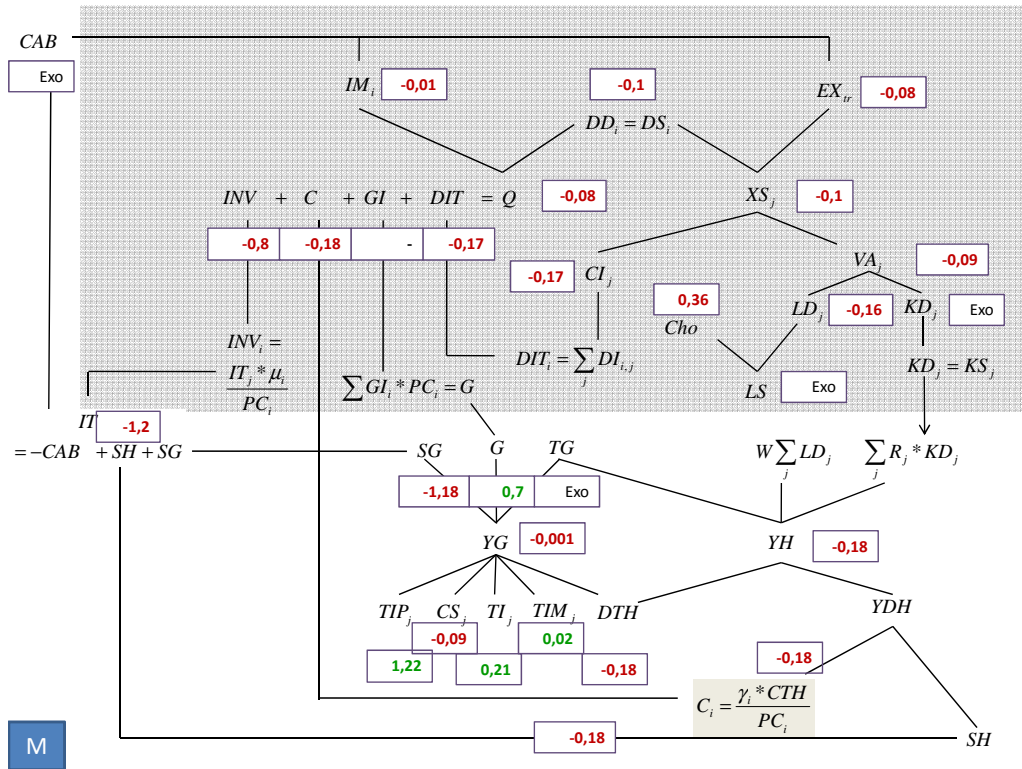
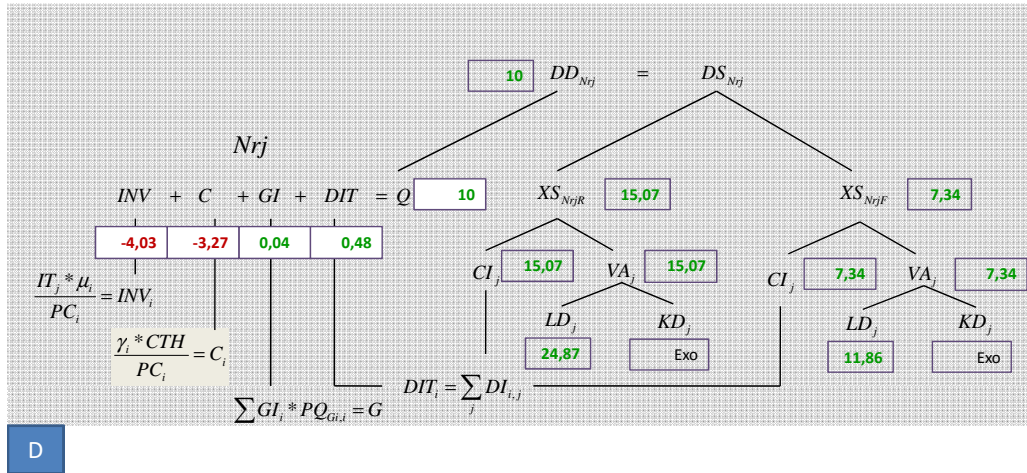
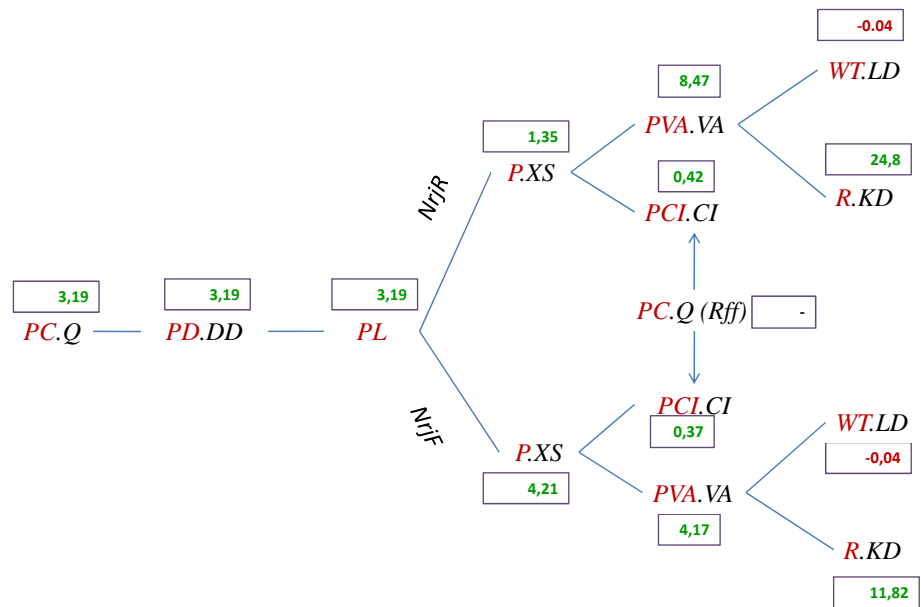


FIGURE 9 – Variation en pourcentage dans le secteur énergétique suite à une augmentation de la demande de 10%



D



D

diaires du secteur de l'énergie renouvelable (+15,07%) et fossile (+7,34%). En revanche, l'accroissement du prix touche également les ménages dont le revenu a diminué sous le ralentissement de l'économie (-0,18%), ce qui conduit à une diminution de la consommation d'énergie (-3,27%). Enfin, nous pouvons noter que cette augmentation module la répartition de la production d'énergie puisque l'augmentation de la production d'origine renouvelable est plus importante (+15,07%) que celle d'origine fossile (+7,34%) en raison de la plus grande utilisation d'énergie dans la production d'énergie d'origine fossile.

A partir de cette situation, nous appliquons la taxe vu dans le scénario 1 pour construire notre troisième scénario. L'instauration d'une taxe supplémentaire sur les énergies fossiles la portant à 50% induit alors des effets globaux positifs similaires au scénario 1 (figure 10) et des effets sectoriels sur l'énergie similaires au scénario 2 (figure 11).

En effet, de la même manière que dans le scénario 1, les secteurs les plus autarciques sont ceux dont l'augmentation de l'activité sera la plus importante. Nous retrouvons les mêmes effets positifs sur les secteurs du bâtiment (+1,15), des services marchands (+0,5% et +0,13%) et non marchands (+0,09%), ce qui engendre une augmentation de l'activité globale (+0,33%) avec une diminution du chômage (-1,2%). Les secteurs ouverts au commerce international connaissent également une diminution tout comme le secteur des transports. Ainsi, nous observons un ralentissement du commerce extérieur avec une diminution des importations (-0,1%) et des exportations (-0,71%). Comme dans le scénario 1, la consommation diminue (-0,42%) alors que le revenu des ménages augmente (0,54%). Le budget de l'état augmente également (+2,17%) soutenue par les recettes fiscales (+10,85%), ce qui accroît l'épargne publique (1,64%) et donc l'investissement total (1,88%).

Cependant, les effets positifs de la taxe sont minorés par rapport au scénario 1 en raison des effets négatifs de l'augmentation de la demande du scénario 2. En effet, l'augmentation de la demande conduit à une nécessaire augmentation des productions d'énergie d'origine renouvelable (+15,7%) comme fossile (+7,01%) sans laisser la possibilité d'une substitution comme dans le scénario 1. L'augmentation du prix de l'énergie est d'autant plus importante (5,15%) que se mêlent simultanément l'effet de la taxe et l'augmentation de la demande. Ainsi, les effets de ralentissement via le canal du capital spécifique, du coût des consommations intermédiaires et de la consommation finale, viennent amoindrir les effets positifs de la taxe. Ainsi, dans le cadre d'une augmentation de la demande, l'instauration d'une taxe sur les produits fossiles ne permet donc pas d'effectuer une substitution entre les deux types de production bien qu'elle permette une amélioration de la situation

FIGURE 10 – Variation en pourcentage des agrégats globaux suite à une augmentation de la demande de 10% avec une taxe sur les produits fossiles à 50%

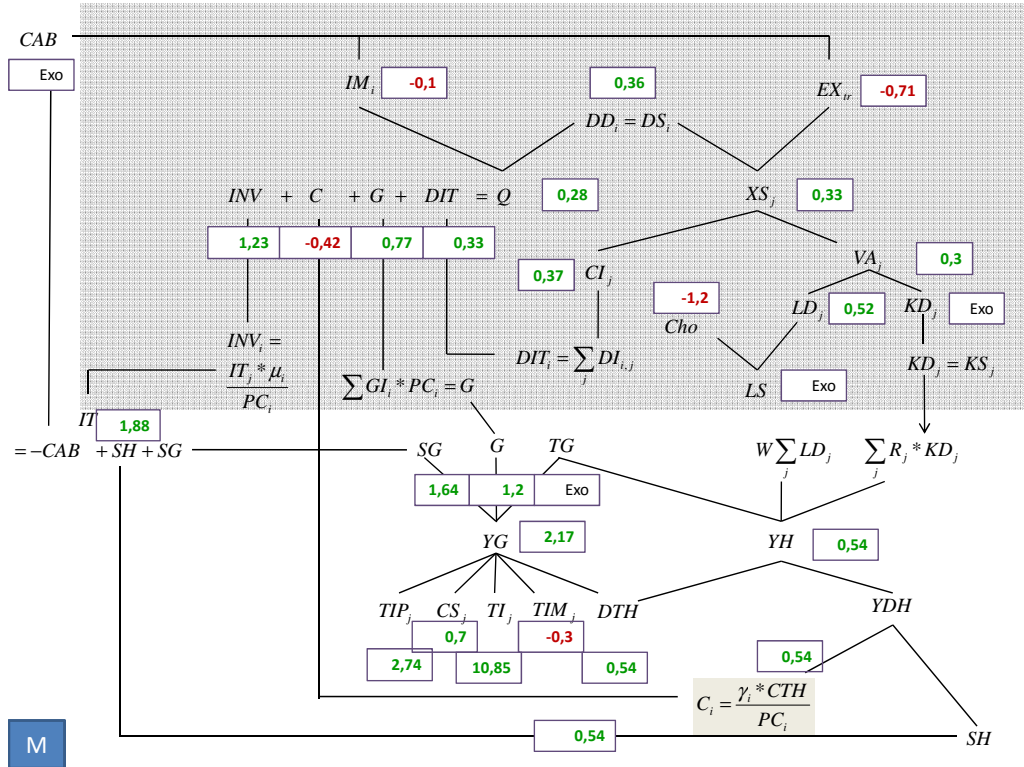
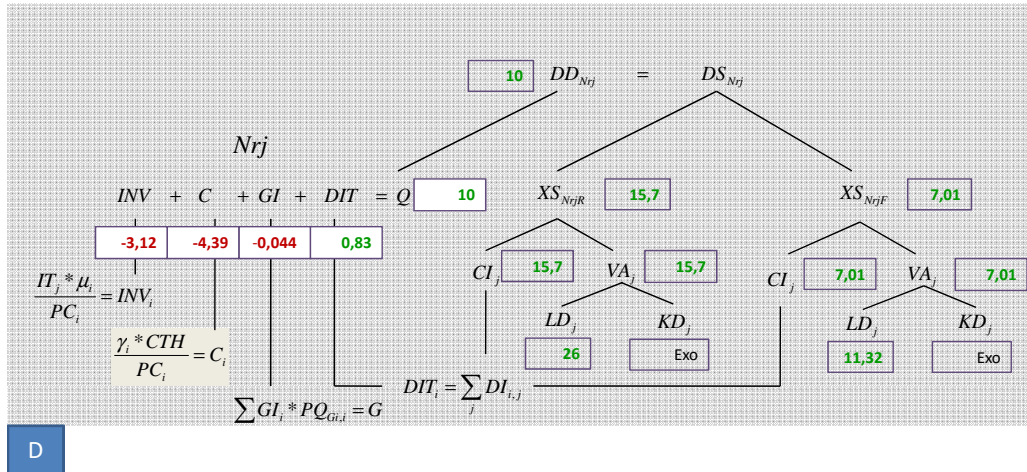
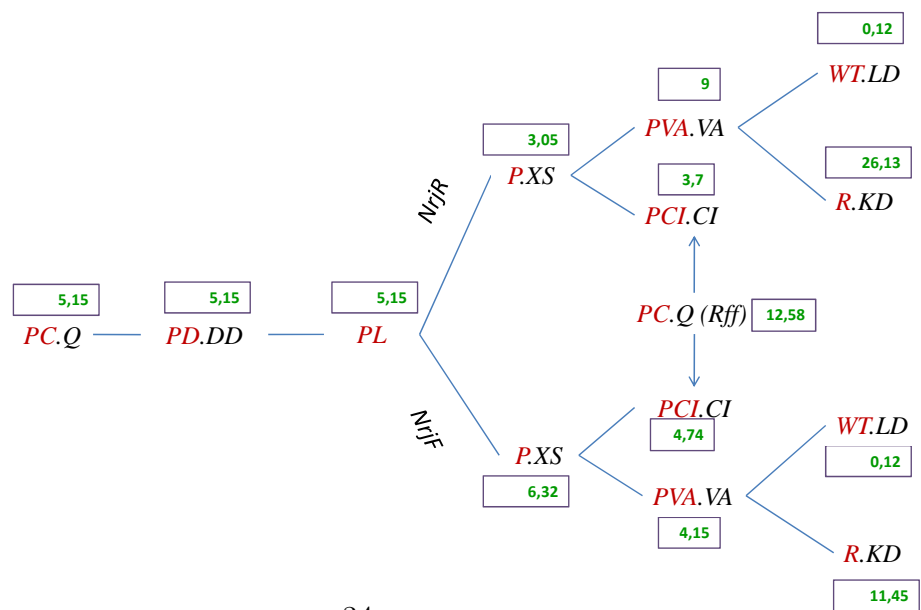


FIGURE 11 – Variation en pourcentage dans le secteur énergétique suite à une augmentation de la demande de 10% avec une taxe sur les produits fossiles à 50%



D



D

économique d'ensemble.

4 Conclusion

Si le secteur énergétique est porteur de nombreux enjeux en terme de développement économique et de protection de l'environnement, cela est d'autant plus vrai pour les économies ultramarines qui sont soumises à de fortes pressions environnementales et démographiques dans un contexte de vulnérabilité économique déjà importante. Les énergies fossiles qui occupent à l'heure actuelle, une place centrale dans le système de production électrique ne sont pourtant pas l'alternative la plus efficiente. Le développement du potentiel d'énergies renouvelables présentes localement permettrait en effet, de réduire la vulnérabilité économique en réduisant la dépendance énergétique d'une part, et d'autre part, cela permettrait de réduire les surcoûts de production en améliorant l'efficacité énergétique du système de production. Cependant cette transition énergétique se heurte à de forts verrouillages technologique qu'il est nécessaire de dépasser en mettant en place des politiques économiques adaptées.

Afin de tester les effets des différentes politiques économiques, nous avons construit le modèle d'équilibre général calculable GetRun-NRJ appliqué à La Réunion qui détaille le secteur énergétique en prenant en compte une production d'énergie fossile et une production d'énergie renouvelable. Parmi les outils dont dispose les pouvoirs publics, nous avons porté notre attention sur les politiques fiscales visant à favoriser la transition énergétique sur laquelle La Réunion est engagée. Nous avons donc analysé l'effet de l'instauration d'une taxe sur les énergies fossiles selon différents scénarios. Les résultats des simulations mettent en évidence que, toutes choses égales par ailleurs (scénario 1), une telle taxe permet de substituer la production d'énergie d'origine renouvelable à la production d'origine fossile, tout en ayant des effets positifs sur l'économie globale. Cependant, afin de rendre compte de la réalité du territoire, il est nécessaire d'introduire l'augmentation de la demande d'énergie à laquelle les territoires ultramarins dans leur ensemble, devons faire face. Or, cette augmentation de la demande (scénario 2) conduit à une diminution de l'activité économique globale où seuls les activités de production d'énergie s'accroissent. Dans cette situation, l'instauration d'une taxe sur les énergies fossiles permet de retrouver des effets d'entraînement positifs sur l'économie globale. Cependant, elle ne suffit plus à effectuer la substitution entre production d'énergie d'origine renouvelable et fossile du fait de la demande à satisfaire. Elle apparaît donc comme nécessaire mais non suffisante pour favoriser une transition énergétique plus rapide.

Références

- ADEME : Un mix électrique 100% renouvelable : Analyses et optimisations, 2015.
- Valérie ANGEON et Pascal SAFFACHE : Les petites économies insulaires et le développement durable : des réalités locales résilientes ? *Petits territoires insulaires et développement durable*, (11):17, 2010.
- Godfrey BALDACCHINO : Managing the hinterland beyond : Two ideal-type strategies of economic development for small island territories. *Asia Pacific Viewpoint*, 47(1):45–60, 2006. ISSN 1467-8373.
- Denis BAYON : Des économies vulnérables et dépendantes. *Comprendre les économies d’outre-mer. Paris : L’harmattan (chapitre 2)*, 2007.
- Geoffrey BERTRAM et Ray.F. WATTERS : The mirab economy in south pacific microstates. *Pacific Viewpoint*, 26:497 – 519, 1985.
- David G BLANCHFLOWER et Andrew J OSWALD : An introduction to the wage curve. *The Journal of Economic Perspectives*, pages 153–167, 1995.
- Lino BRIGUGLIO : Small island developing states and their economic vulnerabilities. *World Development*, 23(9):1615 – 1632, 1995.
- CRE : Journal officiel de la république française - délibération du 15 octobre 2014 portant proposition relative aux charges de service public de l’électricité et à la contribution unitaire pour 2015, 2015.
- Bernard DECALUWÉ, André LEMELIN, Véronique ROBICHAUD et Hélène MAISONNAVE : Pep-1-1. standard pep model : single-country, static version , réseau de recherche politique économique et pauvreté/poverty and economic policy (pep) research network, université laval, québec, octobre, 2009.
- Bernard DECALUWÉ, André MARTENS et Luc SAVARD : *La politique d’économique du développement et les modèles d’équilibre général : calculable*. PUM, 2001.
- André LEMELIN : Modèles économiques régionaux : un survol de la littérature. *Cahier technique et méthodologique de l’Institut de la statistique de Québec*, 2008.

- Nadine LEVRATTO : Fonctionnement et impact du mécanisme de compensation des charges de service public de l'électricité sur l'offre d'énergie dans les zones non-interconnectées. 2005.
- Kinvi LOGOSSAH : Introduction. les petites économies insulaires : quelle spécificité? *Revue d'Économie Régionale Urbaine*, 1:3 – 11, 2007.
- Bernard POIRINE : Eloignement, insularité et compétitivité dans les petites économies d'outre-mer. *economies d'outre-mer : s'ouvrir, pour soutenir la croissance ?*, 2007.
- Véronique ROBICHAUD, André LEMELIN, Hélène MAISONNAVE et Vernard DECALUWÉ : No pep-1-1 a user guide. *URL : <http://www.pep-net.org/programs/mpia/pep-standard-cge-models>*, 2012.
- Jean SYROTA : Evaluation des missions de service public de l'électricité. *Commission de régulation de l'électricité, La Documentation Française, Paris*, 2000.