

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL
affiliée à l'Université de Montréal

Planification et gestion de réseaux cellulaires avec énergie solaire

MATHIEU D'AMOURS
Département de génie électrique

Mémoire présenté en vue de l'obtention du diplôme de *Maîtrise ès sciences appliquées*
génie électrique

Mai 2019

POLYTECHNIQUE MONTRÉAL

affiliée à l'Université de Montréal

Ce mémoire intitulé :

Planification et gestion de réseaux cellulaires avec énergie solaire

présenté par **Mathieu D'AMOURS**

en vue de l'obtention du diplôme de *Maîtrise ès sciences appliquées*

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

Jean-François FRIGON, président

Brunilde SANSÒ, membre et directrice de recherche

André GIRARD, membre et codirecteur de recherche

Mohammad SHARAWI, membre

DÉDICACE

À mes parents qui ont toujours cru en moi . . .

REMERCIEMENTS

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce à de nombreuses personnes qui m'ont soutenu et encouragé du début jusqu'à la fin de ce long travail.

J'aimerais d'abord remercier ma directrice de recherche Brunilde Sansò et mon co-directeur André Girard pour leur soutien et leur aide qu'ils ont démontrés tout au long des deux dernières années. Ce travail de maîtrise n'aurait pu être possible sans eux. J'aimerais aussi remercier Natalie Lévesque pour toute l'aide qu'elle m'a apportée tout au long de mon cheminement. Un grand merci à Edo Logo et Pierre Girard du Gerad pour leur soutien technique et à mes amis du laboratoire Nathan, Orestes, Safae et Hosain qui m'ont aussi toujours soutenu à travers ces années.

Enfin, je tiens à remercier mes parents qui ont su me donner toutes les chances de réussir et de mener à terme ce projet.

RÉSUMÉ

Ce mémoire vise à étudier deux stratégies pour réduire les gaz à effet de serre dans les réseaux de télécommunications cellulaires : l'installation de panneaux solaires sur les stations de base et l'allocation dynamique des usagers aux stations. Les panneaux solaires permettent le remplacement énergétique par une énergie verte, ce qui réduira les gaz à effet de serre alors que l'allocation dynamique permet de mettre en veille certaines stations à certains moments de la journée, ce qui réduit la consommation énergétique.

L'objectif principal de ce mémoire est de déterminer les interactions qu'il peut y avoir entre l'utilisation de l'énergie solaire et la gestion des stations de base. Pour répondre à cet objectif, deux modèles de réseau avec alimentation hybride ont été développés.

Le premier modèle optimise l'énergie dans le réseau en considérant que la charge des usagers est constante à travers les années. La fonction objectif à minimiser est la somme du coût de capital des équipements solaires et du coût d'énergie pour l'opération du réseau. L'étude de ce modèle porte principalement sur l'interaction entre l'installation du solaire et la mise en veille dynamique des stations de base. On conclut qu'il y a une interaction marquée entre l'utilisation de l'énergie solaire et la gestion dynamique avec mode veille des stations du réseau. Plus particulièrement, l'ordre dans lequel chacune des méthodes est introduite dans le réseau va avoir une influence sur les performances et son coût optimal.

Le deuxième modèle permet, entre autres, d'avoir une croissance du trafic de données au fil des années. Ce modèle sert à étudier l'ajout de l'équipement solaire dans un réseau où il faut aussi rajouter des stations de base. On conclut avec ce deuxième modèle qu'il est important de repousser le plus tard possible l'installation de nouvelles stations peu importe qu'il y ait du solaire ou non.

ABSTRACT

The research done in this master's thesis has the goal to diminish greenhouse gases in cellular telecommunications networks. This is done by adding solar equipment to dynamic networks where base stations can be turned off. Two mathematical models that capture the synergy between solar installation over a network and the dynamic operation of energy-managed base stations are presented.

The first model optimizes the energy management in a network where the users' load is constant through the years. The objective to be minimized is the sum of the capital cost needed for the solar equipment plus the cost of energy obtained from the electric grid. This model gives us insights on the synergy between planning of solar equipment in the network and switching off the base stations. Notably, it is shown that the order in which these technologies are introduced makes a significant difference to the optimized objective function cost. Thus, this model emphasizes the fact that there is a strong correlation between the solar installation and the management of the base stations. Another result is that the solar equipment is not installed on every base station, even when the cost of solar energy is smaller than the cost of the grid.

The second model optimizes a network where traffic grows every year. This means that the model has to install new base stations and decide where to install them. Furthermore, the base stations now have different levels of transmission power instead of just being on or off. Finally, the functionality to install different kinds of solar equipment with different sizings is added. This complexity makes this model a lot more complex to solve and smaller networks are thus used. It is concluded that planning the installation of base stations throughout the years is much more important to reduce the total cost than installing solar.

TABLE DES MATIÈRES

DÉDICACE	iii
REMERCIEMENTS	iv
RÉSUMÉ	v
ABSTRACT	vi
TABLE DES MATIÈRES	vii
LISTE DES TABLEAUX	x
LISTE DES FIGURES	xi
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	xii
CHAPITRE 1 INTRODUCTION	1
1.1 Question de recherche	2
1.2 Objectifs de recherche	3
1.3 Outils et méthodes	3
1.4 Plan du mémoire	4
CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE	5
2.1 Gestion dynamique de l'énergie des stations de base	6
2.2 Stations de base avec énergie solaire	6
2.3 Gestion dynamique du mode veille avec énergie solaire	8
2.4 Coûts	8
CHAPITRE 3 DESCRIPTION DU SYSTÈME	10
3.1 Définitions et concepts de base	12
3.1.1 Système	12
3.1.2 Régions	13
3.1.3 Points de test	13
3.1.4 Stations de base	15
3.1.5 Équipement solaire	16
3.1.6 Coût total de l'équipement solaire	19

3.1.7	Production d'énergie solaire	21
CHAPITRE 4 MODÈLE SANS CROISSANCE DU TRAFIC		23
4.1	Définition du modèle	23
4.1.1	Profils journaliers	23
4.1.2	Autres fonctionnalités du modèle	24
4.1.3	Programmation	24
4.2	Formulation mathématique	25
4.2.1	Ensembles	25
4.2.2	Paramètres	25
4.2.3	Variables	26
4.2.4	Contraintes	27
4.2.5	Linéarisation du problème	30
4.2.6	Modèle d'optimisation linéaire	31
4.3	Calcul des paramètres	32
4.3.1	Énergie des points de test	32
4.3.2	Paramètres du réseau	34
4.3.3	Pré-optimisation	36
4.4	Résultats	39
4.4.1	Scénarios d'optimisation	41
4.4.2	Solution de l'algorithme	43
4.4.3	Scénarios séquentiels	45
4.4.4	Énergie solaire	47
4.4.5	Dynamique du réseau	50
4.4.6	Assignation des TP	51
4.4.7	Taux variable de la tarification du réseau électrique	58
CHAPITRE 5 MODÈLE AVEC CROISSANCE DU TRAFIC		61
5.1	Définition du modèle	61
5.1.1	Programmation	62
5.1.2	Formulation mathématique	62
5.1.3	Ensembles	62
5.1.4	Paramètres	63
5.1.5	Variables	64
5.1.6	Contraintes	65
5.1.7	Fonction objectif	70
5.2	Calcul des paramètres	70

5.2.1	Paramètres des stations de base et équipement solaire	70
5.2.2	Matrice de couverture	72
5.3	Énergie des TP	73
5.4	Résultats	74
5.4.1	Scénarios d'optimisation	74
5.4.2	Définition des réseaux	74
5.4.3	Solution de l'algorithme	75
5.4.4	Planification dans le réseau	76
5.4.5	Performances	79
CHAPITRE 6 CONCLUSION		84
6.1	Synthèse des travaux	84
6.2	Limitations de la solution proposée	85
6.3	Améliorations futures	86
RÉFÉRENCES		87

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1	Paramètres de l'équipement	21
Tableau 4.1	Paramètres des stations de base	35
Tableau 4.2	Dimensionnement des panneaux solaires	36
Tableau 4.3	Quantification de la base de temps	38
Tableau 4.4	État des variables pour chaque optimisation	41
Tableau 4.5	Temps de CPU (sec). * indique que l'option est optimisée en premier	44
Tableau 4.6	Coût de l'énergie des réseaux. * indique que l'option est optimisée en premier	46
Tableau 4.7	Énergie solaire dans le petit réseau	47
Tableau 4.8	Stations solaires installées	50
Tableau 4.9	Économies réalisées avec une tarification variable du réseau électrique	60
Tableau 5.1	Paramètres des types de stations de base	72
Tableau 5.2	Résultats du modèle MACT	75
Tableau 5.3	Temps de calcul du gros réseau	82

LISTE DES FIGURES

Figure 3.1	Système à modéliser	11
Figure 3.2	Station de base avec alimentation	11
Figure 3.3	Profil de la tarification du réseau électrique	14
Figure 3.4	Profil d'irradiation solaire de Palerme	14
Figure 3.5	Trafic de données des usagers	16
Figure 4.1	Petit réseau	33
Figure 4.2	Trafic de données des usagers avec la base de temps \mathcal{T}	40
Figure 4.3	Profil d'irradiation solaire avec la base de temps \mathcal{T}	40
Figure 4.4	Activation des stations de base, gestion dynamique en premier	52
Figure 4.5	Activation des batteries, gestion dynamique en premier	52
Figure 4.6	Activation des stations de base, installation solaire en premier	53
Figure 4.7	Activation des batteries, installation solaire en premier	53
Figure 4.8	Profils de dispersion	55
Figure 4.9	Profils σ	55
Figure 4.10	Assignation des TP à 10 :00	56
Figure 4.11	Assignation des TP à 16 :00	56
Figure 4.12	Assignation des TP à 17 :00	57
Figure 4.13	Assignation des TP à 18 :00	57
Figure 5.1	Solutions P1 et P6 pour l'année 1	77
Figure 5.2	Solutions P1 et P6 pour l'année 2	78
Figure 5.3	Solutions P1 et P6 pour l'année 3	79
Figure 5.4	Solution P1 pour l'année 4	80
Figure 5.5	Solution P1 pour l'année 5	81
Figure 5.6	Solution P6 pour l'année 5	82
Figure 5.7	Solution P8 pour l'année 5	83

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

4G	Fourth Generation
5G	Fifth Generation
AMPL	A Mathematical Programming Language
BS	Base Station
CPU	Central Processing Unit
CapEx	Capital Expenditure
DoD	Depth of Discharge
GES	Gaz à effet de serre
IoT	Internet of Things
LTE	Long Term Evolution
MIMO	Multiple Input Multiple Output
MIP	Mixed Integer Programming
OF	Objective fonction
OpEx	Operational Expenditure
TP	Test Point
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
USD	US Dollar

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

Le développement technologique des télécommunications est en grande croissance et celui-ci est considéré comme étant exponentiel. Notamment, le simple fait que la population croît, ainsi que le nombre de téléphones cellulaires, signifie que les réseaux doivent s'adapter, ce qui est un défi en soi. De plus, avec le développement de plus en plus présent d'objets intelligents, on assiste au commencement de l'*Internet of Things* (IoT). Il faudra alors des réseaux sans fil encore plus performants et adaptés pour servir des milliers, voire des millions, d'objets intelligents reliés entre eux. Cela implique alors la création de nouveaux réseaux, comme le 5G, pour servir la demande croissante. Cela implique également un accroissement de la consommation énergétique.

La plupart de l'énergie utilisée mondialement provient de ressources contribuant au réchauffement climatique en émettant des gaz à effet de serre (GES). La consommation énergétique dans le secteur des télécommunications n'est pas à négliger. En effet, on sait que les réseaux de télécommunications consomment 50% de l'électricité dans le secteur des télécommunications, lui-même consommant entre 2% et 8% de l'électricité mondiale [1].

Sachant que ces réseaux sont en expansion et que la majeure partie de l'énergie provient de l'alimentation des stations de base, ce projet de maîtrise vise le problème fondamental en cherchant à diminuer la consommation des stations. Cette consommation énergétique vient particulièrement des antennes qui utilisent près de la moitié de la puissance nécessaire pour alimenter les stations. Les compagnies de télécommunications doivent alors dépenser beaucoup d'argent en coût d'opération.

Afin de réduire la consommation d'énergie dans les réseaux cellulaires, un moyen efficace est de mettre en veille certaines stations de base. Cette méthode s'attaque directement au problème de consommation énergétique en diminuant la quantité totale d'électricité utilisée, ce qui diminue aussi les coûts d'opération liés aux frais de l'électricité. Il a déjà été démontré que cette gestion dynamique permet de sauver entre 20% et 30% de l'énergie [2] dans les réseaux cellulaires si ceux-ci possèdent assez de stations de base. Économiser de l'électricité se fait, soit en éteignant complètement certaines stations à certains moments dans la journée, soit en diminuant leur puissance. Ces deux méthodes sont, en théorie, applicables dans les réseaux 4G, mais, en réalité, les fournisseurs de services cellulaires laissent la plupart du temps les stations transmettre à une puissance fixe. Cette technologie sera cependant plus accessible avec l'avènement des réseaux 5G. En effet, les nouvelles stations de base seront plus intelligentes, ce qui facilitera l'application de cette gestion dynamique du mode veille

des stations. Cela s'apparente alors à du *smart grid*, où la gestion de la puissance consommée est gérée de manière intelligente dans le réseau.

Afin de réduire encore plus les GES, il est évident que l'utilisation d'énergie verte est une autre méthode très efficace. L'équipement solaire servant à alimenter les stations de base est une technique utilisée en pratique dans plusieurs pays. De plus, installer assez de panneaux solaires sur une station de base peut la rendre autonome. Cela a un grand avantage en région rurale, où il peut être plus difficile et coûteux de développer un réseau électrique qui connecte et alimente les stations. Par exemple, il est populaire en Afrique d'installer des panneaux solaires dans les nouveaux réseaux de télécommunications cellulaires où les stations de base ne sont pas connectées à ce réseau électrique. Cela a l'avantage d'être plus économique. Aussi, surtout en Afrique, la quantité d'illumination provenant du soleil est assez élevée pour rendre les panneaux solaires efficaces. Malgré l'existence des systèmes de télécommunications alimentés par le solaire et des nombreux articles portant sur le sujet, la plupart des systèmes et des articles ne visent que le comportement d'une station de base et non pas d'un grand réseau. De plus, à notre connaissance, aucune étude ne vise des réseaux urbains.

Ce mémoire vise à intégrer l'installation solaire aux stations de base dans un contexte de grands réseaux urbains où il est possible de faire de la gestion dynamique du fonctionnement des stations de base. Il permet alors de faire le lien entre l'utilisation de l'énergie verte et la diminution de la puissance de transmission des antennes. Cela permettra de voir s'il y a des interactions entre ces deux technologies et si cela aura un impact sur la planification et l'opération du réseau. Beaucoup de recherche a déjà été effectuée et d'articles publiés dans le domaine de la gestion dynamique des stations. Cependant, l'ajout de panneaux solaires en conjonction avec la gestion dans un contexte de réseau, au lieu d'une station unique, rend ce travail original. Finalement, en s'attaquant à la diminution de la puissance des antennes, ce mémoire cible alors la partie des réseaux qui consomme la plus grande quantité d'énergie et donc, qui produit le plus de GES dans les réseaux sans fil.

1.1 Question de recherche

Le but premier de ce travail de recherche est d'étudier l'effet de l'installation et de l'utilisation de systèmes d'équipements solaires alimentant les stations de base. Avec cet objectif de recherche précis, la question de recherche peut se définir ainsi: comment l'installation de panneaux solaires sur les stations de base agit-elle sur leur planification et leur opération de la gestion dynamique et vice-versa? Avec cette question, on cherche à déterminer des conditions où l'ajout de panneaux solaires affecte, positivement ou négativement, la gestion

dynamique. À l'inverse, on veut aussi savoir comment l'ajout de la gestion dynamique à un réseau vert avec énergie solaire a un impact sur l'installation et l'utilisation de l'énergie solaire.

1.2 Objectifs de recherche

Le but principal de cette recherche est de proposer et d'étudier une modélisation intégrée de la gestion dynamique des stations et de l'installation de l'équipement solaire. L'objectif est de minimiser le coût total, capital plus opérationnel, sur l'alimentation des stations de base. Pour cela, il faut étudier l'effet de l'installation des panneaux solaires dans le réseau cellulaire.

Plus précisément, un des objectifs est de déterminer l'interaction entre l'utilisation du solaire et l'alimentation traditionnelle par le réseau électrique. En d'autres mots, est-ce que l'ajout du solaire modifie la dynamique des stations ? À l'inverse, est-ce que le mode dynamique a un effet sur l'installation des panneaux solaires ? Par exemple, le mode dynamique pourrait aider à installer l'équipement solaire sur plus de stations. Nous pensons qu'il y a un lien entre les deux, du moins sous certaines conditions, mais il faut mieux caractériser cette interaction. Le but secondaire de ce mémoire est de planifier l'installation des stations de base dans des réseaux où la demande croît dans le temps. Cette planification est effectuée dans un contexte où l'énergie solaire est présente. Il faut alors décider si l'équipement est installé ou non sur une station de base et puis comment l'énergie est utilisée.

1.3 Outils et méthodes

Le but de ce projet étant de développer un modèle permettant de simuler des réseaux cellulaires urbains, il faut ensuite pouvoir les optimiser afin de sauver de l'énergie électrique et, par le fait même, des coûts. Dans cette modélisation, les stations couvrent des régions de sorte qu'aucun usager ne soit laissé sans réseau, et ce, à tout moment de la journée. Pour économiser de l'énergie, il faut éteindre ou diminuer la puissance des antennes de certaines stations sans compromettre la qualité du réseau. Il faut alors que les usagers reçoivent en tout temps la quantité de débit dont ils ont besoin. Se tourner vers des énergies vertes est la deuxième piste de solution à envisager pour réduire les GES. Il faut alors être en mesure de modéliser la génération d'énergie d'un système solaire composé de différents équipements, soit les panneaux, les batteries, les investisseurs de courant et les contrôleurs de charge.

Une difficulté qui a dû être surmontée était de trouver des données réelles pour les paramètres de ces équipements. Par exemple, si l'équipement solaire a un certain taux de dégradation,

quelle quantité d'énergie devrait-on s'attendre à ce qu'il produise ? Cela n'est qu'une partie du processus nécessaire afin de rendre les résultats plus près de la réalité. Il faut aussi remplacer cet équipement en fonction de leur temps de vie, qui n'est pas à négliger, car cela va augmenter considérablement les coûts. Il y a alors beaucoup de recherche effectuée sur les données nécessaires dans ce problème.

Vient ensuite la modélisation des réseaux pour répondre aux objectifs. Cela se fera en définissant et en optimisant deux modèles différents : un sans croissance du trafic et l'autre avec croissance. Pour simuler ces réseaux, il faut d'abord optimiser pour une journée typique l'utilisation des batteries de l'équipement solaire et la gestion dynamique des stations. Cette journée est répétée pour une année. Pour le modèle sans croissance, cette journée est une moyenne sur toutes les années de l'étude. Pour le modèle avec croissance, cette journée verra son nombre d'utilisateurs augmenter au cours des années.

Finalement, une fois la formulation mathématique des modèles effectuée, il est nécessaire de construire un programme capable de générer de tels réseaux à partir de données réelles, ce qui est un défi en soi. Ensuite vient l'optimisation de ces réseaux en cherchant à réduire les coûts liés à leur alimentation par énergie solaire et conventionnelle. Pour cela, des modèles de programmation mathématique linéaire en nombre entier MIP (*Mixed Integer Programming*) sont implémentés.

1.4 Plan du mémoire

L'introduction (chapitre 1) a permis de situer le sujet de ce mémoire de maîtrise, ainsi que d'expliquer certains concepts de base. La question de recherche et les objectifs principaux ont aussi été donnés. Vient ensuite la revue de littérature qui est dans un chapitre à part de l'introduction. Outre l'introduction, la revue de littérature (chapitre 2) et la conclusion (chapitre 6), le corps du mémoire se divise en trois chapitres. Le premier est le chapitre 3 qui porte sur la description des réseaux utilisés dans les deux modèles. L'équipement présent dans les réseaux cellulaires y est notamment présenté avec tous les paramètres communs aux deux modèles. Le chapitre 4 décrit le modèle sans croissance où le trafic reste constant avec les années. Les fonctionnalités du modèle sont d'abord décrites, puis la définition mathématique du problème est donnée. Ensuite, les calculs des paramètres propres à ce modèle sont expliqués et les résultats sont présentés. Pour ce qui est du modèle avec croissance présenté dans le chapitre 5, il permet une croissance du trafic pour des réseaux où l'on doit installer de nouvelles stations. Le même gabarit de plan que pour le premier modèle est utilisé. Finalement, la conclusion résume les points importants et donne certaines limitations pour les deux modèles ainsi que les améliorations futures suite à ce projet de maîtrise.

CHAPITRE 2 REVUE DE LITTÉRATURE

Le problème de la réduction des GES dans les réseaux de télécommunications a fait l'objet de nombreuses études. Il y a, notamment, plusieurs articles traitant des sujets de cette maîtrise, mais sans pour autant répondre à la question de recherche (section 1.2). En effet, ce mémoire se distingue par la combinaison de trois aspects: l'alimentation conjointe avec l'énergie solaire et le réseau électrique, la gestion dynamique des stations de base et l'aspect des grands réseaux.

En ce qui concerne l'économie d'énergie dans les stations mêmes, deux types de littérature s'y trouvent. La première recherche à améliorer l'efficacité énergétique de l'équipement de transmission et de la technologie en général [3] concernant les stations. Ces travaux qui touchent exclusivement la couche physique se situent en dehors des limites de ce mémoire, qui est concentré sur la couche réseau.

L'autre catégorie de recherche est basée sur les nouvelles technologies, dans la couche réseau, notamment, ce qui permet de réduire l'énergie de consommation des stations de base. Par exemple, la gestion dynamique des stations de base où l'allocation des usagers varie avec le temps est un bon exemple de méthode réseau.

C'est plus récemment que l'idée d'utiliser les énergies vertes pour alimenter les stations a été considérée. Plus particulièrement, l'utilisation de l'énergie solaire [4] est un moyen intéressant, autant utilisée comme source unique ou de manière jointe avec l'électricité conventionnelle du réseau électrique. Dans la plupart de ces travaux, l'hypothèse que l'énergie solaire coûte beaucoup moins cher que celle du réseau électrique est présentée. Ceci mène à la conclusion que le solaire devrait être installé partout dans les réseaux et utilisé le plus possible. Cette conclusion est cependant erronée, car le coût réel de l'installation de l'équipement solaire y est négligé. Une partie de ce mémoire est dédiée à l'évaluation plus précise et réaliste du coût de l'énergie solaire et à son effet dans les algorithmes de planification et gestion.

Une solution générale qui est proposée dans la littérature est que l'énergie solaire peut être gérée de manière indépendante de la gestion dynamique des stations de base. Un objectif de ce mémoire est de montrer que les deux sont interreliés et qu'on ne peut alors pas résoudre ces deux problèmes de manière indépendante.

Étant donné les considérations énumérées ci-dessus, nous avons classifié la littérature en quatre grands créneaux présentés ci-dessous.

2.1 Gestion dynamique de l'énergie des stations de base

Depuis plusieurs années, de nombreuses études ont été réalisées avec comme objectif de mettre en veille les stations de base lors des périodes de trafic moins élevées [5–7].

Une technique pour décider quand l'on éteint ces stations, lorsque cela est possible, est d'utiliser la théorie des jeux. Les auteurs de [8–12] utilisent cette méthode pour minimiser la puissance totale tout en ayant des contraintes sur la qualité du service. De manière similaire, [13] étudie le contexte d'un réseau hétérogène avec des stations macro, pico et femto dans [14]. Pour des réseaux 3G, les auteurs [15] calculent l'énergie du réseau en fermant certaines stations quand tous leurs usagers peuvent être desservis par d'autres stations actives.

Une autre méthode de gestion dynamique consiste à modifier la puissance de transmission des antennes des stations pour certaines valeurs tel que proposé dans [16–18]. La coopération entre plusieurs stations de base est aussi utilisée d'une autre manière dans [19, 20] où les stations peuvent se concentrer sur un usager en particulier, ainsi que dans [21] où ils utilisent la théorie des jeux.

En ce qui concerne la dynamique dans les réseaux et l'économie des coûts d'opération, les modèles d'optimisation sont principalement des algorithmes en temps réel qui donnent des solutions quasi-optimales. Un de ces modèles est décrit dans [22] où l'objectif de réduire l'énergie utilisée est traduit par la minimisation de deux objectifs : le nombre de stations de base installées et le nombre d'usagers qui ne sont pas servis.

Le concept d'une planification tenant compte de la gestion dynamique est étudié dans [2, 23, 24]. On montre qu'une optimisation jointe, donc complète, des réseaux donne la meilleure solution avec plus de 30% d'économie en coût.

2.2 Stations de base avec énergie solaire

L'utilisation de l'énergie solaire pour alimenter les stations de base a fait l'objet de plusieurs articles dans les dernières années.

Les panneaux solaires sont particulièrement utiles et convoités pour alimenter les stations dans des régions isolées non couvertes par le réseau électrique. Un cas simple [25] étudie si une station peut être alimentée uniquement avec de l'énergie solaire, donc en étant déconnectée du réseau électrique. On conclut que ce système à alimentation solaire produit des coûts de capital et d'opération de sorte que le solaire est compétitif avec la génération de l'électricité au diesel.

L'article le plus récent où il est question d'un réseau 3G alimenté par le solaire provient de [4]. L'objectif est de choisir l'équipement solaire d'une station UMTS *Node B* afin de minimiser le coût net tout en tenant compte de la charge des usagers à chaque heure et de l'énergie solaire disponible en un mois. Leur solution consiste à calculer la puissance solaire nécessaire à chaque heure, et ce, pour toutes les configurations d'équipements solaires provenant de leur banque de données. La meilleure configuration est alors choisie. Cependant, dans l'optimisation, le trafic n'est pas utilisé. Le but est seulement d'égaliser la puissance des batteries et des panneaux solaires avec la puissance des stations additionnée aux pertes. La conclusion principale qui y est faite est que le solaire est une option réaliste pour les technologies 3G.

Un autre aspect de l'optimisation des systèmes solaires consiste à tenir en compte la variation de la production de l'énergie. La programmation stochastique [26] permet d'optimiser le coût de l'énergie provenant du réseau électrique en choisissant la quantité d'électricité qu'il faut acheter du réseau comparée à la quantité d'électricité du solaire pendant une journée. Cela se fait en fonction de l'incertitude reliée à la génération d'énergie solaire, ainsi qu'en fonction du trafic et du coût de l'énergie du réseau électrique qui peuvent être aussi variables.

Le travail de [27] modélise la gestion dynamique de deux stations de base alimentées uniquement par énergie solaire. Leur solution est basée sur une technique de Bayes robuste où l'on doit avoir une connaissance exacte du trafic.

L'effet de la gestion dynamique dans le réseau cellulaire se fait sentir lorsqu'il y a plusieurs stations qui interagissent ensemble, par exemple, avec un *smart grid* gérant l'énergie du réseau cellulaire [28–30]. Plus particulièrement, en ce qui concerne les batteries, [28] trouve une borne supérieure sur leur capacité où il n'est plus possible de faire des économies d'énergie. La charge des batteries est aussi étudiée dans [31] où elle doit rester dans un certain intervalle. Ils modélisent notamment la charge et la décharge des batteries dans le but d'optimiser leur espérance de vie.

Un système hybride moins dispendieux que dans le cas purement solaire et où il y a une station de base unique est présenté dans [32]. Une remarque importante à faire sur ce travail est que, comme c'est le cas dans ce mémoire, les coûts à minimiser sont le capital des panneaux solaires et des batteries en plus des coûts d'opération de l'énergie du réseau électrique. Le nombre de batteries et le dimensionnement des panneaux solaires sont aussi optimisés en plus de la gestion de l'énergie. Cela est effectué en optimisant le modèle de la station de base pour chaque année séparément. La principale différence avec ce mémoire est que le problème est résolu au complet toutes années comprises. De plus, le travail de [32] est un des rares qui étudie en même temps la planification et l'opération d'une station de base individuelle, mais

sans tenir compte de la présence du réseau. Une des améliorations majeures qu'apporte ce mémoire dans la littérature est que des réseaux de plusieurs stations sont considérés.

2.3 Gestion dynamique du mode veille avec énergie solaire

S'il n'y a pas de gestion dynamique, il est possible de décider si l'on utilise l'énergie solaire ou pas pour chacune des stations de base séparément en considérant le coût et la performance du solaire comparé au réseau électrique. Cette décision n'aura pas d'impact sur les autres stations du réseau.

Quand on utilise en même temps le solaire et la gestion dynamique, la décision de mettre une station en veille signifie que les usagers doivent être assignés à une autre station ce qui augmente la charge de ces dernières. Cela peut alors avoir un effet sur l'utilisation de l'énergie solaire sur les stations de base nouvellement plus chargées. Cette difficulté supplémentaire est une des causes expliquant le manque de recherche concernant le problème joint du solaire et de la gestion dynamique.

Nous n'avons trouvé qu'une seule référence [33] où le solaire est utilisé en conjonction avec le réseau électrique. L'objectif est de minimiser le coût total de l'énergie, autant solaire que provenant du réseau électrique. Les variables de décision permettent de déterminer l'assignation des usagers aux stations de base et l'utilisation du réseau électrique ou du solaire. Dans plusieurs articles, le coût de l'énergie solaire est supposé comme étant très faible comparé au coût du réseau électrique. C'est encore le cas pour [33] et, en plus, la capacité des batteries est considérée comme étant infinie. La solution pour le profil de mise en veille des stations tient en compte la demande des usagers à long terme.

Les plus grandes différences avec notre approche sont que le travail de [33] n'a pas de limite sur la capacité maximale des batteries et que les coûts de l'énergie solaire ne sont pas basés sur des données réelles, car c'est le ratio de l'énergie solaire sur celle du réseau électrique qui est utilisé. Dans notre cas, c'est le coût de l'équipement et non le ratio qui sert à l'optimisation. Aussi, ils procurent de l'énergie solaire sur toutes les stations alors que nous choisissons sur chacune d'entre elles si l'équipement doit être installé.

2.4 Coûts

Beaucoup d'articles traitant de l'installation de panneaux solaires dans des réseaux cellulaires supposent que le coût est très petit comparé à celui du réseau électrique et ils négligent alors souvent l'équipement solaire. Le travail de [34] est une exception qui optimise le dimension-

nement des panneaux solaires et la capacité des batteries pour des stations de type macro et le but est de minimiser le coût de capital. Le but est à la fois d'installer l'équipement solaire sur les stations macros et de décharger le trafic sur les petites stations. La quantité totale d'énergie verte utilisée n'est cependant pas optimisée : elle est fixée. Cela constitue une grande différence avec ce mémoire qui optimise la quantité d'énergie solaire utilisée. Aussi, la valeur des coûts du solaire n'est pas donnée, mais elle est plutôt présentée comme une fonction du ratio du coût entre les deux types d'énergie.

Dans la littérature, lorsque le coût de l'énergie solaire est calculé, l'estimation ainsi produite n'est habituellement pas réaliste. En effet, la plupart des articles ne considèrent comme équipement que les panneaux solaires et les batteries, sans considérer les convertisseurs de courant et les contrôleurs de charge. Ces deux derniers équipements sont importants, car, non seulement ils augmentent le coût du solaire, mais ils diminuent aussi l'efficacité de la production d'électricité.

Dans la revue de littérature qui a été effectuée, aucune source ne traitait d'un système de génération d'énergie solaire avec des convertisseurs et des contrôleurs dans un contexte de gestion dynamique des réseaux cellulaires. Il n'y a que [4] qui considère les convertisseurs de courant, mais pas les contrôleurs de charge.

Pour conclure, il n'y a à notre connaissance aucune recherche qui intègre les panneaux solaires, les batteries, les convertisseurs et les contrôleurs, avec la gestion dynamique des BS, dans un réseau à plusieurs BS et pour un modèle de planification et de gestion.

CHAPITRE 3 DESCRIPTION DU SYSTÈME

Ce chapitre décrit les systèmes avec lesquels l'on va travailler : des réseaux de télécommunications cellulaires avec alimentation hybride des stations de base qui couvrent des régions ayant des usagers générant du trafic. Cette alimentation hybride provient du réseau électrique et de l'énergie solaire. Nous considérons deux types de systèmes différents en relation aux deux modèles qui sont présentés dans les chapitres 4 et 5.

Dans le premier, les stations de base sont fixes, le trafic est constant et la question est de déterminer où placer l'équipement solaire.

Dans le deuxième, le réseau existant n'a pas d'énergie solaire, mais il doit évoluer au fil des années en ayant la possibilité d'installer de nouvelles stations avec de l'équipement solaire. La figure 3.1 montre un tel réseau où il y a des sites potentiels, dits candidats, pour y installer des stations. Les points rouges représentent des agrégations d'usagers qui sont dispersés de manière aléatoire dans le réseau autour des stations de base. Les croix sont des sites candidats qui sont aussi placés aléatoirement dans le réseau.

Les stations de base avec alimentation solaire à installer dans ce type de réseau sont schématisées dans la figure 3.2. Un système de génération d'énergie solaire composé de divers équipements permet aux stations d'avoir une source d'énergie verte d'appoint au réseau électrique. La station a alors deux types d'énergie lui permettant d'être activée et de transmettre aux usagers.

Une autre particularité du deuxième système est que, en milieu urbain, un site candidat peut avoir une station de base 5G. La cinquième génération des réseaux de téléphonie mobile promet plusieurs avancements afin d'augmenter la capacité des réseaux. Plus particulièrement, le 5G est censé fournir un débit allant jusqu'à 100 Gbps. Une statistique importante sur ce marché est l'augmentation de 24% annuellement, entre 2017 et 2025, du nombre de petites cellules pouvant servir pour le 5G [35]. Cela implique qu'il y aura beaucoup d'information relayée d'une station à une autre pour couvrir les distances requises ce qui demande une quantité considérable d'énergie.

Les nouvelles petites stations ont par contre plusieurs avantages technologiques leur permettant d'avoir un meilleur débit et de servir plus d'usagers. Cela fait en sorte qu'ils ont une bonne efficacité énergétique par bit grâce aux MIMO massifs permettant de servir plus d'usagers en même temps. Une autre caractéristique importante du 5G est l'utilisation de

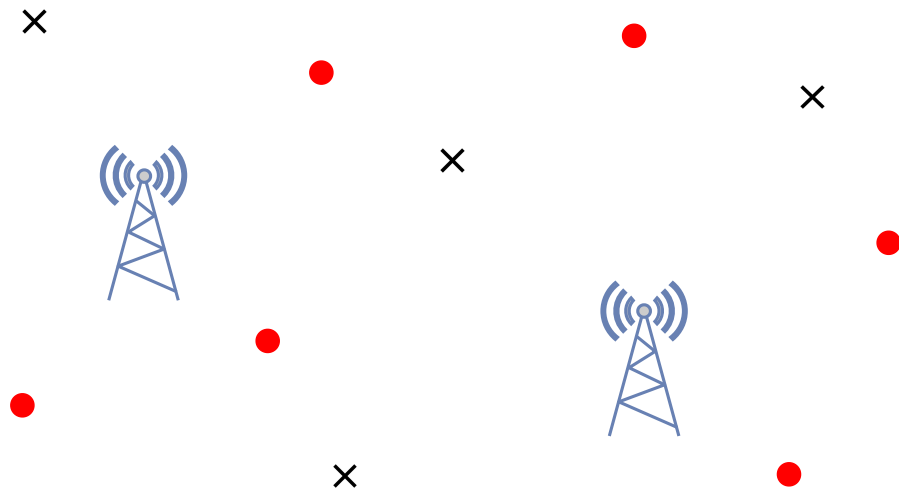


Figure 3.1 Système à modéliser

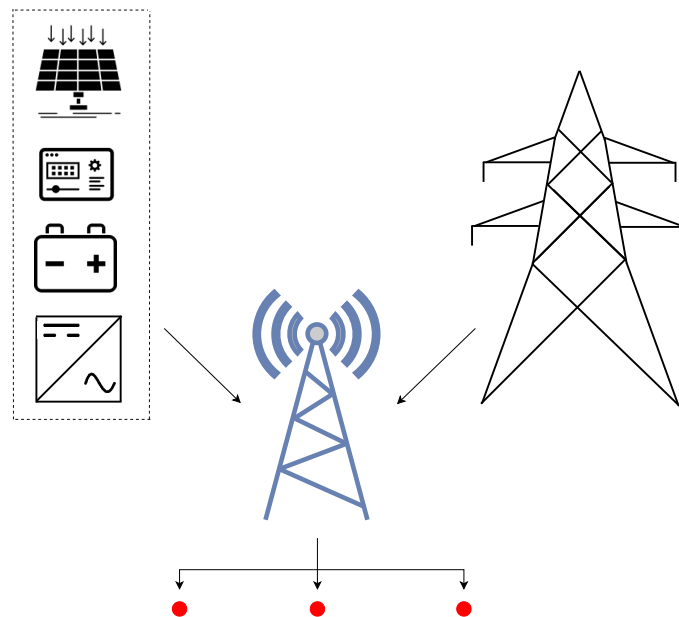


Figure 3.2 Station de base avec alimentation

fréquences beaucoup plus élevées ce qui fait alors que le signal s'affaiblit vite lors de sa propagation. Les stations sont alors plus rapprochées que dans le 4G.

Le type de topologie composée de plusieurs cellules rapprochées permet une grande interaction entre les stations de base, ce qui favorise leur capacité à s'entraider pour se mettre en veille ou bien diminuer leur puissance. De plus, les stations de base du 5G vont pouvoir se mettre en veille beaucoup plus facilement et plus souvent que leurs prédécesseurs. Pour ces raisons, la gestion énergétique des stations de base 5G sera plus efficace dans un contexte de réseaux intelligents. Cette intelligence permettrait également de mieux intégrer l'utilisation de sources d'énergie alternative, par exemple des panneaux solaires.

De plus, les nouvelles stations 5G seront très petites et n'auront pas besoin d'une grande puissance d'alimentation, ce qui favorise aussi l'utilisation d'un système solaire qui y serait installé. Effectivement, dans un contexte urbain, il pourrait être difficile de trouver l'espace nécessaire pour placer les panneaux solaires et alimenter les plus grosses stations du 4G. La taille des nouvelles stations étant petites, elles pourraient être installées sur des lampadaires requérant par le fait même d'une petite surface pour y installer les panneaux.

Finalement, les réseaux 5G pourront gérer plus facilement le rayon de couverture des stations en modifiant la puissance émise de leurs antennes. Cela donne lieu au *cell zooming* qui sera introduit dans notre deuxième modèle.

3.1 Définitions et concepts de base

Les descriptions du réseau qui vont suivre portent uniquement sur ce qu'il y a en commun entre le modèle sans croissance (modèle 1) et avec croissance (modèle 2). Les différences entre les deux modèles seront expliquées de façon plus approfondie dans leur chapitre respectif.

3.1.1 Système

Les paramètres réseaux communs aux deux modèles sont les suivants.

ϕ Nombre d'années de l'étude du réseau.

\mathcal{T} Base de temps d'une journée typique. Elle peut être divisée en 24 heures, comme elle peut l'être en moins de périodes qui n'ont pas nécessairement la même durée.

C^E Coût de l'énergie du réseau électrique (en \$/kWh).

La variation de l'énergie solaire, du trafic et, même parfois si applicable, de la tarification du réseau électrique, sont les raisons poussant le modèle à devoir prendre des décisions plusieurs fois dans une journée complète. Cela explique alors le besoin d'avoir une base de temps \mathcal{T} .

La tarification du réseau électrique est habituellement constante durant toutes les heures de la journée, mais, dans certains pays, ce n'est pas le cas. Il sera alors intéressant de faire une étude avec une tarification variable, ce qui sera fait dans le chapitre 4. Ce type de tarification est représenté dans la figure 3.3.

3.1.2 Régions

Les réseaux cellulaires permettent de servir les usagers d'une région donnée. Dans ce travail, on considère que ces régions ont une forme circulaire ayant une superficie et une densité de population qui vont affecter le nombre et la capacité des stations à installer. Dans des régions urbaines où la densité est plus élevée, il faudra nécessairement plus de stations et celles-ci seront alors plus rapprochées les unes des autres.

Outre l'aire et la densité, il faut considérer aussi l'ensoleillement. Cette irradiation solaire va varier durant la journée selon un profil et va déterminer la quantité d'énergie solaire que l'on peut produire sur une station ayant l'équipement installé. La figure 3.4 montre le profil d'irradiation solaire normalisée par rapport à la valeur maximale d'irradiation (en W/m^2) dans la ville de Palerme.

Voici la liste détaillée des paramètres des régions qui sont communs aux deux modèles.

germe Nombre pour la génération aléatoire des points de test et des stations de base du réseau.

R Rayon du cercle définissant la région.

d^U Densité d'usagers dans la région (en usagers/ m^2).

N_{bs}^{tp} Taux du nombre de points de test par station de base. C'est le nombre moyen de TP associés par BS.

\bar{S} Irradiation solaire maximale (en W/m^2).

π_t^S Profil d'irradiation solaire.

Tel que montré ci-dessus, le profil d'ensoleillement π_t^S que nous allons utiliser (figure 3.4). Il provient de la ville de Palerme, en Italie. Les coordonnées de la ville ont permis de connaître la moyenne annuelle de la radiation maximale selon la NASA [36], ce qui est de $271W/m^2$. À noter que, puisque l'on fait une moyenne annuelle, on ne tient pas compte des saisons.

3.1.3 Points de test

Les points de test, que l'on va plus souvent appeler TP pour *test points*, sont des agrégations d'usagers. Ceux-ci ont besoin d'être servis et ont une charge, en Mbps, qui varie dans le

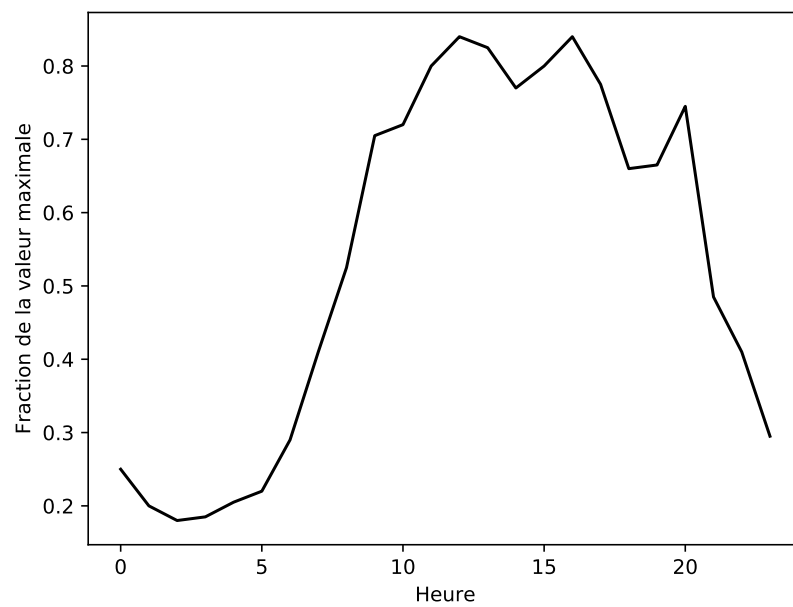


Figure 3.3 Profil de la tarification du réseau électrique

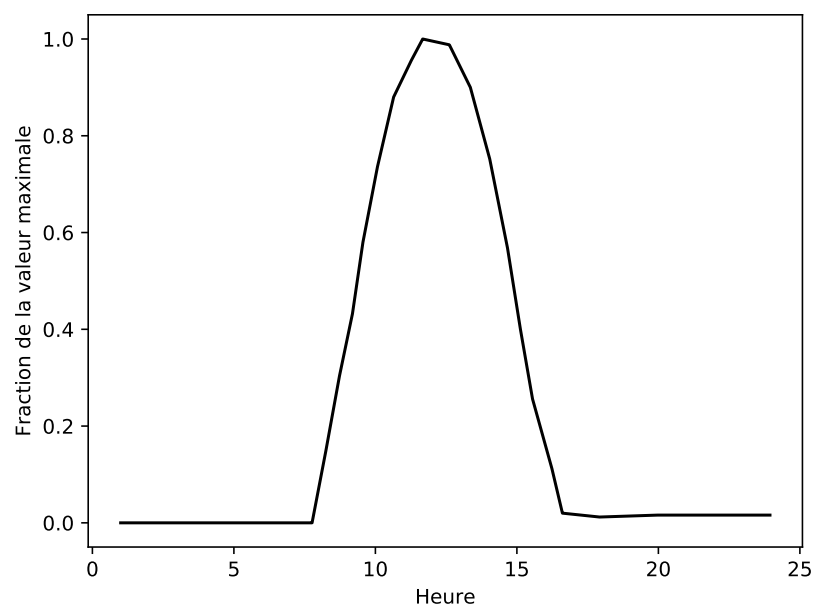


Figure 3.4 Profil d'irradiation solaire de Palerme

temps. Un profil permet de quantifier la charge des usagers pendant une journée typique. Cette charge est aussi sujette à un effet aléatoire en y appliquant une loi gaussienne.

Voici la liste détaillée des paramètres des TP qui sont communs aux deux modèles.

C^U Trafic maximal par usager en Mbps.

π_t^U Profil du trafic d'un usager au temps t .

σ^T Écart-type d'une loi gaussienne appliquée sur le trafic d'un TP.

Le trafic maximal C^U dont un usager a besoin est fixé à 1 Mbps pour le modèle 1 (chapitre 4) et à 10 Mbps pour le modèle 2 (chapitre 5).

Normalement, le trafic de données varie non seulement à chaque heure de la journée, mais aussi selon le type d'utilisateur et la journée de la semaine. Effectivement, si c'est la fin de la semaine, un trafic différent est observé comparé à la semaine. Pour ce qui est du type d'utilisateur, il peut être résidentiel ou industriel. Le profil choisi est celui de type industriel pour un jour de semaine et son profil de trafic normalisé est montré dans la figure 3.5. La valeur maximale du trafic est C^U modifié par la loi gaussienne avec l'écart-type σ^T .

3.1.4 Stations de base

Plus une station a une grosse charge à traiter, plus elle doit consommer de l'électricité. Nous faisons l'hypothèse que des usagers seront acceptés en autant que leur charge totale soit inférieure ou égale à la capacité maximale en Mbps de la station de base les déservant. Une deuxième méthode pour déterminer la charge maximale d'une station est d'utiliser la puissance de transmission. Ainsi, on peut aussi considérer que la station émettant à sa puissance maximale va pouvoir fournir un débit maximal à un TP pour une distance donnée. La puissance de transmission sera utilisée pour le modèle 2 (avec croissance), tandis que le débit sera utilisé comme capacité pour le modèle 1 (sans croissance).

Le niveau d'énergie consommée par les stations du réseau dépend du trafic. Si la charge totale du réseau est assez faible, certaines stations de base (BS) pourront mettre en veille leurs antennes et sauver ainsi de l'énergie. Il est possible d'éteindre quelques stations tout en continuant de couvrir tous les TP, car ceux-ci peuvent être couverts par plusieurs stations à la fois. En effet, dans les modèles de ce mémoire, les régions de couverture des stations peuvent se chevaucher.

Pour ce qui est des paramètres communs des deux modèles en ce qui a trait aux BS, nous avons ces paramètres.

W^0 Puissance de consommation de la station en mode veille.

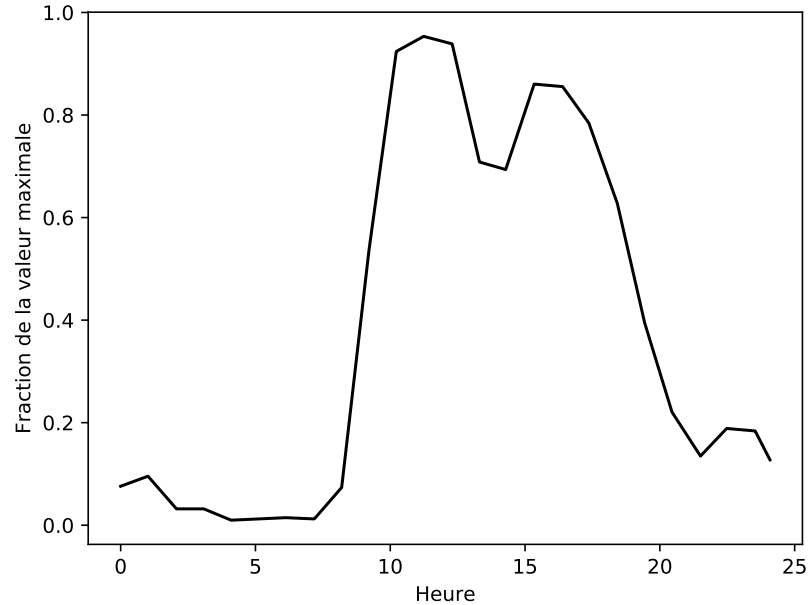


Figure 3.5 Trafic de données des usagers

W^1 Puissance de consommation de la station en mode actif.

C^D Débit maximal de la station en Mbps.

R^b Rayon de la station en km.

3.1.5 Équipement solaire

L'équipement solaire est composé de quatre types d'éléments : les panneaux solaires, les batteries, les investisseurs de courant et les contrôleurs de charge. Ces équipements peuvent être sujets à une dégradation de leur performance au fil des années et leur coût n'est pas négligeable, car ils ont une durée de vie fixe. Il faut alors les remplacer après un certain nombre d'années. La durée de vie est déterminée par le fabricant et, à moins d'avoir d'autres informations, on considère que la garantie d'un équipement correspond à sa durée de vie.

De plus, on considère que ces équipements ne sont pas parfaits et qu'ils ne fonctionnent qu'à un certain pourcentage de leur efficacité maximale. Typiquement, cette valeur est au-dessus de 90%.

L'efficacité va subir une dégradation au fil du temps. On modélise de manière linéaire cette dégradation et elle est uniquement appliquée pour les batteries et les panneaux solaires. Dans le modèle sans croissance, une moyenne de l'efficacité sur les années est calculée. En considé-

rant une dégradation linéaire, la moyenne est simplement calculée sur l'efficacité initiale de l'équipement et son efficacité finale. Pour le modèle avec croissance, l'efficacité est calculée à chaque année en partant de l'année d'installation.

Les équipements sont succinctement décrits ci-bas et tous leurs paramètres qui sont pris en compte dans ce mémoire sont présentés dans le tableau 3.1.

Panneaux solaires

Les panneaux solaires convertissent la radiation, en W/m^2 , provenant du soleil en électricité. L'énergie produite dépend de l'irradiation solaire pour une période de temps donnée et prend en compte l'efficacité du type de panneau utilisé et leur nombre. Les paramètres des panneaux solaires considérés dans les modèles de ce mémoire sont les suivants.

C^S Coût du panneau solaire en USD.

A Aire du panneau en m^2 .

η^S Efficacité du panneau lorsqu'il est neuf.

W^S Puissance maximale du panneau en W.

ξ^S Dégradation annuelle du panneau en %.

L^S Temps de vie en années du panneau.

N^S Nombre d'unités de panneaux solaires d'installées sur la station de base.

Contrôleurs de charge

Les contrôleurs de charge sont connectés directement aux panneaux solaires. Ils permettent de limiter le courant et la tension sortant des panneaux pour éviter les surcharges. Cela permet de mieux protéger les batteries pour éviter une dégradation prématurée. Les paramètres des contrôleurs sont les suivants.

C^C Coût du contrôleur en USD.

A^C Courant maximale du contrôleur en A.

η^C Efficacité du contrôleur.

L^C Temps de vie en années du contrôleur.

N^C Nombre d'unités de contrôleurs d'installés sur la station de base.

Le nombre N^C de contrôleur de charge installés sur une station doit être assez élevé pour avoir une puissance nominal totale au moins égale à celle des N^S panneaux solaires. Ce

nombre dépend aussi de la tension des batteries et du courant nominal du contrôleur comme le montre l'équation (3.1).

$$N^C = \left\lceil \frac{N^S W^S}{V^B A^C} \right\rceil \quad (3.1)$$

Batteries

Les batteries permettent d'emmagasiner l'énergie solaire jusqu'à ce que la station en ait besoin. Elles ont une capacité maximale ne pouvant être dépassée, donc, si elles ne sont pas assez utilisées, il peut y avoir des pertes. Une autre forme de perte dans les batteries est due à leur inefficacité à transmettre toute l'énergie qui y est emmagasinée. Il y a alors un facteur pour leur efficacité η^B inférieur à 1 à appliquer. Les paramètres des batteries sont les suivants.

C^B Coût de la batterie solaire (en USD).

ζ Décharge maximale qui est permise en %. Ce paramètre est connu sous le nom de DoD (Depth of Discharge)

η^B Efficacité de la batterie lorsqu'elle est neuve.

V^B Voltage de la batterie (en volts).

β Capacité de la batterie (en Ah). Ce paramètre est sujet à une dégradation avec les années.

ξ^B Dégradation annuelle de la batterie (en %).

L^B Temps de vie de la batterie (en années).

N^B Nombre d'unités de batteries d'installées sur la station de base.

B^+ Quantité maximale d'énergie (en kWh) que peut emmagasiner le groupe de batteries installée sur une station.

B^- Quantité minimale d'énergie du groupe de batteries installée sur une station (en kWh). Cette énergie n'est pas nulle, car on impose un certain niveau de décharge maximal sur les batteries pour éviter une dégradation précoce.

La quantité d'énergie maximale B^+ d'un groupe de batteries peut être exprimé par :

$$B^+ = N^B V^B \beta \quad (3.2)$$

La décharge maximale ζ d'une batterie permet de calculer B^- .

$$B^- = B^+(1 - \zeta) \quad (3.3)$$

Convertisseurs de courant

Les convertisseurs de courant, connectés après les batteries, transforment le courant continu sortant en courant alternatif. Les paramètres des convertisseurs de courant sont les suivants.

C^I Coût du convertisseur (en USD).

W^I Puissance maximale du convertisseur (en W).

η^I Efficacité du convertisseur.

L^I Temps de vie (en années) du convertisseur.

N^I Nombre d'unités de convertisseurs d'installés sur la station de base.

Le nombre requis N^I de convertisseurs doit être suffisant pour avoir une puissance supérieure à l'énergie produite tout en considérant le voltage des batteries.

$$N^I = \left\lceil \frac{N^S W^S}{W^I} \right\rceil \quad (3.4)$$

3.1.6 Coût total de l'équipement solaire

Comme il a déjà été mentionné, quatre types d'équipement sont modélisés : les panneaux solaires, dénotés par S , les batteries, par B , les convertisseurs de courant, par I , et les contrôleurs de charge, par C . Chaque équipement $K \in \{S, C, B, I\}$ a ses paramètres spécifiques, mais ils peuvent aussi être communs. Par exemple, tous les équipements ont un prix d'achat, mais seulement les batteries ont comme paramètre la capacité.

Certains des paramètres communs aux différents équipements sont nécessaires au calcul du coût total de ce système à installer sur les stations de base. Ces paramètres sont énumérés ci-dessous.

C^K Coût de l'équipement en USD.

N^K Nombre d'unités de l'équipement d'installé sur la station de base.

R^K Le nombre de fois que l'équipement doit être remplacé durant la durée de l'étude.

Δ_ϕ Durée en années pendant laquelle l'équipement est utilisé.

Le nombre de remplacements R^K est donné par :

$$R^K = \left\lceil \frac{\Delta_\phi}{L^K} \right\rceil \quad (3.5)$$

où $\Delta_\phi \leq \phi$. Dans le modèle sans croissance, l'équipement est installé uniquement au début de l'étude, mais le modèle avec croissance permet une installation retardée, ce qui implique que Δ_ϕ ne soit pas constant.

Le coût du système solaire par station de base en considérant les remplacements, est donné par :

$$C^S = \sum_K C^K N^K R^K \quad (3.6)$$

Il est à noter que les coûts d'installation de l'équipement ne sont pas compris dans le calcul de C^S . Il en est ainsi, car il est difficile d'évaluer le prix pour l'installation du système et, lorsque l'on ne connaît pas la valeur d'un paramètre, on l'omet. Ce modèle ne tient pas compte non plus des incitatifs gouvernementaux qui pourraient être appliqués pour économiser de l'argent sur cet équipement solaire.

Le nombre de panneaux et de batteries N^S et N^B est fixé par l'utilisateur du modèle. Le nombre de convertisseurs N^I est calculé de sorte que leur puissance au total soit supérieure ou égale à celle des panneaux solaires. Le calcul détaillé provient de l'équation (3.1). En ce qui concerne N^I , il faut tenir en compte la puissance des batteries, comme le montre le calcul de l'équation (3.4).

Pour obtenir un coût réaliste de l'équipement, ceux-ci ont été recherchés dans la littérature ou sur des sites de vente sur Internet. Dans le but de minimiser les coûts du système solaire à installer sur les stations, ces équipements ont été choisis de sorte qu'ils produisent le plus d'énergie possible à moindre coût. Au cours de la recherche qui a été effectuée, plusieurs modèles ont été catalogués pour les quatre types d'équipement.

Les panneaux solaires sont de type mono-cristallins et proviennent de [37]. Leur efficacité de 18.03% les place parmi les bons panneaux commerciaux, et ce, à bas prix avec un coût de 0.22\$/W à 0.35\$/W.

Les batteries [38] sont composées de plomb et d'acide. Ce sont des batteries de qualité qui vont avoir une longue durée de vie et, surtout, qui ont une garantie de sept ans. On va alors supposer qu'elles doivent être remplacées à la fin de leur garantie.

Les convertisseurs de courant et les contrôleurs de charge proviennent de [39] et [40].

Le tableau 3.1 résume tous les paramètres qui sont utilisés pour les quatre équipements. Il est à noter qu'il y a deux modèles de panneaux solaires et de batteries utilisées.

Tableau 3.1 Paramètres de l'équipement

Panneaux solaires #1						
Coût (USD)	Aire (m ²)	Efficacité (%)	Puissance (W)		Taux de dégradation par année (%)	Temps de vie (années)
112	1.62	18.03	280		0.5	20
Panneaux solaires #2						
Coût (USD)	Aire (m ²)	Efficacité (%)	Puissance (W)		Taux de dégradation par année (%)	Temps de vie (années)
6.17	0.024	21.6	5		0.5	20
Contrôleur de charge						
Coût (USD)		Efficacité (%)	Courant (A)			Temps de vie (années)
26		95	60			10
Batterie #1						
Coût (USD)	DoD (%)	Efficacité (%)	Voltage (V)	Capacité (Ah)	Taux de dégradation par année (%)	Temps de vie (années)
345	50	90	6	428	3	7
Batterie #2						
Coût (USD)	DoD (%)	Efficacité (%)	Voltage (V)	Capacité (Ah)	Taux de dégradation par année (%)	Temps de vie (années)
215	50	85	12	100	4	10
Convertisseur de courant						
Coût (USD)		Efficacité (%)	Puissance (W)			Temps de vie (années)
140		90	2000			10

À noter que nous n'avons pas considéré le câblage et possiblement d'autres équipement, ce qui pourrait donner un léger biais en faveur du solaire.

3.1.7 Production d'énergie solaire

Pour calculer la quantité d'énergie solaire E_t^S qui est produite par le système nous considérons que la puissance du panneau est directement proportionnelle à l'irradiation solaire $S(t)$ au temps t [25]. L'irradiation maximale \bar{S} dépend de l'ensoleillement de la région. À Palerme,

elle est évaluée à 6.4 kWh/m²/jour [36], ce qui donne 267W/m². En considérant l'aire de la surface A d'un module photovoltaïque, on obtient :

$$\overline{W}^S = \overline{S}A\eta^S \quad (3.7)$$

La puissance électrique W_t^S à un temps t est alors donnée par

$$W_t^S = \overline{W}^S \pi_t^S \quad (3.8)$$

où π_t^S est la fraction de la radiation maximale durant la période t dans la journée. Ce profil provient de la figure 3.4.

L'énergie produite est simplement :

$$E_t^M = W_t^S \Delta_t \quad (3.9)$$

Puisque N^S modules sont installés, l'énergie totale qui est produite par les panneaux solaires en utilisant (3.7), (3.8) et (3.9) est

$$\begin{aligned} E_t^S &= N^S E_t^M \\ &= N^S \overline{S} A \pi_t^S \Delta_t \prod_k^K \eta^K \end{aligned} \quad (3.10)$$

où η^K représente l'efficacité de chacun des équipements $K \in \{S, C, B, I\}$. Le produit des η^K qui apparaît dans l'équation (3.10) démontre pourquoi il est important de considérer les convertisseurs et contrôleurs dans le calcul de l'énergie solaire.

CHAPITRE 4 MODÈLE SANS CROISSANCE DU TRAFIC

Premièrement, il est à noter que près de l'intégralité de chapitre 4 est une reformulation de [41]. Le modèle est le même et les résultats démontrés sont aussi les mêmes. Ce chapitre apporte par contre une nouvelle étude présentée dans 4.4.7 et qui n'est pas montrée dans [41].

4.1 Définition du modèle

Le travail de ce mémoire s'est inspiré de [24] où le réseau est composé de stations de base pouvant être mises en veille en éteignant leur transmetteur dans le but de sauver de l'énergie. Le trafic que ces stations desservent provient des points de test qui sont des agrégations des usagers du réseau. La journée est divisée en plusieurs périodes de temps qui ne sont pas nécessairement de même longueur. On peut alors avoir, par exemple, deux périodes, une pour la nuit et l'autre pour le jour, ou encore 24 périodes d'une heure.

La principale extension au modèle de [23] que nous traitons ici est la possibilité d'installer l'équipement solaire. Cela crée alors un système hybride où soit les batteries, soit le réseau électrique, alimentent les stations. La décision de *planification*, qui est d'installer l'équipement solaire, doit être prise sur chacune des stations et au début de l'étude, donc à l'année zéro. L'autre type de décision que le modèle doit prendre est pour *l'opération* du réseau. Cela consiste à choisir, pour chacune des périodes de la journée, l'état des stations et le type d'énergie à utiliser entre les batteries et le réseau électrique.

4.1.1 Profils journaliers

C'est à cause des profils 3.4 et 3.5 qu'il faut prendre sur le court terme des décisions *d'opération*, comme choisir l'état des stations et le type d'énergie à utiliser. De plus, tous ces profils sont importants et vont avoir un impact sur l'utilisation du solaire. Ainsi, la gestion dynamique des stations doit être effectuée pour décider comment mettre les stations en veille et cette gestion permet de diminuer la puissance consommée, ce qui a aussi un impact sur l'installation des panneaux solaires. La tarification du réseau électrique, qu'elle soit variable 3.3 ou fixe, va influencer la décision d'utiliser l'énergie solaire. Pour ce qui est de l'irradiation solaire, cela va de soi que plus elle est élevée, plus l'installation d'équipement solaire sera favorisée.

Il est alors important d'optimiser le réseau en tenant compte de toutes ces composantes temporelles en même temps dans le but d'obtenir une solution optimale. Ces composantes

devraient aussi varier selon les années pour avoir une modélisation plus près de la réalité, mais, dans le modèle sans croissance, une moyenne sur les années est utilisée. La journée typique, divisée en plusieurs périodes, est répétée pour tous les jours de l'année. Elle est alors aussi répétée, pour tous les jours de l'étude, puisque les années sont les mêmes. Cela permet de diminuer la complexité des calculs et la mémoire nécessaire pour modéliser des gros réseaux. Le modèle avec croissance (section 5) optimisera des réseaux plus petits, mais avec une évolution sur plusieurs années.

Il est important de comprendre que ce modèle n'est alors pas un algorithme en temps réel, puisque l'on suppose que l'on connaît de tous les paramètres nécessaires pour l'étude qui est effectuée sur plusieurs années. Un algorithme en temps réel devrait prendre des décisions pour les variables du modèle plusieurs fois pour chacune des journées et des années. Cependant, ce modèle peut donner une idée de l'assignation des usagers aux stations de base et de l'utilisation de l'énergie solaire. En fait, il donne une solution moyennée pour une journée typique. On pourrait alors utiliser cette solution pour imposer des conditions sur un algorithme en temps réel. Par exemple, cet algorithme pourrait tenir en compte que tel TP doit être connecté la plupart du temps à tel BS, puisque, en moyenne, cela correspond à une solution optimale. Aussi, choisir cette connexion serait probablement favorable à l'introduction du solaire, puisque le modèle optimise le solaire en même temps que la gestion dynamique.

4.1.2 Autres fonctionnalités du modèle

En plus de la journée moyenne, le modèle intègre plusieurs autres caractéristiques faisant aussi partie de travaux antérieurs dans la littérature. Cependant, d'autres fonctionnalités moins courantes de la littérature sont également implémentées.

Ce modèle planifie à long terme des réseaux où le coût de l'équipement solaire doit être comparé à celui du réseau électrique. Il prend en considération les quatre équipements solaires (panneaux solaires, batteries, convertisseurs de courant et contrôleurs de charge) ce qui est un détail rarement pris en compte dans la littérature. De plus, le fait que la capacité limitée des batteries soit limitée est aussi une fonctionnalité souvent négligée que nous explicitons dans notre modélisation.

4.1.3 Programmation

Outre la publication d'un article et la recherche des paramètres, l'intégralité du travail effectué pour ce modèle porte sur son implémentation. Elle se divise en deux étapes : générer les données des modèles et les optimiser.

Premièrement, la génération des données sert à fournir au modèle des paramètres pouvant être utilisés directement. Si ce ne sont pas des paramètres directement disponibles, il faut alors les traiter comme on a montré dans les sections 3 et 4.3. Pour cela, nous avons utilisé le langage de programmation de haut niveau *Python*.

Deuxièmement, une fois les paramètres calculés, il faut bâtir un modèle, puis l'optimiser. La construction de ce modèle mathématique (section 4.2), appelé MIP (*Mixed Integer Programming*) est faite en AMPL (*A Mathematical Programming Language*) qui est un langage de modélisation linéaire. Cela consiste en une fonction que l'on veut minimiser ou maximiser en faisant varier des variables et sujette à plusieurs contraintes permettant de définir le modèle. L'optimisation se fait ensuite à l'aide d'un outil de calcul numérique linéaire, notamment *Gurobi* et *Cplex*. Dépendant de la grosseur du réseau, le problème mathématique sera résolu à l'optimal où près de l'optimal.

4.2 Formulation mathématique

4.2.1 Ensembles

Un problème MIP est d'abord décrit par ses ensembles :

\mathcal{S} Stations de base

\mathcal{I} Points de test

\mathcal{T} Base de temps.

Les périodes de temps sont indexées par $t = 1 \dots T$ et forment un ensemble que l'on appelle base de temps. Chaque élément de cette base est l'heure à laquelle commence la période correspondante. Par exemple, la base de temps $\mathcal{T} = \{0, 8, 16\}$ est composée de trois périodes qui commencent à 0:00, 8:00 et 16:00 heures.

Dans la formulation mathématique, j réfère à une station de base, i à un point de test et t à une période de la base de temps.

4.2.2 Paramètres

Le modèle est composé de plusieurs paramètres. Ceux-ci peuvent parfois être directement utilisés par le MIP, mais la plupart d'entre eux doivent être calculés à partir de d'autres paramètres encore plus fondamentaux. Par exemple, la quantité d'énergie solaire est un paramètre du MIP, mais elle doit être calculée à partir de plusieurs autres paramètres comme l'irradiation solaire, l'efficacité des panneaux, etc.

Il existe en plus une autre classe de paramètres que l'on doit préalablement optimiser. Le dimensionnement de ces paramètres est traité dans la section 4.3.

Voici maintenant la liste de tous les paramètres directement utilisés dans la formulation mathématique.

- ϕ Le nombre de jours de l'étude pour M années, avec $\phi = 365 M$.
- Δ_t Longueur de la période t .
- C^S Coût des panneaux solaires, batteries, convertisseurs de courant et contrôleurs de charge sur une station de base j . Ce coût comprend le capital de l'installation en plus des coûts pour remplacer les équipements qui feront défaut. Il peut dépendre de la station où l'équipement est installé.
- C_j^E Coût de l'électricité provenant du réseau électrique. Il est supposé que le coût reste le même pour chaque année.
- E_t^S La quantité d'énergie électrique produite par un système solaire installé sur une BS durant la période t .
- E_t^0 Énergie requise par une BS en mode veille au temps t .
- E_t^1 Énergie requise par une BS en mode actif au temps t .
- $E_{i,t}^T$ Énergie requise par un TP i au temps t .
- N^T Le nombre de points de test par station de base.
- B^+ Capacité maximale du groupe de batteries. C'est la quantité d'énergie totale qui peut être emmagasinée par toutes les batteries installées sur une station.
- B^- Capacité minimale du groupe de batteries. C'est une fraction de B^+ .
- $k_{i,j}$ Fonction servant à indiquer si un TP est couvert par une BS et donc, s'il peut y être assigné. $k_{i,j}$ vaut 1 si le TP i est couvert par la BS j et 0 sinon.

Avec ces paramètres, on peut maintenant définir les variables et les contraintes.

4.2.3 Variables

Les variables sont séparées en deux catégories : les variables de décision, aussi appelées variables de base, et les variables intermédiaires. Les variables de décision sont celles sur lesquelles l'optimisation doit prendre des décisions, i.e., la variable d'installation des stations et la variable d'assignation des TP. Les variables intermédiaires sont composées des variables de base et elles sont facultatives. Elles comprennent entre autres les variables d'utilisation de l'énergie dans les stations et une variable de linéarisation. Les variables intermédiaires servent uniquement à rendre le modèle plus clair, car elles simplifient beaucoup les contraintes du modèle MIP.

Variables de décision

Les variables de *planification* et *d'opération* sont les suivantes et valent 1 lorsque

z_j l'équipement solaire est installé à la station j

$v_{j,t}$ la station de base est en mode veille au temps t

$u_{j,t}$ la station de base utilise ses batteries au temps t

$h_{i,j,t}$ le point de test i est assigné à la station j au temps t

et valent 0 dans le cas contraire.

Variables intermédiaires

Dans le but de simplifier la présentation des équations, des variables intermédiaires sont utilisées. Il n'y a pas de décisions à prendre sur ces variables, mais uniquement sur z_j , $v_{j,t}$, $u_{j,t}$ et $h_{i,j,t}$.

$D_{j,t}$ Énergie requise par les TP assignés à j au temps t .

$E_{j,t}$ Énergie utilisée par la station j durant t , en mode actif ou en mode veille.

$L_{j,t}$ Énergie perdue à cause de la limite de capacité des batteries d'une station j durant t .

$E_{j,t}^B$ La quantité d'énergie disponible dans les batteries à la station j au début de l'intervalle t .

$x_{j,t}$ Variable représentant produit de v et u . Cette variable représente l'état où l'on utilise les batteries pour une station j activée au temps t .

4.2.4 Contraintes

Toutes les variables énumérées jusqu'à présent sont sujettes à des contraintes. Pour commencer, on ne peut pas utiliser les batteries si l'équipement solaire n'est pas installé sur une station :

$$u_{j,t} \leq z_j \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.1)$$

Ensuite, la demande des usagers est calculée à partir de la variable d'assignation

$$D_{j,t} = \sum_{i \in \mathcal{I}} E_{i,t}^T h_{i,j,t} \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.2)$$

et $h_{i,j,t}$ est sujette à la contrainte :

$$\sum_{j \in \mathcal{S}} h_{i,j,t} = 1 \quad \forall i \in \mathcal{I}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.3)$$

Les points de test ne peuvent être assignés aux stations en mode veille :

$$v_{j,t} \leq 1 - h_{i,j,t} \quad \forall i \in \mathcal{I}, \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.4)$$

Il est à noter qu'il n'y a pas de contrainte sur la couverture des stations dans le MIP. Cette contrainte, qui serait de la forme $h_{i,j,t} \leq k_{i,j}$, empêcherait d'allouer des TP aux stations en veille. La plupart des outils de calcul numérique sont capables d'éliminer cette contrainte dans le pré-traitement, mais elle peut aussi être évitée. On définit $h_{i,j,t}$ uniquement pour les cas où le TP est dans la région de couverture de la BS ou, simplement, en fixant à 0 la variable $h_{i,j,t}$ pour tout t lorsque $k_{i,j}$ vaut 0. Ici, la deuxième option est choisie.

Les contraintes suivantes décrivent l'énergie produite et sa gestion. Premièrement, l'énergie d'une station est calculée comme suit :

$$E_{j,t} = E_t^0 v_{j,t} + E_t^1 (1 - v_{j,t}) \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.5)$$

L'équation (4.5) indique que l'énergie utilisée par une station est égale à E_t^0 si la station est inactive et est égale à E_t^1 si la station est active.

La demande en énergie des TP assignés à une station ne peut pas excéder l'énergie disponible à cette station, ce qui donne :

$$D_{j,t} \leq E_{j,t} - E_t^0 \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.6)$$

En remplaçant (4.2) et (4.5) dans (4.6), on obtient :

$$\sum_{i \in \mathcal{I}} E_{i,t}^T h_{i,j,t} \leq (E_t^1 - E_t^0) (1 - v_{j,t}) \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.7)$$

Ensuite, on doit modéliser le fait que l'on ne peut utiliser qu'un seul type d'énergie à la fois, les batteries ou le réseau électrique. Il n'y a pas de problèmes pour utiliser le réseau, mais vider les batteries est soumis à certaines contraintes. On peut uniquement décharger les batteries si elles peuvent alimenter la station à elles seules durant toute la période de temps donnée. Il faut alors que l'énergie stockée dans les batteries au début de la période plus celle produite par les panneaux durant la période soit suffisante pour fournir la station et ce, sans vider les batteries en-dessous de leur seuil minimal.

Pour simplifier la notation, on définit $\bar{E}_{j,t}^B$ comme étant l'énergie utilisée en mode batterie :

$$\bar{E}_{j,t}^B = u_{j,t} E_{j,t} \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.8)$$

Maintenant, nous proposons la contrainte sur l'utilisation de l'énergie :

$$E_{j,t}^B + E_t^S - \bar{E}_{j,t}^B \geq B^- \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.9)$$

L'équation (4.9) montre que l'énergie des batteries à la fin d'une période de temps t doit être supérieure à la limite minimale B^- de la capacité des batteries.

Il faut aussi modéliser l'énergie que l'on peut avoir en surplus si les panneaux solaires chargent des batteries qui atteignent leur capacité maximale.

Il faut modéliser le fait que l'énergie contenue dans les batteries doit être transmise d'une période à la suivante. Il faut alors aussi que l'énergie produite par les panneaux au temps t soit transmise aux batteries au temps $t+1$. La contrainte suivante modélise un tel comportement :

$$E_{j,t}^B = E_{j,t-1}^B + E_{t-1}^S - \bar{E}_{j,t-1}^B \quad (4.10)$$

Selon (4.10), Si la valeur de l'énergie solaire produite est trop grande à $t-1$ et que $E_{j,t}^B$ est plus grand que B^+ , il s'en suit qu'il aurait fallu ne pas avoir d'énergie solaire pour respecter la limite de capacité des batteries, ce qui n'est pas réaliste. En fait, on préfère perdre l'énergie accumulée en surplus au lieu de ne pas utiliser l'énergie solaire. On réécrit alors (4.10) en définissant l'énergie perdue $L_{j,t}$:

$$E_{j,t}^B = E_{j,t-1}^B + E_{t-1}^S - L_{j,t-1} - \bar{E}_{j,t-1}^B \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.11)$$

L'équation (4.11) permet d'avoir un surplus de production d'énergie en considérant une perte $L_{j,t-1}$ lorsque l'énergie emmagasinée dans les batteries dépasse leur charge maximale B^+ .

L'énergie des batteries au début d'une période t doit être dans les limites de la capacité des batteries :

$$B^- \leq E_{j,t}^B \leq B_j^+ \quad \forall j \in \mathcal{S}, t \in \mathcal{T} \quad (4.12)$$

La contrainte (4.13) sert à borner $L_{j,t}$, car l'énergie solaire perdue ne peut dépasser la quantité produite en une période.

$$0 \leq L_{j,t} \leq E_t^S \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.13)$$

Finalement, puisque l'on répète chaque journée les unes après les autres, il faut imposer au modèle la condition suivante qui permet de faire une boucle :

$$E_{j,1}^B = E_{j,T}^B + E_T^S - L_{j,T} - \bar{E}_{j,T}^B \quad \forall j \in \mathcal{S} \quad (4.14)$$

où T est la dernière période de temps du set \mathcal{T} . De cette manière, l'énergie à la première période $E_{j,1}^B$ est égale à l'énergie de la journée précédente, à minuit, ce qui permet d'avoir une transition continue d'une journée à une autre.

La fonction objectif que l'on veut minimiser est la somme des coûts de capital et d'opération évalués sur la durée totale de l'étude.

$$C = \sum_{j \in \mathcal{S}} C^S z_j + \phi \sum_{\substack{j \in \mathcal{S} \\ t \in \mathcal{T}}} C_j^E E_{j,t} (1 - u_{j,t}) \quad (4.15)$$

La première somme représente les coûts de capital (CapEx) qui dépend de l'installation z_j de l'équipement solaire au coût C^S . La deuxième somme est le coût d'opération (OpEx) du réseau électrique qui a une tarification C^E . Ce taux est alors multiplié par l'énergie. Finalement, puisque l'on répète une journée typique, il faut multiplier cette somme par le nombre de jours ϕ qui détermine la durée de l'étude.

4.2.5 Linéarisation du problème

La formulation du problème MIP est pour l'instant non linéaire. Il ne peut alors être résolu par un outil de calcul numérique standard. La non-linéarité vient de la multiplication $v_{j,t} u_{j,t}$ lors de la substitution de (4.5) dans (4.8), ce qui donne un terme quadratique. La particularité des outils de calcul numérique est que, la plupart du temps, ne sont pas capable de résoudre des problèmes avec des termes non linéaires comme le produit de deux variables.

Pour résoudre ce problème, il suffit de définir une nouvelle variable et quelques contraintes pour linéariser les équations non linéaires.

$$x_{j,t} = u_{j,t}v_{j,t} \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.16)$$

$$x_{j,t} \leq u_{j,t} \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.17)$$

$$x_{j,t} \leq v_{j,t} \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.18)$$

$$x_{j,t} \geq u_{j,t} + v_{j,t} - 1 \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.19)$$

Le terme quadratique $E_{j,t}u_{j,t}$, qui représente l'énergie utilisée par la station en mode batterie, apparait dans les équations (4.8), (4.9), (4.11) et (4.15). On réécrit alors ces équations en termes de $x_{j,t}$,

$$u_{j,t}E_{j,t} = E_t^0 x_{j,t} + E_{j,t}^1 (u_{j,t} - x_{j,t}) \quad (4.20)$$

qui est maintenant linéaire.

4.2.6 Modèle d'optimisation linéaire

Le modèle MIP complet est maintenant résumé ci-bas. Pour faire référence au modèle sans croissance du trafic, on va maintenant utiliser l'acronyme MSCT.

$$\min_{z,x,h,w} C = \sum_{j \in \mathcal{S}} C^S z_j + \sum_{\substack{j \in \mathcal{S} \\ t \in \mathcal{T}}} C_{j,t}^E \left[E_t^0 v_{j,t} + E_t^1 (1 - v_{j,t}) - E_t^1 u_{j,t} + x_{j,t} (E_t^1 - E_t^0) \right] \quad (4.21)$$

Sujet aux contraintes

$$u_{j,t} \leq z_j \quad (4.1)$$

$$\sum_{j \in \mathcal{S}} h_{i,j,t} = 1 \quad (4.3)$$

$$v_{j,t} \leq 1 - h_{i,j,t}, \quad (4.4)$$

$$E_{j,t}^B + E_t^S - E_t^0 w_{j,t} - E_t^1 (u_{j,t} - x_{j,t}) \geq B^- \quad (4.9)$$

$$E_{j,1}^B = E_{j,T}^B + E_T^S - L_{j,T} - E_T^0 w_{j,T} - E_T^1 (u_{j,T} - w_{j,T}) \quad (4.14)$$

$$E_{j,t}^B = E_{j,t-1}^B + E_{t-1}^S - L_{j,t-1} - E_{t-1}^0 w_{j,t-1} - E_{t-1}^1 (u_{j,t-1} - x_{j,t-1}) \quad (4.11)$$

$$\sum_{i \in \mathcal{I}} E_{i,t}^T h_{i,j,t} \leq (E_t^1 - E_t^0)(1 - v_{j,t}) \quad (4.7)$$

$$B^- \leq E_{j,t}^B \leq B_j^+ \quad (4.12)$$

$$0 \leq L_{j,t} \leq E_t^S \quad (4.13)$$

$$x_{j,t} \leq u_{j,t} \quad (4.17)$$

$$x_{j,t} \leq v_{j,t} \quad (4.18)$$

$$x_{j,t} \geq u_{j,t} + v_{j,t} - 1 \quad (4.19)$$

4.3 Calcul des paramètres

Cette section porte sur le calcul de certains paramètres, outre ceux qui ont déjà été présentés dans le chapitre 3. En particulier, on y présente le calcul détaillé du paramètre $E_{i,t}^T$, l'énergie requise par un TP i au temps t dans 4.3.1. Les valeurs numériques du réseau sont données dans 4.3.2 et le choix de la base de temps est expliqué dans 4.3.3.

On présente aussi dans cette section un petit réseau qui est utilisé pour dimensionner certains de ces paramètres. Ce réseau, figure 4.1, est aussi utilisé pour démontrer plusieurs résultats dans la section 4.4.

4.3.1 Énergie des points de test

Afin de bien construire le réseau, il est supposé que celui-ci ait assez de stations de base pour supporter le trafic maximal dans la journée. Durant la période de temps où le trafic est maximal, toutes les stations devraient être activées et donc consommer une quantité maximale d'énergie. La différence entre une station activée et éteinte est la quantité d'énergie qu'elle utilise soit $E_t^1 - E_t^0$. L'énergie est simplement calculée en fonction de la puissance en mode actif W^1 et en mode veille W^0 , que l'on retrouve dans la section 3.1.4, et du nombre d'heures Δ_t dans la période de temps t .

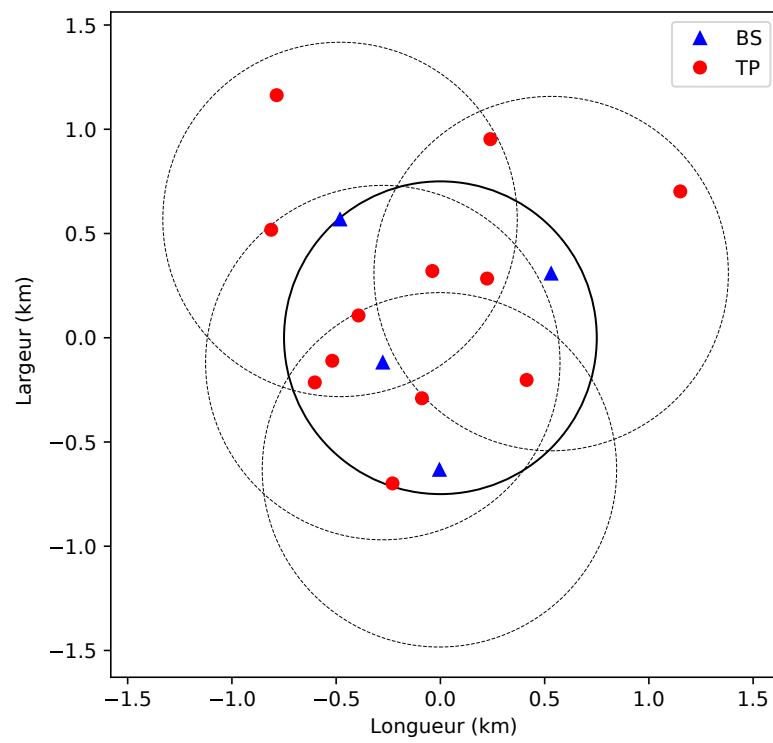


Figure 4.1 Petit réseau

$$E_t^1 = W^1 \Delta_t \quad (4.22)$$

$$E_t^0 = W^0 \Delta_t \quad (4.23)$$

L'approximation qui est faite est que tous les TP utilisent toute l'énergie des BS présentes dans le réseau de manière égale. Ainsi, ils ont besoin de la même quantité d'énergie, peu importe leur distance avec les stations, ce qui n'est pas vrai en réalité.

$$E_{i,t}^T = \frac{1}{NT} (E_t^1 - E_t^0) \pi_t^U \quad (4.24)$$

où π_t^U est la fraction du trafic maximum d'un usager à la période t .

Cependant, afin de rendre la modélisation du réseau plus aléatoire et réaliste, on applique aussi la distribution gaussienne f_i avec un écart-type σ^T valant 0.2 et présenté dans la section 3.1.3. De plus, la gaussienne est tronquée dans l'intervalle $[0, 2]$, ce qui permet de ne pas avoir un trafic négatif.

$$E_{i,t}^T = \frac{1}{NT} (E_t^1 - E_t^0) \pi_t^U f_i \quad (4.25)$$

4.3.2 Paramètres du réseau

Le petit réseau de la figure 4.1 sera utilisé pour plusieurs études dans les sections subséquentes. Ce réseau est composé de quatre stations de base de type micro [3] et de douze points de test.

Les stations de base macros, qui sont beaucoup plus grosses, n'ont pas été utilisées, car elles consomment aussi beaucoup plus d'énergie. En fait, afin d'installer les panneaux solaires sur celles-ci afin d'avoir une deuxième source d'énergie requiert une grande surface d'environ 10 m², ce qui pourrait poser problème en milieu urbain. Installer moins de panneaux solaires ne serait pas une solution intéressante, car ils ne seraient capables d'alimenter les stations que sur quelques périodes seulement.

On montre dans le tableau 4.1 que les stations de type micro consomment environ dix fois moins d'énergie que les macros. Ces stations sont alors de bons candidats pour avoir une source d'alimentation solaire. Une solution intéressante qui permet d'optimiser les coûts de l'énergie dans la fonction objectif aura assez de panneaux, mais pas trop, comme on le montre dans la section 4.3.3.

Les autres paramètres pris en compte dans ce modèle pour les stations de base sont leur rayon et leur capacité. Tous les types de stations avec leurs valeurs numériques sont pris de [3, 23].

Le réseau représenté dans la figure 4.1 a été construit de sorte que les régions de couverture des stations se chevauchent. Cela permet l'assignation dynamique des TP aux BS, puisque les TP sont en général couverts par quelques stations, typiquement deux ou trois BS dans ce modèle. Il va alors y avoir possibilité de mettre des stations en veille.

La région ayant servi pour la radiation solaire étant Palerme, le coût de l'électricité de 0.22\$/kWh, en USD, du réseau électrique en Italie a aussi été utilisé et provient de [42]. Pour la plupart des résultats qui ont été générés, un système de tarification fixe a été utilisé.

En ce qui concerne l'équipement solaire à installer sur une station de base, son coût total, qui est de 2197\$, a été calculé selon l'équation (3.6). C'est une sous-estimation du coût réel principalement à cause de la main-d'œuvre pour l'installation qui n'est pas considérée, mais cela permet d'avoir des solutions où on installe des équipements solaires. Effectivement, si l'équipement était trop cher comparé au coût du réseau électrique, il ne pourrait tout simplement pas être installé selon ce modèle.

Étant donné qu'il est possible de calculer la quantité d'énergie produite par les équipements, il est également possible de calculer le coût par kWh de l'énergie solaire. Dans ce cas-ci, avec le petit réseau 14 MWh pour une étude de 20 ans et un coût solaire de 0.16\$/kWh, le coût solaire est considérablement plus faible que celui du réseau électrique. On pourrait déjà conclure selon ces valeurs qu'il est plus rentable d'installer l'équipement solaire partout dans le réseau, mais ce n'est pas le cas. Effectivement, on montre plus tard que la solution optimale est d'installer les panneaux sur la plupart des stations, mais pas toutes, et que cela est dû à la gestion dynamique.

Tableau 4.1 Paramètres des stations de base

BS	Puissance en mode actif W^1 (W)	Puissance en mode veille W^0 (W)	Rayon (m)	Capacité (Mbps)
Macro	965	450	1230	210
Micro	94	39	850	70
Pico	9	5	241	70

4.3.3 Pré-optimisation

Cette section porte sur l'optimisation préalable à la résolution du modèle pour bien quantifier les paramètres qui entrent en jeu, en particulier, le nombre de panneaux solaires et la taille des tranches de temps.

Dimensionnement de l'équipement solaire

Dans cette section, le but est de dimensionner le nombre de panneaux solaires et de batteries manuellement l'équipement solaire. Cette étape est nécessaire, car le modèle MSCT n'optimise pas le nombre de panneaux solaires et de batteries, mais il considère qu'il s'agit de paramètres. Cependant, on peut manuellement choisir le nombre de panneaux et de batteries dans les paramètres, ce qui permet de trouver leur quantité optimale pour tel réseau.

Le dimensionnement de l'équipement solaire consiste à choisir le nombre de chacun de ses éléments qui doivent être installés sur les stations de base. Plus particulièrement, il faut choisir le nombre de panneaux solaires N^S et le nombre de batteries N^B . La quantité de convertisseurs de courant et de contrôleurs de charge va varier en fonction de N^S et N^B .

L'exemple utilisé pour montrer les résultats est présenté dans la figure 4.1. Ce réseau est assez simple et est résolu de manière optimale. De plus, les profils d'irradiation solaire et de trafic ont été divisés en 24 tranches, ce qui donne les résultats les plus précis comme il est expliqué dans la section 4.3.3. Différents cas de test sont présentés dans le tableau 4.2 où on fait varier le nombre de panneaux solaires d'installés sur les stations. Ces panneaux sont les panneaux de type #1 et les batteries sont les batteries de type #1, comme il est présenté dans le tableau 3.1. Les types #1 sont installés sur les stations de base de type micro.

Les colonnes S^N et B^N donnent, respectivement, le nombre de panneaux solaires et de batteries. Le nombre de panneaux varie entre trois et neuf, tandis que le nombre de batteries

Tableau 4.2 Dimensionnement des panneaux solaires

S^N	C^N	B^N	I^N	BS solaires	Coût (k\$)	Solaire utilisé (MWh)	Solaire installé (MWh)
3	3	1	1	0	12.55	0	0
4	4	1	1	4	12.21	36.46	37.41
5	4	1	1	4	10.43	46.58	46.76
6	5	1	1	4	9.995	51.55	56.11
7	6	1	1	3	10.12	43.23	49.1
8	7	1	2	3	11.44	43.28	56.11
9	7	1	2	3	11.75	43.40	63.12

reste constant à un. On rappelle ici que les quantités de contrôleurs de charge C^N et de convertisseurs de courant I^N ne sont pas manuellement choisies, mais que leur nombre est plutôt calculé selon les équations (3.1) et (3.4).

Le coût total optimal du capital et d'opération du réseau est ensuite présenté. Le meilleur dimensionnement choisi sera alors simplement celui qui donne le coût le plus faible.

Les prochaines colonnes du tableau 4.2 *Solaire utilisé* et *Solaire installé* montrent la quantité d'énergie solaire utilisée comparée à celle qui est installée. Cela permet de vérifier si l'énergie solaire est bien gérée ou s'il y a beaucoup de pertes. Il est aussi à noter que dans ce réseau, les stations ont besoin de 57.04 MWh d'électricité et ce, peu importe l'installation solaire et la gestion dynamique qui y est faite.

Lorsque l'équipement est composé de seulement trois panneaux solaires, la même solution est de ne pas installer du tout l'équipement, car ils procurent trop peu d'énergie pour leur coût. Quand on augmente à quatre et à cinq le nombre de panneaux, l'équipement solaire est installé partout dans le réseau et presque toute l'énergie générée peut être utilisée sans pertes. Cela signifie que les batteries sont rarement pleinement chargées quand les panneaux y stockent leur énergie. Cela veut aussi dire que les panneaux sont sous-dimensionnés et qu'il serait possible d'en rajouter.

La solution avec six panneaux et une fonction objectif de 9995\$ est la solution optimale. L'équipement est encore une fois installé partout, mais encore plus d'énergie solaire peut être produite. Cependant, il commence à y avoir trop d'énergie solaire de générée, car on s'aperçoit qu'il y a plus de pertes.

Augmenter encore le nombre de panneaux va donner de moins bons résultats, car il y aura maintenant trop d'énergie solaire produite ce qui augmente les pertes. Cela se traduit d'ailleurs par le fait que seulement trois des quatre stations vont installer l'équipement. Dans ces cas-ci, la station n'ayant pas d'équipement est plus souvent mise en veille pour consommer moins d'énergie du réseau électrique. Bref, les cas avec sept stations solaires et plus démontrent bien qu'il y a une borne supérieure de 43 MWh sur la quantité d'énergie solaire efficace qui est utilisée pour alimenter une station. Augmenter l'énergie solaire va alors simplement augmenter les pertes.

La même procédure a été faite pour les batteries et il a été conclu que, pour un ensemble de batteries de différentes capacités et prix, une seule batterie de 2568 VAh est assez pour emmagasiner l'énergie solaire sans être trop coûteuse. Pour plus d'information sur cette batterie, voir [38].

On supposera par la suite que ce dimensionnement de six panneaux et une batterie à 2568 VAh est optimal pour tout types de réseaux composés de station de base de type micro. Le nombre de convertisseurs de courant et de contrôleurs de charge est alors fixé en conséquence.

Quantification de la base de temps

La base de temps est un des paramètres les plus importants à bien dimensionner, car elle doit convenir aux profils décrits en 4.1.1. Il faut décider d'une base de temps où la valeur de chaque palier dans les profils est la moyenne sur cette période. Pour bien convenir aux profils, il faut choisir des intervalles de temps de sorte que le profil ressemble le plus possible à son approximation avec la base de temps.

Pour cela, il faudrait choisir la base de temps la plus précise possible pour bien suivre les profils. Ceux-ci sont composés de 25 données chacun, soit une pour la valeur maximale et 24 autres pour la fraction de la valeur maximale pour chaque heure de la journée. La solution la plus précise devrait alors avoir 24 périodes de temps. Ainsi, le réseau peut mieux s'adapter aux changements dans l'irradiation solaire, le trafic et même le coût du réseau électrique.

Cependant, d'un point de vue pratique, il ne serait pas très bon pour le temps de vie des équipements de les fermer et ouvrir trop souvent. Plus important encore, avoir un plus grand nombre de périodes va augmenter de manière exponentielle le temps de calcul nécessaire pour optimiser le réseau. Il est alors important de choisir une base de temps avec moins de périodes, mais tout de même adéquate pour résoudre des problèmes plus gros et complexes nécessitant plus de calculs.

Pour étudier l'effet de la base de temps sur le temps de calcul, on a utilisé un réseau de taille moyenne composé de 27 TP et 9 BS. Ce réseau a été planifié à l'optimalité. Trois cas différents de base de temps sont présentés dans le tableau 4.3. On compare d'abord les deux premiers cas qui ont respectivement 8 et 24 périodes. Avec huit périodes, le premier cas est plus performant en termes de temps de calcul avec 0.28 sec comparé à 0.66 sec pour le deuxième. Cependant, il donne une moins bonne solution de 24.70k\$ au lieu de 22.97\$. de temps également distancées est étudiée. Ces résultats montrent que réduire le nombre de

Tableau 4.3 Quantification de la base de temps

Base de temps	# TP	# BS	Temps (sec)	Coût (k\$)
0, 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21	27	9	0.28	24.70
0, 1, 2, ..., 21, 22, 23	27	9	0.66	22.97
0, 9, 10, 13, 15, 18, 19, 20	27	9	0.1	22.97

périodes de temps, donc d’avoir une solution moins précise, est une méthode efficace pour diminuer le temps de calcul.

Il est par-contre possible de générer une base de temps encore plus performante. Celle-ci est présentée dans la troisième rangée et consiste à choisir une petite base de temps plus intelligente. La base de temps (4.26) est calculée comme le *best fit* avec le profil réel pour un nombre donné de périodes.

$$\mathcal{T} = \{0, 9, 10, 13, 15, 18, 19, 20\} \quad (4.26)$$

Elle s’ajuste mieux aux profils de trafic (figure 4.2) et d’irradiation solaire (figure 4.3) comparé aux autres bases de temps qui ont été vu jusqu’à présent. Pour arriver à bien ajuster cette base, il faut choisir les plus longs paliers lorsqu’il y a peu de variation dans les profils. Par exemple, durant la nuit, le trafic et l’irradiation solaire restent presque nuls pendant plusieurs heures, d’où une première période commençant à minuit et finissant à 9:00. On peut voir cette base comparé au profil réel dans la figure 4.2.

De plus, cette base de temps est bonne aussi pour le profil d’irradiation solaire montré dans la figure 4.3. Cela permet alors de bien représenter la production d’énergie solaire dans la journée typique.

Cela se traduit par une meilleure valeur sur la fonction objectif du problème MIP optimal tout en ayant un bon temps de calcul. En fait, selon les résultats de la table 4.3, cette base de temps donne un aussi bon coût que celle de 24 périodes.

La troisième base de temps sera utilisée pour la modélisation des grands réseaux optimisés dans la section 4.4.3. La base à 24 périodes sera quant à elle utilisée dans la section 4.4.5 dans le but d’avoir des résultats plus précis pour mieux voir la gestion dynamique et l’utilisation des batteries au fil de la journée.

4.4 Résultats

Les résultats des tableaux 4.2 et 4.3 permettent avant tout de dimensionner le réseau et l’équipement qui y est installé. Cette section sert, une fois ce dimensionnement pré-établi, à présenter de nouveaux résultats plus significatifs. Les réseaux utilisés sont de tailles variées et permettent de répondre aux questions de recherche que l’on se pose sur les réseaux sans fil avec alimentation hybride.

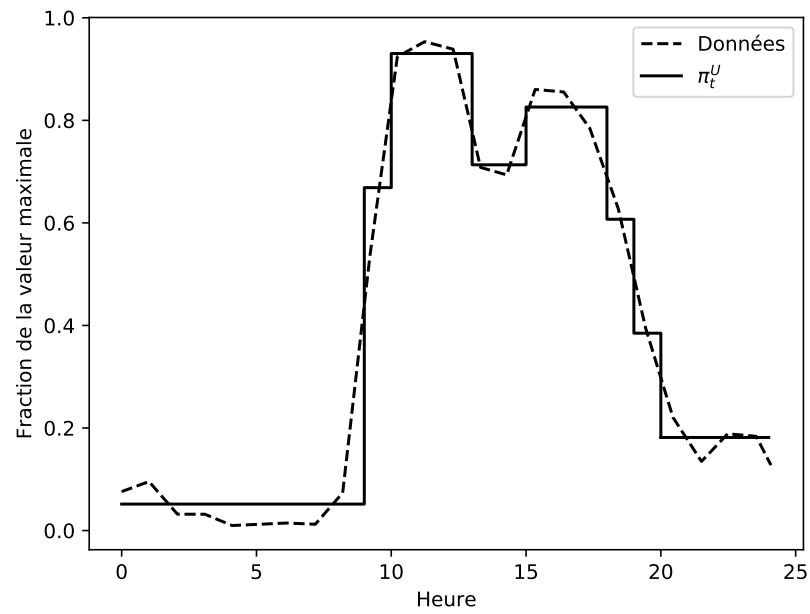


Figure 4.2 Trafic de données des usagers avec la base de temps \mathcal{T}

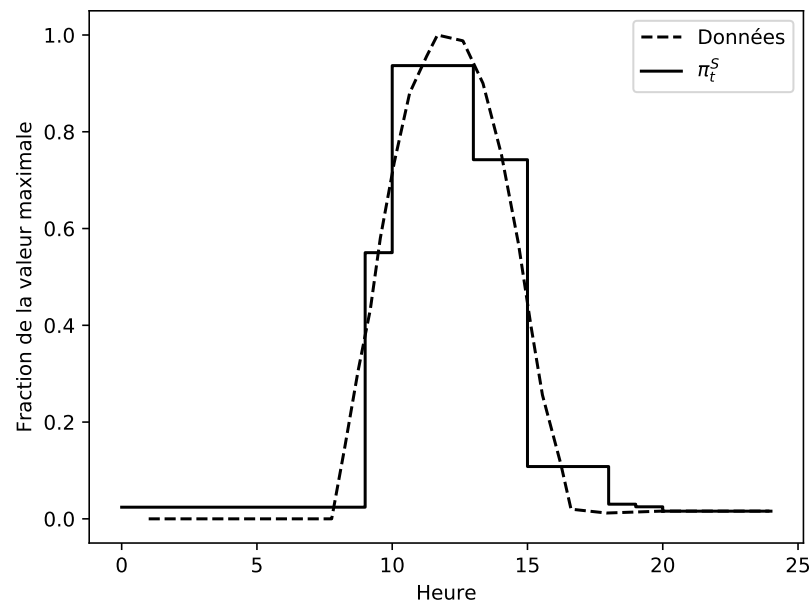


Figure 4.3 Profil d'irradiation solaire avec la base de temps \mathcal{T}

4.4.1 Scénarios d'optimisation

On discute en premier lieu de la méthode qui a été utilisée pour résoudre efficacement le modèle MSCT présenté dans la section 4.2. Le but est d'optimiser les réseaux étape par étape en permettant graduellement l'ajout de la gestion dynamique et de l'équipement solaire. Un total de sept optimisations seront ainsi effectuées. Cette technique permet à l'outil de calcul numérique de résoudre un problème plus facilement, puis d'augmenter le niveau de difficulté. Cependant, en ayant résolu un problème plus facile, il a déjà une bonne valeur de la fonction objectif, ce qui facilite son optimisation.

Pour arriver à permettre ou pas la gestion dynamique du réseau et l'installation de l'équipement solaire, il faut fixer les trois variables : z , v et u . La seule variable du modèle qu'on laisse toujours libre est l'assignation h des TP. Le tableau 4.4 résume comment les différentes variables sont fixées pour chacun des sept problèmes qui sont optimisés.

Problème P1 : Réseau de base

La première étape, qui est le cas de base, ne permet ni l'installation d'équipement solaire sur les stations ni la gestion dynamique du réseau. Ce cas représente la plupart des réseaux d'aujourd'hui ne fonctionnant pas à l'énergie solaire et n'ayant pas de contrôle intelligent pour mettre les stations en veille afin de sauver de l'énergie. Cette étape est la plus facile à résoudre, car les variables z , v et u sont fixées à zéro.

Problèmes P2 et P3 : technologie simple

Les deuxième et troisième scénarios correspondent au cas où une seule technologie est permise, soit le solaire ou la gestion dynamique.

Tableau 4.4 État des variables pour chaque optimisation

Optimisation	Solaire	Gestion dynamique	z	v	u	h
P1	Non	Non	Fixe	Fixe	Fixe	Libre
P2	Non	Oui	Fixe	Libre	Fixe	Libre
P3	Oui	Non	Libre	Fixe	Libre	Libre
P4	Oui	Solution de P2	Libre	Fixe	Libre	Libre
P5	Solution de P3	Oui	Fixe	Libre	Libre	Libre
P6	Oui	Oui	Libre	Libre	Libre	Libre
P7	Réseau complètement solaire	Oui	Fixe	Libre	Libre	Libre

Dans le cas de P2, la gestion dynamique est permise en optimisant la variable v , ce qui permet aux stations de se mettre en mode veille. Les variables z et u sont alors fixées à 0 pour ne pas permettre l'utilisation du solaire.

Pour P3, le solaire est possible, mais pas la gestion dynamique. Il s'en suit que $v_{j,t} = 0$ et $h_{i,j,t}$ sont les seules variables libres.

Problème P4 : Scénario séquentiel avec gestion dynamique en premier

Deux scénarios que l'on appelle séquentiel sont maintenant présentés. Ils sont séquentiels, car une technologie est premièrement implantée pour donner une solution, puis l'autre technologie est rajoutée en gardant cette solution.

Le problème P4 va alors prendre la solution de P2 où la gestion dynamique a déjà été optimisée en fixant la solution des variables $v_{j,t}$. Le solaire est ensuite rajouté en se basant sur la solution de P2. Cette situation s'applique au cas où une gestion dynamique du réseau aurait déjà été mise en place et que l'opérateur du réseau voudrait rajouter une alimentation solaire sans changer la dynamique.

Problème P5 : scénario séquentiel avec solaire en premier

Pour le deuxième cas des scénarios séquentiels, l'équipement solaire est d'abord installé et la gestion des batteries est aussi optimisée comme dans le problème P3. Cependant, avant de rajouter la fonction du mode veille des stations, la variable $u_{j,t}$ est remise à l'état libre. Ainsi, uniquement l'installation z_j est fixée. Cela est plus réaliste, car l'on devrait pouvoir par la suite changer le profil d'utilisation des batteries. Il en va de même pour la variable $h_{j,t}$ qui sera laissée libre pour permettre la possibilité d'une nouvelle assignation.

Problème P6 : optimisation complète

Ce problème est le plus important, car il optimise la gestion dynamique et l'utilisation du solaire conjointement pour obtenir une solution réellement optimale. En effet, les autres solutions ne devraient pas, en principe, donner une fonction objectif plus élevée que celle de P6. Cette optimisation est aussi la plus longue à résoudre, car toutes les variables sont libres pour avoir un problème complet.

Il sera pertinent de comparer les solutions de chacun des problèmes, tant en s'intéressant à l'assignation des variables qu'à la valeur de la fonction objectif. Par exemple, un des problèmes

P4 ou P5 pourrait être une bonne approximation de P6 tout en ayant un temps de calcul beaucoup plus rapide.

Problème P7 : solaire installé partout

Enfin, un dernier problème P7 est présenté. Il a pour but de comparer une solution où l'équipement solaire est forcé d'être installé sur toutes les BS comparé au cas de P6. Ce cas est aussi intéressant à résoudre pour savoir si une solution purement solaire donne un coût aussi faible que celui de P6.

4.4.2 Solution de l'algorithme

Cette section présente cinq réseaux de taille croissante et ayant comme base de temps (4.26). Le but est d'évaluer le temps de calcul pour résoudre, jusqu'à l'optimal ou près de l'optimal, des problèmes de différentes tailles. Dans chacun des réseaux, les problèmes P1 à P6 sont résolus et le temps de calcul du CPU est montré. On note aussi une autre donnée qui est l'écart, soit le *gap*, entre la valeur de la solution primale et duale. Cette valeur est importante, car elle permet de savoir à quelle point la solution est près de l'optimal.

L'outil de calcul numérique Gurobi, en plus du préprocesseur AMPL, ont été utilisés pour résoudre ces problèmes ainsi que tous ceux qui vont suivre dans ce chapitre 4. Initialement, Cplex a été utilisé, mais Gurobi s'est avéré être plus efficace. Le préprocesseur d'AMPL va d'abord réduire la taille du problème qu'il va fournir à Gurobi. Pour le plus gros des réseaux, sa réduction contient 42408 rangées, 32959 colonnes et 125082 variables binaires.

Résoudre des problèmes aussi complexes, et même pour des problèmes de taille moyenne, n'est pas possible sans que Gurobi commence son optimisation avec une solution réalisable. Cette solution réalisable est trouvée à partir des problèmes P1 à P5 qui sont plus faciles à résoudre. Avoir une borne supérieure sur la valeur de la fonction objectif va aussi couper des branches dans la résolution du problème et aider grandement. En fait, ce genre de problème ne pouvait tout simplement pas être résolu en passant directement par P6. L'arbre de recherche ainsi créé était trop grand et prenait trop de mémoire, même pour un ordinateur assez puissant. Cela était le cas tant avec Cplex que Gurobi. Résoudre des problèmes aussi complexes étant déjà un bon accomplissement, il n'y aura pas d'autres algorithmes heuristiques, ou autre, pour améliorer la capacité de résolution du modèle.

Le tableau 4.5 donne, pour toutes les optimisations des cinq réseaux, le temps de calcul et l'écart entre la solution primale et duale si celle-ci n'est pas optimale. Ce temps de calcul des CPU est le total pour tous les processeurs présents dans la machine qui ont été utilisés

Tableau 4.5 Temps de CPU (sec). * indique que l'option est optimisée en premier

Problème	Solaire	Gestion dynamique	Temps de CPU (s)	Écart (%)
54 TP, 18 BS				
P1	non	non	0.0160	0
P2	non	oui	0.132	0
P3	oui	non	0.0560	0
P4	oui	oui*	0.0438	0
P5	oui*	oui	0.575	0
P6	oui	oui	39.7	2
P7	complet	oui	0.457	0
123 TP, 41 BS				
P1	non	non	0.0183	0
P2	non	oui	41.2	0
P3	oui	non	0.0665	0
P4	oui	oui*	0.0564	0
P5	oui*	oui	1.28	0
P6	oui	oui	232	2
P7	complet	oui	0.476	0
216 TP, 72 BS				
P1	non	non	0.0773	0
P2	non	oui	307	0.6
P3	oui	non	0.124	0
P4	oui	oui*	0.089	0
P5	oui*	oui	26.8	0
P6	oui	oui	187	5
P7	complet	oui	2.28	0
486 TP, 162 BS				
P1	non	non	7.39	0
P2	non	oui	27454	0.3
P3	oui	non	0.411	0
P4	oui	oui*	0.271	0
P5	oui*	oui	310	0
P6	oui	oui	14067	3
P7	complet	oui	303	0
864 TP, 288 BS				
P1	non	non	132	0
P2	non	oui	109058	0.5
P3	oui	non	0.815	0
P4	oui	oui*	0.442	0
P5	oui*	oui	5560	0.01
P6	oui	oui	54352	4
P7	complet	oui	29.6	0.01

pour résoudre le problème MIP. La première colonne indique le numéro du problème qui est résolu, puis les deux d'après rappellent si les options de l'installation solaire et de la gestion dynamique sont disponibles. Une option étant à «oui*», avec un astérisque, signifie que l'option a été optimisée préalablement et qu'elle est fixe dans le problème courant. Le temps en seconde des CPU et l'écart relatif en pourcentage sont ensuite présentés.

On voit que les cas P2 et P6 sont les plus longs à résoudre. Cela est dû au fait que l'assignation de la variable $h_{i,j,t}$ est très exigeante en termes de calcul, car il y a trois dimensions. Il est aussi important de mentionner que si P2 est plus long à résoudre que P6, c'est parce que la solution de P6 est plus loin de son optimal. P6 sera nécessairement le problème le plus difficile à résoudre, même en ayant une borne initiale sur la valeur de la fonction objectif, car toutes les variables sont libres.

On voit aussi que le temps de calcul croît exponentiellement lorsque le réseau grossit. Cependant, ces résultats montrent qu'il est possible d'utiliser Gurobi pour obtenir des près de l'optimal, même pour des gros réseaux de 300 stations de base, où la solution trouvée est à maximum 4% de la solution optimale. Ces résultats sont réalistes et, pour de plus grands réseaux, il faudra utiliser des heuristiques spécialisées pour ce genre de problème.

4.4.3 Scénarios séquentiels

Le coût de l'énergie est maintenant examiné dans le tableau 4.6 pour les six réseaux et les scénarios P1 à P6. Le but est de comparer les économies réalisées par rapport au cas de base où il n'y pas de gestion dynamique ni d'équipement solaire. On s'intéressera particulièrement à la performance des problèmes séquentiels, où les technologies sont optimisées une à la fois.

La première rangée de chacun des cas présentés dans le tableau montre le nombre de points de test et de stations de base. La présentation de chacun des problèmes vient ensuite selon le même ordre du tableau 4.5 avec comme seule différence que P7 n'est pas présenté. Les coûts de P7 seront présentés plus loin dans la section 4.4.4 Les coûts sont en milliers de dollars américains et les économies réalisées sont en fonction du problème P1.

Les résultats montre que la solution jointe de P6 donne la fonction objectif la plus petite ou en égalité pour tout les six scénarios. Le seul réseau où P6 donne la même valeur que pour un autre scénario, qui est P5 dans ce cas, est le réseau à 288 BS. Cela est simplement dû à l'arrondissement des données du tableau.

Un point intéressant est que l'ordre dans lequel les technologies sont installées a un impact important sur la valeur de la fonction objectif. Pour tous les réseaux, planifier l'installation de l'énergie solaire avant la gestion dynamique donne des meilleurs résultats que dans le

Tableau 4.6 Coût de l'énergie des réseaux. * indique que l'option est optimisée en premier

Problème	Solaire	Gestion dynamique	Coût (k\$)	Économie (%)
54 TP, 18 BS				
P1	non	non	65.2	-
P2	non	oui	54.4	17
P3	oui	non	50.4	23
P4	oui	oui*	45.3	31
P5	oui*	oui	43.2	34
P6	oui	oui	42.8	34
123 TP, 41 BS				
P1	non	non	149	-
P2	non	oui	118	21
P3	oui	non	115	23
P4	oui	oui*	99.7	33
P5	oui*	oui	98.5	34
P6	oui	oui	96.0	35
216 TP, 72 BS				
P1	non	non	261	-
P2	non	oui	204	22
P3	oui	non	202	23
P4	oui	oui*	175	33
P5	oui*	oui	166	36
P6	oui	oui	166	36
486 TP, 162 BS				
P1	non	non	587	-
P2	non	oui	454	23
P3	oui	non	454	23
P4	oui	oui*	390	34
P5	oui*	oui	367	37
P6	oui	oui	362	38
864 TP, 288 BS				
P1	non	non	1044	-
P2	non	oui	791	24
P3	oui	non	807	23
P4	oui	oui*	683	35
P5	oui*	oui	646	38
P6	oui	oui	646	38

cas inverse. Une partie de la raison est parce que planifier l'énergie solaire dans un réseau où l'énergie est déjà fixée est inefficace. En effet, l'installation solaire y gagne beaucoup et est mieux optimisée lorsque la gestion de l'énergie du réseau est plus flexible. Cela permet non seulement de mieux gérer l'installation, mais aussi de mieux optimiser la gestion des batteries. Aussi, puisque la gestion dynamique est très flexible, il est logique que celle-ci ait moins de difficulté à s'adapter à une solution solaire préétablie qu'à l'inverse. Par exemple, si la gestion dynamique est fixe, il ne sera plus possible d'utiliser celle-ci afin de mieux décharger les batteries. La gestion de l'énergie solaire sera discutée plus en profondeur dans la section 4.4.4.

Le fait que la solution du problème P5, en termes de coût, soit assez près de P6 permet de faire de P5 une heuristique très simple et donnant une bonne approximation. En effet, pour un grand réseau de 288 BS, P5 prend 5560 secondes, tandis que le temps de P6 est de 54352 selon le tableau 4.5. Cette heuristique ne sera pas utilisée dans les sections subséquentes, car les réseaux choisis ne seront pas assez complexes.

La dernière conclusion à faire sur le coût des différents scénarios est que, peu importe la séquence dans laquelle les technologies sont implantées, des économies sont réalisées à chaque étape.

4.4.4 Énergie solaire

Les résultats concernant l'utilisation de l'énergie solaire sont maintenant présentés. Des résultats détaillés provenant du petit réseau de la figure 4.1 sont montrés dans la section 4.4.4 et un résumé des résultats plus généraux sont montrés dans 4.4.4 pour les plus gros réseaux. Les sept problèmes sont évalués pour tous les réseaux.

Tableau 4.7 Énergie solaire dans le petit réseau

Cas	Coût (k\$)	CapEx (k\$)	OpEx (k\$)	Coût solaire (\$/kWh)	Solaire utilisé (MWh)	Solaire installé (MWh)	Énergie du réseau (MWh)
P1	14.5	0	14.5	NA	0	0	65.9
P2	12.4	0	12.4	NA	0	0	57
P3	11.2	8.79	2.42	0.16	54.9	56.1	65.9
P4	10.1	6.59	3.43	0.159	41.5	42.1	57
P5	10.0	8.79	1.21	0.169	51.6	56.1	57
P6	9.9	8.79	1.20	0.169	51.6	56.1	57

Utilisation détaillée de l'énergie solaire pour le petit réseau

Tout d'abord, le tableau 4.7 donne diverses quantités d'énergie dans le réseau de 12 TP et 4 BS. Toutes les solutions sont optimales, car le réseau est très facile à résoudre en ne demandant qu'une fraction de seconde en temps de résolution. Ce cas est particulier, car les solutions P5 et P6 sont identiques. Cela serait moins probable dans de grands réseaux.

Le tableau est divisé en deux catégories : les coûts et l'énergie. On présente pour la première fois les résultats pour les coûts capitaux et d'opération dans les colonnes CapEx et OpEx. La somme de ces deux coûts égale à la valeur de la fonction objectif. La colonne *Solaire utilisé* est la quantité en MWh d'énergie solaire ayant servi à alimenter les stations du réseau. Ensuite, vient le *Solaire installé* qui comprend toute l'énergie solaire qui est installée, donc qui pourrait être utilisée. La différence entre ces deux colonnes correspond aux pertes dues à la surcharge des batteries comme il est expliqué dans 3.1.5. La dernière colonne est la quantité d'énergie dont le réseau a besoin au total, solaire et réseau électrique compris. Cette valeur va dépendre du nombre de stations de base et si elles sont mises en veille. Pour ce réseau, les 4 stations peuvent être éteintes dans les problèmes P2, P4, P5, P6 et P7.

Les problèmes P1 et P3 correspondent aux deux cas où il n'est pas possible de mettre les stations en veille. Comme prévu, la quantité d'énergie requise dans le réseau est plus élevée que dans tous les autres cas où il y a de la gestion dynamique de sorte que, pour P3, la quantité d'énergie solaire utilisée est plus élevée que pour les autres problèmes où moins d'énergie au total est consommée. P3 est aussi une solution moins coûteuse que P1.

Contrairement à P3, la solution qui utilise le moins d'énergie solaire est P4, car seulement trois des quatre stations ont l'équipement d'installé. Cela se traduit par un coût de capital plus faible, mais un coût du réseau électrique plus élevé. Si une station n'a pas d'équipement solaire, c'est parce qu'il est plus difficile de gérer l'utilisation des batteries lorsque la gestion dynamique est fixe. Avoir eu la gestion des stations libre, celle-ci aurait pu sauver de l'énergie tout en s'adaptant à l'utilisation du solaire.

Il est important de noter que la solution de P3 n'est pas la meilleure même si, parmi les six optimisations, c'est celle qui utilise le plus d'énergie solaire, car le réseau électrique est trop utilisé. Il est donc essentiel de faire un compromis entre l'utilisation de l'énergie solaire et du réseau électrique pour obtenir la solution optimale P6.

Les solutions de P4 et P5 sont très près de l'optimal P6. La différence de coût entre P5 et P6 est minime et ne dépend que de la gestion dynamique qui est un peu meilleure pour le problème optimal.

La colonne *Coût solaire* donne le calcul en dollar par kilowatt-heure du solaire en se basant sur la quantité d'énergie solaire réellement utilisée. Ainsi, c'est simplement la valeur de la colonne CapEx divisée par celle *Solaire utilisé*. Cela donne 0.169\$/kWh pour les problèmes P5 et P6 ce qui est bien inférieur au coût du réseau électrique de 0.22\$/kWh. Il est nécessaire d'avoir un coût viable pour l'énergie solaire afin de tirer des conclusions à partir des résultats.

Installation solaire complète dans les grands réseaux

Cette section présente des résultats pour les plus grands réseaux. On s'intéresse particulièrement à la quantité de stations possédant l'équipement solaire. Le but est de démontrer qu'installer l'équipement solaire sur toutes les stations n'est pas nécessairement la meilleure solution même si le coût du solaire est inférieur au coût du réseau électrique. Pour cela, le septième cas d'optimisation où l'installation est complète dans tout le réseau est évalué et comparé avec le cas optimal joint P6. On rappelle que ce problème est simplement appelé P7 et correspond au cas où la variable z_j est fixée à 1.

Le tableau 4.8 montre le nombre de stations de base qui a l'équipement d'installé dans la colonne *BS solaires*. Les problèmes P6 et P7 sont tous résolus à l'optimal ou près de l'optimal selon les mêmes données que dans le tableau 4.5. On peut voir dans la colonne *BS solaires* que la plupart des stations ont un équipement solaire. Le seul cas où l'équipement est installé partout pour le problème P6 est pour le plus gros réseau à 288 BS. Cela est probablement dû au fait que le problème n'est pas optimal avec un écart de 4%. Pour résoudre le problème plus facilement, Gurobi a dû remarquer qu'il était facile d'obtenir une bonne solution, mais pas la meilleure, en installant l'équipement partout. Il en va de même avec le réseau à 162 BS qui a un écart de 3% avec la solution optimale et où presque toutes les stations sont solaires. Cela est d'autant plus logique que l'outil décide en premier lieu d'installer l'équipement partout sachant que le coût solaire est faible en variant entre 0.16\$/kWh et 0.17\$/kWh pour les gros réseaux.

La colonne *Coût* montre le coût de la fonction objectif et suit la même relation que le nombre de stations solaire pour les différents réseaux. Ainsi, la gestion dynamique est bien optimisée pour tous les réseaux et c'est l'installation de l'équipement qui détermine la différence de coût entre les problèmes P6 et P7.

Finalement, la colonne *Pertes solaires* présente l'énergie perdue à cause de la capacité limitée des batteries. Les pertes solaires sont présentées comme le ratio de la différence entre l'énergie installée et l'énergie utilisée divisée par l'énergie installée. Ce ratio montre clairement qu'installer trop d'équipement solaire va augmenter les pertes, car le réseau aura de la difficulté à gérer les batteries.

Tableau 4.8 Stations solaires installées

Cas	BS solaires	Coût (k\$)	Pertes solaire (%)
54 TP, 18 BS			
P6	17	42.8	4.2
P7	18	43.1	4.3
123 TP, 41 BS			
P6	34	95.9	3.7
P7	41	98.5	4.7
216 TP, 72 BS			
P6	65	164	4.9
P7	72	166	5.9
486 TP, 162 BS			
P6	158	362	5.2
P7	162	367	6.4
864 TP, 288 BS			
P6	288	646	6.8
P7	288	646	6.8

4.4.5 Dynamique du réseau

On s'intéresse maintenant à l'opération du réseau sous deux conditions : l'installation de l'équipement solaire et la gestion dynamique du réseau. L'opération du réseau consiste à gérer la décharge des batteries si elles sont présentes sur une station et à mettre en veille les stations lorsque cela est possible. On s'intéresse encore aux scénarios séquentiels, donc lorsque la gestion dynamique est optimisée en premier (section 4.4.1) et lorsque l'installation solaire est optimisée en premier (section 4.4.1).

Gestion dynamique en premier

Le problème séquentiel de la gestion dynamique, puis de l'installation solaire, soit P4, est d'abord examiné. La figure 4.4 montre l'activation des stations de base, donc lorsqu'elles sont actives ou éteintes, pour toutes les périodes t d'une journée typique. Un état haut correspond au cas lorsque la station est activée. On peut voir que les stations 2 et 3 sont toujours actives, car elles doivent desservir certains points de test qui sont uniquement couverts par celles-ci. La station 0 est presque toujours mise en veille excepté durant les périodes de pointe de 10:00 à 12:00 et de 16:00 à 18:00. Durant la courte période de deux heures de 16:00 à 18:00,

le trafic est maximal et, puisque le nombre de BS suffit seulement à alimenter le réseau au maximum de sa demande, toutes les stations doivent alors être actives durant cette période. La deuxième période de pointe entre 16:00 et 18:00 n'est pas aussi chargée que la première à midi, mais correspond bien à un deuxième pic de demande comme le montre la figure 4.2. La station 1 est presque toujours active sauf pendant la deuxième heure de pointe à 16:00 où la BS 0 prend la relève du trafic. Il est important de remarquer que la solution optimale de la gestion des stations en 4.4 est très simple, car elle ne tient pas compte encore de l'optimisation solaire.

Le comportement des stations de base est comparé à celui de l'utilisation des batteries de la figure 4.5 où un état haut correspond au cas lorsque le groupe de batteries est utilisé. La station 0 ne possède pas d'équipement solaire et les batteries des autres stations sont presque toujours utilisées, car l'équipement solaire a la capacité d'alimenter une station pendant la majeure partie de la journée pour ce modèle. Il est aussi intéressant de remarquer que les stations 2 et 3 ont le même profil d'utilisation des batteries, car leur gestion dynamique est la même.

Installation solaire en premier

Ensuite, on présente le cas où l'équipement solaire est installé avant la gestion dynamique, donc le problème P5. Maintenant, l'équipement est installé sur les quatre stations du réseau.

On voit dans la figure 4.6 la planification des stations de base. Si l'on compare avec le cas où la gestion dynamique est optimisée en premier 4.4, il est apparent que les stations 0 et 1 ont un profil d'utilisation très différent. Pour ce qui est des stations 2 et 3, elles sont encore toujours activées. La raison pourquoi les profils sont différents est parce que la gestion dynamique s'adapte à l'installation solaire afin d'utiliser le plus possible celle-ci. Ainsi, on voit dans la figure 4.7 que les stations 0 et 1 peuvent toujours utiliser leurs batteries, car ces stations sont plus souvent en veille et consomment donc moins d'énergie. Encore une fois, les stations ayant la même gestion dynamique ont aussi la même gestion des batteries.

4.4.6 Assignation des TP

Dans cette section, l'assignation des usagers aux stations de base est étudiée dans le cas du petit réseau de 12 TP et 4 BS. Le but est de voir si l'assignation est bien équilibrée en moyenne dans le réseau et cela pour chacun des problèmes. On peut voir l'assignation de chacun des TP dans les figures 4.10, 4.11, 4.12 et 4.13. Cette figure s'attarde uniquement sur certaines périodes de temps dans la journée où l'effet de l'assignation est plus clair.

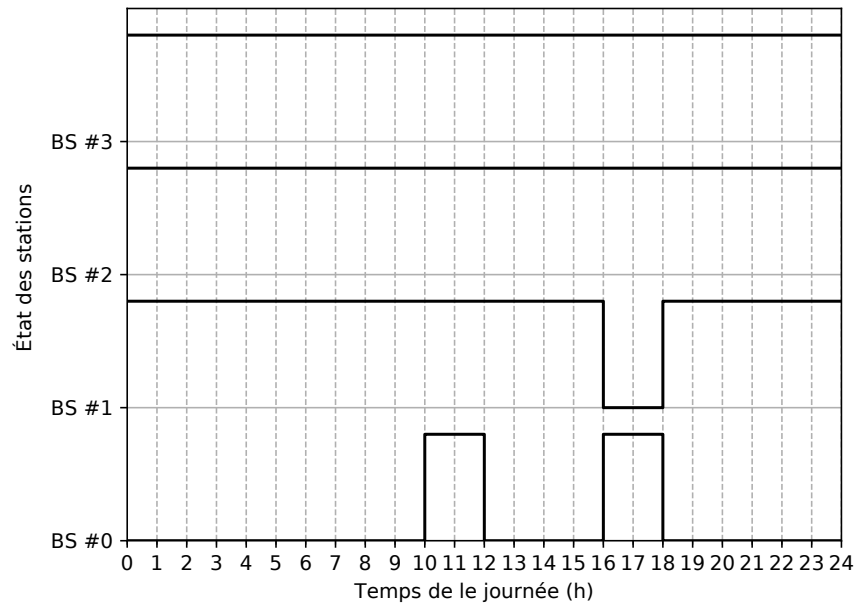


Figure 4.4 Activation des stations de base, gestion dynamique en premier

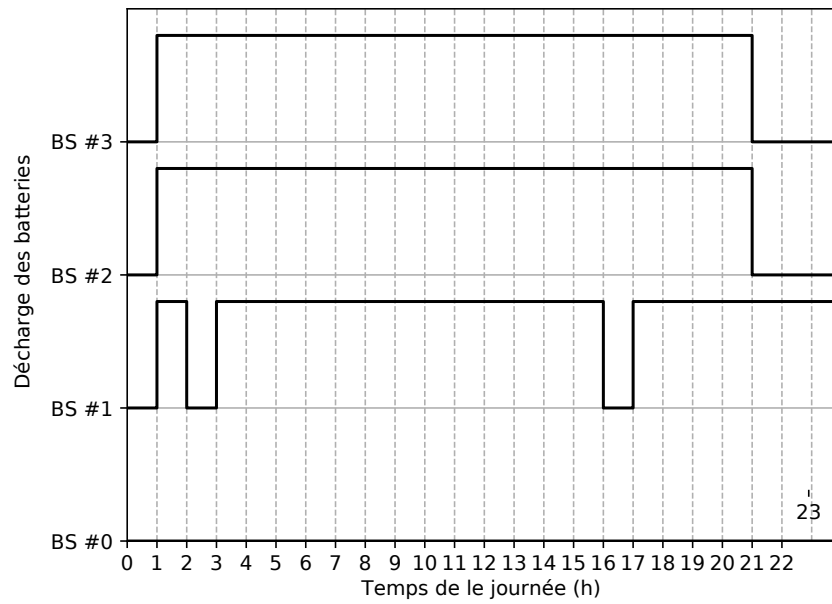


Figure 4.5 Activation des batteries, gestion dynamique en premier

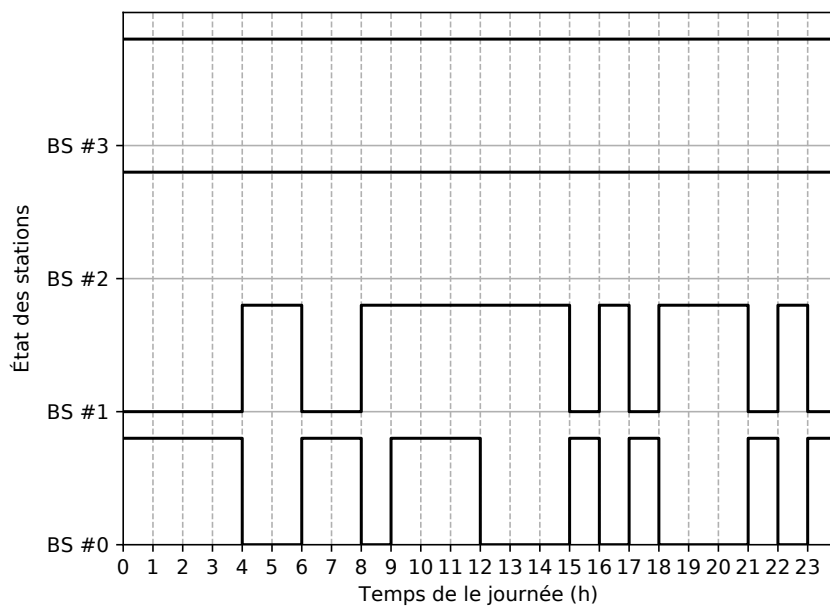


Figure 4.6 Activation des stations de base, installation solaire en premier

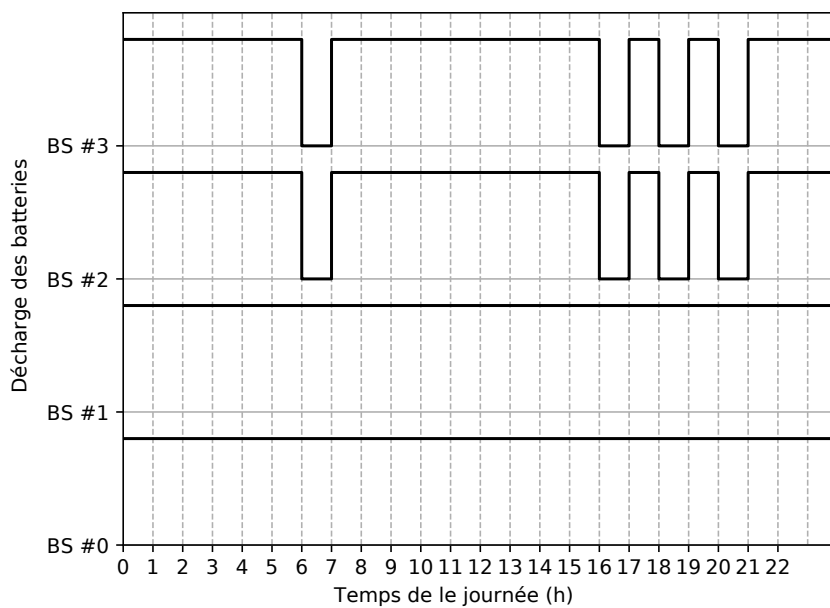


Figure 4.7 Activation des batteries, installation solaire en premier

Mesures

En plus de la représentation visuelle de l'assignation des TP, deux mesures sont utilisées pour évaluer l'assignation : la dispersion et l'écart type. Ces mesures sont calculées pour chacune des tranches de temps t et permettent de mieux comprendre quantitativement le balancement qui est fait avec l'assignation des TP.

La dispersion est simplement la différence entre le nombre maximum et minimum de TP qui sont assignés à une BS j au temps t . Le nombre de points de test assignés à une station est appelé le degré et est dénoté par le symbole Δ .

$$\Delta_{j,t} = \sum_{i \in \mathcal{I}} h_{i,j,t} \quad \forall j \in \mathcal{S}, \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.27)$$

La dispersion D_t , au temps t , est donnée par :

$$D_t = \max_{j \in \mathcal{S}} \Delta_{j,t} - \min_{j \in \mathcal{S}} \Delta_{j,t} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.28)$$

On calcule ensuite l'écart type σ_t

$$\sigma_t = \frac{1}{|S|} \sqrt{\sum_{j \in \mathcal{S}} (\Delta_{j,t} - N^T)^2} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (4.29)$$

où $|S|$ est le nombre total de stations de base et N^T est le nombre moyen de TP connectés par BS. Cette valeur moyenne est équivalente au ratio points de test par station de base qui est un paramètre général du modèle comme décrit dans la section 4.2.2.

Résultats de l'assignation

On montre maintenant le réseau avec les liens unissant les TP au BS pour le problème joint P6 résolu à l'optimal. On regarde l'assignation afin de comprendre la dynamique du réseau dans quatre périodes de temps : 10:00, 16:00, 17:00 et 18:00. À 10:00, la figure 4.10 montre le réseau lorsque le trafic est à son maximum. Ensuite, on peut voir l'interaction qu'il y a entre les stations 0 et 1 dans les figures 4.11, 4.12 et 4.13. Ces stations vont s'échanger des points de test afin de pouvoir mieux se mettre en veille et utiliser le solaire.

Les graphiques de dispersion et d'écart type σ montrent les six profils pour chacun des problèmes. Ces deux graphiques sont assez similaires et seront décrits conjointement, car ils permettent d'arriver aux mêmes conclusions.

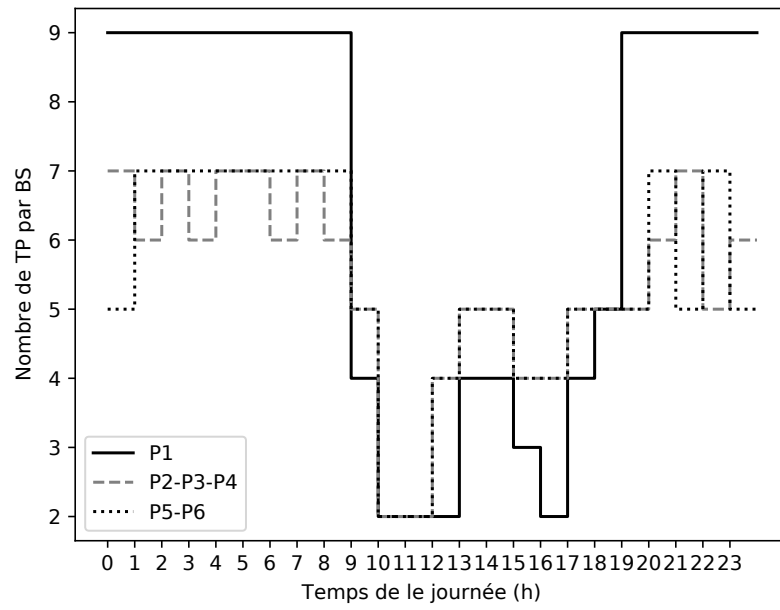
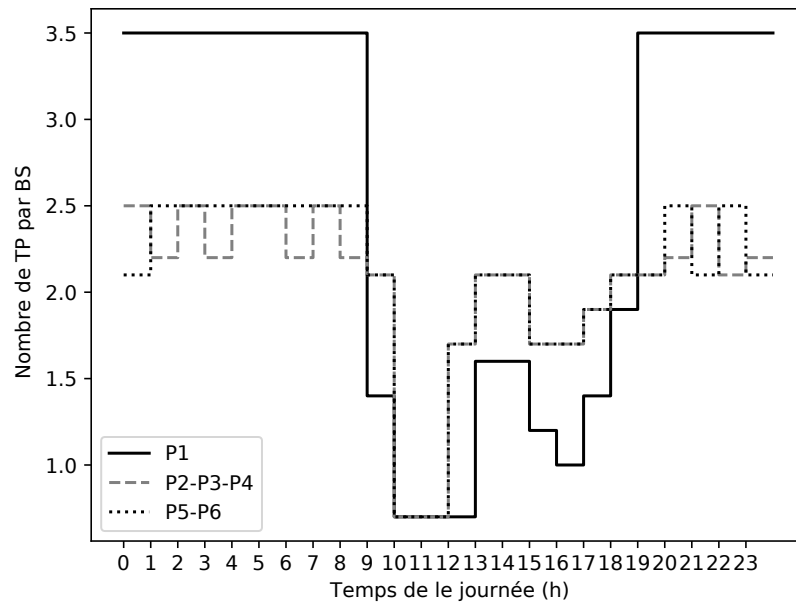


Figure 4.8 Profils de dispersion

Figure 4.9 Profils σ

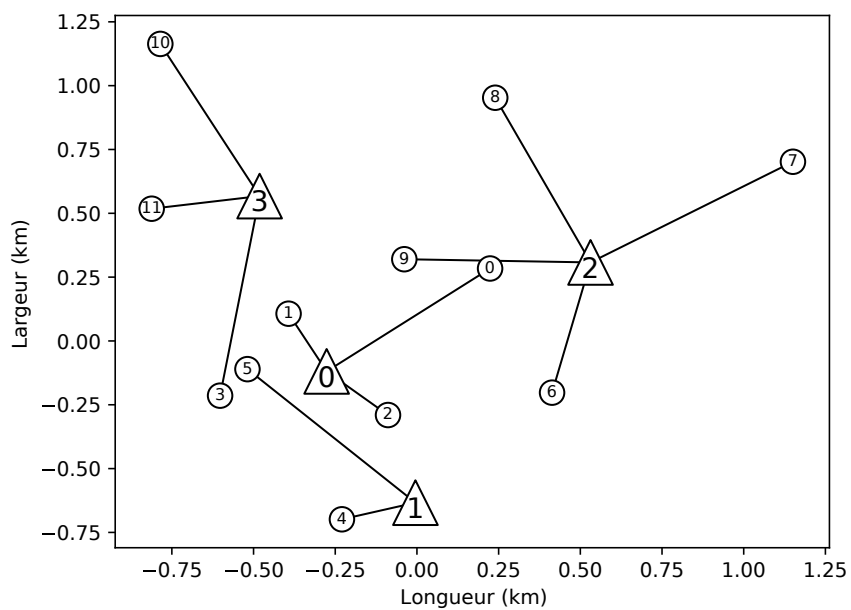


Figure 4.10 Assignation des TP à 10:00

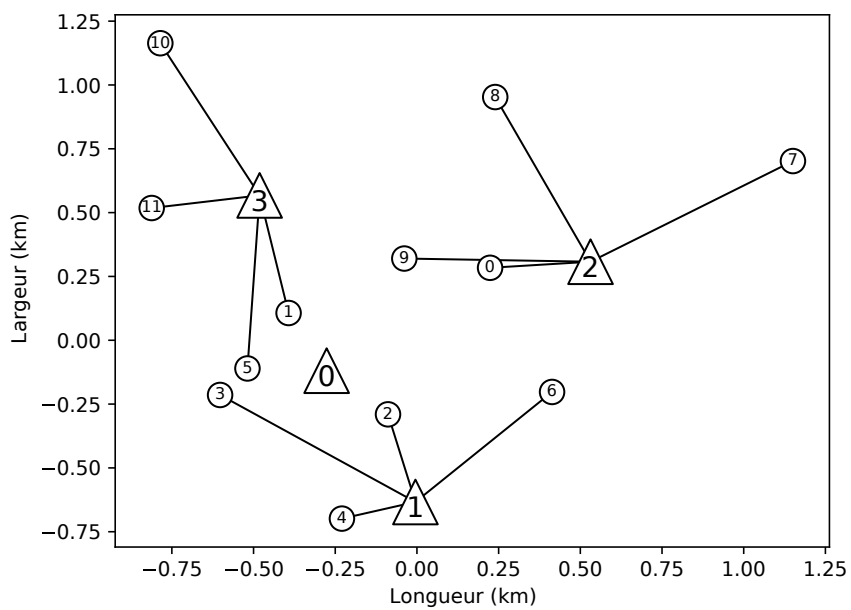


Figure 4.11 Assignation des TP à 16:00

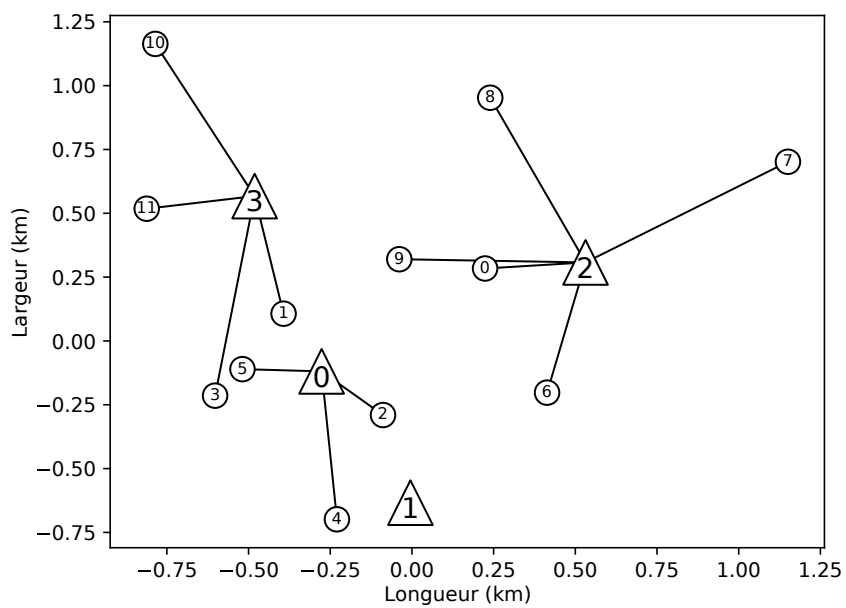


Figure 4.12 Assignation des TP à 17:00

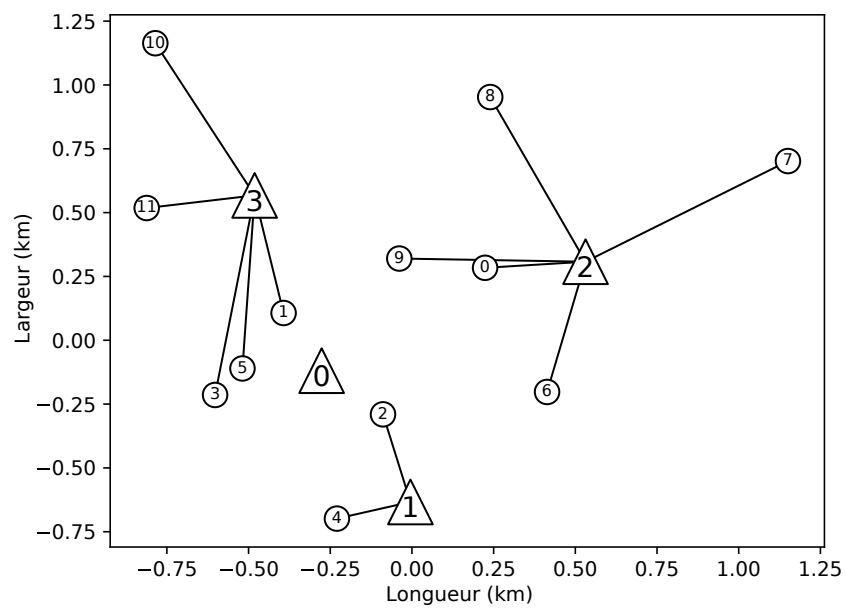


Figure 4.13 Assignation des TP à 18:00

Durant le pic de trafic, les deux graphiques montrent que toutes les stations sont activées et ont des points de test connectés aux stations de base. Cela se traduit par une dispersion et un écart type plus faibles dans les temps 10:00 et 11:00. Cela est aussi vrai, bien que moins flagrant, pour le deuxième et plus petit pic de 15:00 à 17:00. Une dispersion et un écart type plus petit signifient que le réseau est bien équilibré. Dans le cas contraire, leur valeur est plus grande comme on peut le voir pour le reste de la journée. Plus particulièrement, durant la nuit, le réseau est moins équilibré, car on peut mettre en veille certaines stations qui n'auront alors aucun TP de connecté ce qui fait augmenter la valeur des deux mesures.

On s'intéresse maintenant à l'assignation des TP en fonction des différents problèmes. Pour le cas P1, l'assignation est plus aléatoire et moins équilibrée durant les périodes avec moins de trafic. Il n'est pas important de balancer le réseau, car il n'y a pas de technologie d'implantée qui pourrait en bénéficier. Si la dispersion et σ sont aussi faibles que dans les autres problèmes durant le pic commençant à 10:00, c'est parce que la quantité maximale de trafic impose que le réseau soit bien équilibré. Pour les autres problèmes, la valeur maximale des mesures est plus faible. Cependant, lorsqu'on regarde la solution P6 donnant la plus petite fonction objectif, on remarque que la dispersion et l'écart type sont légèrement plus élevés avant 9:00 et après 20:00. Ainsi, la solution optimale est plutôt bien équilibrée, mais ne requiert pas que l'assignation des TP soient parfaitement équilibrés durant certaines heures. Cela permet de stresser le réseau pour aller chercher des économies supplémentaires avec l'utilisation de l'énergie solaire et la gestion dynamique.

Finalement, on peut conclure que ces résultats montrent, comme on devait s'y attendre, que les deux technologies ont un impact sur le réseau en changeant l'assignation des points de test.

4.4.7 Taux variable de la tarification du réseau électrique

Les derniers résultats du modèle sans croissance démontrent les économies supplémentaires qui peuvent être réalisées avec l'ajout du solaire à notre système et lorsque la tarification du réseau électrique est variable dans la journée. Cela est possible en utilisant l'énergie emmagasinée dans les batteries lorsque le coût du réseau électrique est trop élevé.

Cette tarification varie à chaque heure et elle provient du coût de l'électricité pour les moyennes et grandes entreprises en Ontario, Canada [43]. Son profil est montré dans la figure 3.3 de la section 3.1 et l'on peut remarquer que l'électricité coûte beaucoup plus chère entre 9:00 et 20:00.

Le même petit réseau 4.1 qui a été utilisé précédemment est utilisé. La base de temps est composée de 24 périodes dans le but de maximiser les économies. Celles-ci sont présentées dans le tableau 4.9 et évaluées en fonction des problèmes P1, P2, P3 et P6.

On voit dans la dernière colonne du tableau les économies réalisées lorsque la tarification est variable. Si la valeur est négative, cela signifie que l'optimisation est plus performante dans le réseau avec tarification fixe.

Pour P1, l'économie est nulle, car l'on considère que c'est la solution barème où peu importe la tarification on obtient la même valeur de la fonction objectif. Ainsi, la valeur maximale du coût du réseau électrique a été choisie de sorte que la fonction objectif donne le même résultats dans les deux cas de tarification.

Pour P2, on remarque que le coût est plus élevé avec la tarification variable avec 12.62k\$ comparé à 12.55k\$. Cette différence est peu significative, mais elle pourrait être expliquée par le fait que le profil de tarification 3.5 corresponde assez bien à celui du trafic 3.5.

La solution du problème P3 est intéressante, car, dans le cas où il n'y a que du solaire, il est possible d'économiser 14% du coût total de la fonction objectif. On rappelle cependant que ce coût comprend le coût de l'électricité du réseau électrique plus l'équipement solaire installé sur les stations. Par contre, selon le tableau 4.7, cet équipement ne coûte pas très cher en ayant un coût de 0.16\$/kWh. En réalité, il faudrait que ce coût soit assez faible comparé à celui du réseau électrique afin que l'équipement puisse être installé et générer des économies intéressantes avec la tarification variable.

Tableau 4.9 Économies réalisées avec une tarification variable du réseau électrique

Problème	Solaire	Gestion dynamique	Coût (k\$)	CapEx (k\$)	OpEx (k\$)	Économie (%)
Tarification fixe						
P1	off	off	14.49	0	14.5	-
P2	off	on	12.55	0	12.5	-
P3	on	off	11.2	8.790	2.42	-
P6	on	on	9.996	8.790	1.21	-
Tarification variable						
P1	off	off	14.49	0	14.5	0
P2	off	on	12.62	0	12.6	-0,56
P3	on	off	9.66	8.79	0.872	14
P6	on	on	8.98	6.59	2.38	10

CHAPITRE 5 MODÈLE AVEC CROISSANCE DU TRAFIC

5.1 Définition du modèle

Le modèle avec croissance du trafic planifie l'installation des stations et de l'équipement solaire dans un réseau déjà existant afin de répondre à une demande croissante des usagers. Cette modélisation est beaucoup plus réaliste, car il a déjà été démontré à maintes reprises que la quantité de trafic produite croît de manière exponentielle.

Le trafic est encore modélisé par des points de test qui sont des agrégations d'usagers. La différence est maintenant que ceux-ci sont activés de manière aléatoire avec les années. Une fois activés, les TP requièrent une certaine quantité d'énergie qui va croître pour le reste de la durée de l'étude. Cette modélisation pourrait représenter le développement de nouveaux quartiers dans une ville où, en une courte période de temps, plusieurs nouveaux usagers viendraient s'y installer. Les profils journaliers utilisés sont les mêmes que pour le modèle MSCT, mais la valeur maximale de la charge d'un usager qui augmente avec les années.

Au début de l'étude, le réseau est composé uniquement de stations de base LTE de type macro. Les BS que l'on peut rajouter par la suite sont de types micro et pico et elles restent dans le réseau jusqu'à la fin de l'étude. Les stations pico sont très petites et concordent avec la planification des réseaux 5G qui requièrent plusieurs petites stations. Le modèle installe les nouvelles stations sur des sites dits candidats et peut alors optimiser leur emplacement par rapport aux TP. Cela est important, car, dans ce nouveau modèle, plus une station est près d'un TP, moins d'énergie elle aura besoin selon la formule de Shannon. Aussi, une seule station par site est permise.

Dans ce modèle, on introduit l'énergie solaire en l'intégrant au *type* de station. On considère qu'uniquement les nouvelles stations micro et pico ont la possibilité d'avoir un équipement solaire et la capacité de se mettre en veille. On n'installe pas d'équipement solaire sur les stations macro, car elles consomment trop d'énergie pour ce que produisent les panneaux solaires. Cependant, on permet maintenant aux stations de choisir, dans un groupe d'équipements, le dimensionnement de l'équipement solaire. Cela consiste à choisir le nombre de panneaux et de batteries seulement, car la quantité de convertisseurs de courant et de contrôleurs de charge va en être dépendant. Aussi, une autre amélioration des nouvelles BS est le *cell zooming*, soit la capacité de choisir leur niveau de puissance de transmission. Cela permet au réseau d'être encore plus flexible en donnant la possibilité de diminuer la puissance des stations lorsque la charge est faible, mais qu'on ne peut éteindre ces stations.

On définit alors le type des stations par leur capacité, l'installation solaire, le dimensionnement de l'installation et les niveaux de puissance émis. Il faudra alors décider non seulement de l'emplacement, mais aussi de la configuration de la station de base à installer et ce, à chaque année de l'étude. Par la suite, il faut aussi choisir pour chaque période de la journée la puissance d'émission et l'assignation des TP, qui pourra dépendre de la puissance de la station. Si l'équipement solaire est installé, il faudra aussi gérer les batteries comme il est fait dans le modèle 1 présenté au chapitre 4.

Une autre fonctionnalité importante de ce nouveau modèle est qu'il tient compte de la valeur de l'argent dans le temps. Ainsi, des taux d'inflation et d'actualisation sont pris en considération.

5.1.1 Programmation

Comme c'était le cas pour le modèle MSCT, le langage *Python* est utilisé pour programmer les réseaux à simuler avec tout leurs paramètres.

5.1.2 Formulation mathématique

Les ensembles, paramètres, variables et contraintes de ce modèle avec croissance du trafic (MACT) sont maintenant présentés.

5.1.3 Ensembles

\mathcal{Q} Ensemble des années, indexé par $q = 1 \dots Q$.

\mathcal{T} Ensemble des période de temps journalières, indexé par $t = 1 \dots T$.

\mathcal{B} Ensemble des sites où il y a déjà une station de base d'installée au début de l'année 1.

\mathcal{C} Ensemble des sites, dits candidats, où il est possible d'installer de nouvelles stations de base.

\mathcal{I} Ensemble des points de test. Cela comprend à la fois les TP déjà actifs à l'année 1 et ceux qui seront activés plus tard.

\mathcal{L} Ensemble de types de station de base. Le type $l = 0$ dénote la type de BS macro sans solaire ni *cell zooming*.

S_l Ensemble d'états pour une station de type l , indexé par $s = 0 \dots S_l$.

5.1.4 Paramètres

Paramètres généraux du réseau

Ces paramètres sont globaux pour un réseau donné.

$C_{q,t}^E$ Coût de l'énergie du réseau électrique. Il dépend de l'année à cause de l'inflation et de l'actualisation. Il peut aussi dépendre de l'instant dans la journée si on fait une étude sur une tarification variable du réseau électrique.

r Différence entre le taux d'actualisation et le taux d'inflation.

ϕ Nombre de jours entre deux installations, i.e., 365 jours si \mathcal{Q} est en années ou 182.5 si l'équipement est installé deux fois par année.

Paramètres des stations de base

Les paramètres des BS sont les suivants

$M_{l,j}$ Fonction indicatrice valant 1 si la station de type l peut être installée sur le site candidat $j \in \mathcal{C}$.

$W_{l,s}$ Consommation en watts d'une station l émettant à l'état s . Par convention, $W_{l,0}$ correspond à la consommation en pleine puissance si la station ne peut se mettre en veille ou, si elle le peut, c'est la consommation en mode veille.

$W_{l,s}^{tx}$ Puissance de transmission d'une station l à l'état s . Par convention, $W_{l,0}$ correspond à la puissance de transmission maximale si la station ne peut se mettre en veille ou, si elle le peut, c'est la puissance en mode veille, donc 0.

U_l Fonction indicatrice valant 1 si la station de type l à l'équipement solaire d'installé. Par définition, $U_0 = 0$.

$C_{l,q}$ Coût d'une station $l \geq 1$ sur un site candidat $j \in \mathcal{C}$, installation comprise. Le coût comprend aussi l'équipement solaire s'il est présent et il varie en fonction de l'année q , car plus la station est installée tard, moins on aura besoin de remplacement pour l'équipement solaire. C'est le coût nominal, non actualisé.

$e_{l,q',q,t}^S$ Quantité d'énergie solaire produite pour un dimensionnement d'une station de type l selon l'ensoleillement au temps t . La quantité d'énergie à l'année q , considérant la dégradation, est prise en compte pour une année d'installation q' .

$B_{l,q',q}^+$ Capacité maximale groupe de batteries d'une station l à l'année q . La dégradation est tenue en compte considérant l'année d'installation q' .

$B_{l,q',q}^-$ Capacité minimale du groupe de batteries d'une station l à l'année q . La dégradation est tenue en compte considérant l'année d'installation q' .

Paramètres des points de test

Les paramètres des TP permettent de modéliser leur énergie tenant compte de leur croissance ainsi que leur activation. On considère qu'à chaque année il y aura des nouveaux TP qui seront activés en suivant une loi uniforme. À noter que les TP activés restent actifs pour toute la durée de l'étude.

q_i^* Année où le TP i est activé.

$E_{i,j,q,t}^T$ Énergie requise par le TP i s'il est desservi par la station j au temps t de l'année q .

$\nu_{i,q}$ Fonction indicatrice valant 1 si le TP i est actif à l'année q .

Le paramètre ν est donné par :

$$\nu_{i,q} = \begin{cases} 0 & \text{if } q < q_i^* \\ 1 & \text{otherwise} \end{cases}$$

Paramètre de couverture

$k_{i,j,l,s,q,t}$ Fonction indicatrice valant 1 si le TP i peut être desservi par une station de type l en état s et située au site j . Cela est possible si la station est capable de fournir assez d'énergie pour ce TP selon la formule de Shannon (5.37).

5.1.5 Variables

Encore une fois les variables sont présentées en deux catégories : les variables pures et les variables intermédiaires.

Variabes de décision

Les variables de décision valent 1 pour les conditions qui suivent.

$z_{l,j,q}$ On installe la station de type l au site candidat $j \in \mathcal{C}$ à l'année q .

$h_{i,j,q,t}$ Le TP i est assigné au site j pendant l'année q au temps t .

$v_{l,s,j,q,t}$ Utilisation du niveau de puissance s d'une station de type l sur le site candidat $j \in \mathcal{C}$ à l'année q au temps t .

$u_{j,q,t}$ Utilisation des batteries du site candidat $j \in \mathcal{C}$ à l'année q au temps t .

Variables intermédiaires

Les variables intermédiaires sont plus nombreuses et dépendent des autres variables de base.

$w_{l,j,q}$ Une station de type l est déjà installée sur le site candidat j pendant l'année q . Cela correspond à l'état d'un site.

$x_{l,s,j,q,t}$ Variable représentant le produit de v et u . Cette variable représente l'état où l'on utilise les batteries u pour le niveau de puissance v à l'année q au temps t .

$E_{j,q,t}$ Énergie consommée par la station du site j à l'année q au temps t .

$\overline{E}_{j,q,t}^B$ Énergie consommée en mode batterie par la station du site j à l'année q au temps t .

$\overline{E}_{j,q,t}^R$ Énergie consommée en mode réseau électrique par la station du site j à l'année q au temps t .

$D_{j,q,t}$ Énergie requise par un regroupement de TP connectés à la station du site j à l'année q au temps t .

$E_{j,q,t}^B$ Énergie disponible dans les batteries d'un site j à l'année q au temps t .

$E_{j,q,t}^S$ Énergie solaire produite au site candidat $j \in \mathcal{C}$ à l'année q durant l'intervalle Δ_t .

5.1.6 Contraintes

Contraintes d'installation

Les variables d'installation sont les deux variables z et w . Sachant qu'on ne peut installer qu'une seule station par site, la première contrainte sur z est la suivante :

$$\sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ q \in \mathcal{Q}}} z_{l,j,q} \leq 1 \quad \forall j \in \mathcal{C} \quad (5.1)$$

La seconde implique que certains sites ne peuvent recevoir l'installation de certains types de station.

$$z_{l,j,q} \leq M_{l,j} \quad \forall l \in \mathcal{L}, \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q} \quad (5.2)$$

La variable intermédiaire de l'installation w , qui est l'état de l'installation au cours des années, est calculée à partir de z . La variable z ne peut prendre la valeur 1 que pour une seule année, tandis que w vaut 1 pour l'année d'installation et toutes les années subséquentes. La relation qui en suit est alors :

$$w_{l,j,q} = \sum_{q' \leq q} z_{l,j,q'} \quad \forall j \in \mathcal{C} \quad (5.3)$$

Contraintes d'opération

La première contrainte d'opération concerne l'activation v des station de base du réseau. Cette variable, nécessaire à la gestion dynamique des stations, dépend premièrement de l'installation des BS. Ainsi, une station de type l doit être installée sur un site j pour avoir un état v d'assigné.

$$\sum_{s \in \mathcal{S}_l} v_{l,s,j,q,t} = w_{l,j,q} \quad \forall l \in \mathcal{L}, \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.4)$$

Ainsi, le modèle ne permet de choisir qu'un seul état parmi \mathcal{S}_l pour un site j à un temps t durant l'année q et ce, uniquement si la station est installée, donc si $w = 1$.

La deuxième contrainte d'opération est pour l'utilisation des batteries. Celles-ci ne peuvent simplement pas être utilisées si l'équipement solaire n'est pas présent sur une station de base selon le paramètre U_l .

$$u_{j,q,t} \leq \sum_{l \in \mathcal{L}} w_{l,j,q} U_l \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.5)$$

Contraintes d'assignation

La variable d'assignation h est d'abord sujette à la condition que chaque TP actif doit être desservi par un site.

$$\sum_{j \in \mathcal{BUC}} h_{i,j,q,t} = \nu_{i,q} \quad \forall i \in \mathcal{I}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.6)$$

De plus, un TP ne peut être assigné à une station que s'il existe une combinaison de l et s qui permet de le desservir.

$$h_{i,j,q,t} \leq \sum_{l,s} k_{i,j,l,s,q,t} \quad \forall i \in \mathcal{I}, \quad \forall j \in \mathcal{BUC}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.7)$$

Le paramètre k permet alors de restreindre à 0 la valeur de h pour plusieurs indices. Cette contrainte est facultative comme il est expliqué dans la section 5.2.2.

Finalement, le TP est desservi par la combinaison de l et s qui est actuellement choisie pour le site j .

$$h_{i,j,q,t} \leq \sum_{l,s} v_{l,s,j,q,t} k_{i,j,l,s,q,t} \quad \forall i \in \mathcal{I}, \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.8)$$

Il est à noter que la contrainte (5.7) n'est pas incluse dans la contrainte (5.8), car cette dernière ne comprend pas l'ensemble de sites \mathcal{B} .

Contraintes d'énergie des BS

Les contraintes sur les variables intermédiaires E , \overline{E}^B et \overline{E}^R qui représentent les quantités d'énergie utilisées par les stations de base sont données par :

$$E_{j,q,t} = \Delta_t \begin{cases} \sum_{l \geq 1, s} W_{l,s} v_{l,s,j,q,t} & \text{si } j \in \mathcal{C} \\ W_{0,0} & \text{si } j \in \mathcal{B} \end{cases} \quad (5.9)$$

où Δ_t est la longueur de l'intervalle t . Cette énergie peut provenir soit des batteries soit du réseau électrique.

Si elle provient du groupe de batteries, l'énergie consommée de la station de base est définie comme :

$$\overline{E}_{j,q,t}^B = \begin{cases} E_{j,q,t} u_{j,q,t} & \text{si } j \in \mathcal{C} \\ 0 & \text{si } j \in \mathcal{B} \end{cases} \quad (5.10)$$

De même, on a pour l'énergie du réseau électrique :

$$\overline{E}_{j,q,t}^R = E_{j,q,t} \begin{cases} [1 - u_{j,q,t}] & \text{si } j \in \mathcal{C} \\ 1 & \text{si } j \in \mathcal{B} \end{cases} \quad (5.11)$$

Les formulations (5.9), (5.10) et (5.11) produisent les contraintes non linéaires

$$E_{j,q,t} u_{j,q,t} = \Delta_t \sum_{l \geq 1, s} W_{l,s} v_{l,s,j,q,t} u_{j,q,t} \quad (5.12)$$

$$E_{j,q,t} [1 - u_{j,q,t}] = \Delta_t \sum_{l \geq 1, s} W_{l,s} (v_{l,s,j,q,t} - v_{l,s,j,q,t} u_{j,q,t}) \quad (5.13)$$

$$\forall l \in \mathcal{L}, \quad \forall s \in \mathcal{S}_l, \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

qui doivent être linéarisées pour pouvoir être utilisées par Cplex et Gurobi.

Linéarisation de l'énergie

La variable de linéarisation x , soit le produit des deux variables u et v , est maintenant introduite.

$$x_{l,s,j,q,t} = v_{l,s,j,q,t} u_{j,q,t} \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.14)$$

Cette variable est essentielle afin de pouvoir utiliser un programme d'optimisation linéaire en nombres entiers.

Les contraintes de linéarisation sur x sont :

$$x_{l,s,j,q,t} \leq v_{l,s,j,q,t} \quad (5.15)$$

$$x_{l,s,j,q,t} \leq u_{j,q,t} \quad (5.16)$$

$$x_{l,s,j,q,t} \geq v_{l,s,j,q,t} + u_{j,q,t} - 1 \quad (5.17)$$

$$\forall l \in \mathcal{L}, \quad \forall s \in \mathcal{S}_l, \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

On peut alors écrire la linéarisation de l'énergie des batteries comme

$$\bar{E}_{j,q,t}^B = \begin{cases} \Delta_t \sum_{l \geq 1, s} W_{l,s} x_{l,s,j,q,t} & \text{si } j \in \mathcal{C} \\ 0 & \text{si } j \in \mathcal{B} \end{cases} \quad (5.18)$$

puis, pour l'énergie du réseau électrique,

$$\bar{E}_{j,q,t}^R = \Delta_t \begin{cases} \sum_{l \geq 1, s} W_{l,s} (v_{l,s,j,q,t} - x_{l,s,j,q,t}) & \text{si } j \in \mathcal{C} \\ W_{0,0} & \text{si } j \in \mathcal{B} \end{cases} \quad (5.19)$$

Demande d'énergie des TP

La quantité d'énergie totale que demandent les TP qui sont connectés à une BS dépend de l'assignation h . C'est l'énergie provenant de la puissance de transmission des antennes de la station.

$$D_{j,q,t} = \sum_{i \in \mathcal{I}} E_{i,j,q,t}^T h_{i,j,q,t} \quad \forall j \in \mathcal{B} \cup \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.20)$$

Il n'y a qu'une contrainte sur D qui ne peut dépasser la puissance maximale de transmission des antennes d'une station à l'état v .

$$D_{j,q,t} \leq \Delta_t \begin{cases} W_{0,0}^{tx} & \text{si } j \in \mathcal{B} \\ \sum_{l \geq 1, s} v_{l,s,j,q,t} W_{l,s}^{tx} & \text{si } j \in \mathcal{C} \end{cases} \quad (5.21)$$

Contrainte de production d'énergie solaire

L'énergie solaire produite par un système installé sur une station est donnée par :

$$E_{j,q,t}^S = \sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ q' \in \mathcal{Q}}} e_{l,j,q',q,t}^S z_{l,j,q'} \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.22)$$

Ainsi, uniquement les stations qui ont été installées ont de l'énergie solaire. Si une station est installée, mais qu'elle n'a pas d'équipement solaire, le paramètre e^S vaut 0 pour ce type l .

La quantité d'énergie solaire produite e_S pour une année q dépend de l'année d'installation q' . Ainsi, le produit avec la variable z permet de choisir le bon e_S qui tient compte de la dégradation lorsque l'équipement est installé à l'année q' .

Contraintes de gestion des batteries

Plusieurs contraintes sont nécessaires pour bien gérer les batteries. Notamment, il faut pouvoir modéliser la charge et la décharge des batteries dans une journée complète pour les sites candidats. La charge se fait grâce à l'énergie solaire qui est produite en continu selon (5.22) et la décharge est due à l'utilisation des batteries dépendant de la variable u .

Comme il a été expliqué dans la section 4.2.4 du modèle MSCT, il faut reporter l'énergie résiduelle du groupe de batteries d'une tranche de temps à une autre. Avec une croissance du trafic, il faut maintenant rajouter l'indice q pour les contraintes liées à la gestion des batteries, d'où :

$$E_{j,q,t}^B = E_{j,q,t-1}^B + E_{j,q,t-1}^S - L_{j,q,t-1} - \overline{E}_{j,q,t-1}^B \quad t = 2 \dots T \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q} \quad (5.23)$$

Il en est de même pour la contrainte sur les pertes

$$0 \leq L_{j,q,t} \leq E_{j,q,t}^S \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.24)$$

et la contrainte de boucle sur une journée

$$E_{j,q,1}^B = E_{j,q,T}^B + E_{j,q,T}^S - L_{j,q,T} - \overline{E}_{j,q,T}^B \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q} \quad (5.25)$$

avec la dernière période de temps de la journée T .

La contrainte des capacités minimale et maximale pour la charge des batteries (5.26) est ajustée afin de tenir en compte l'année d'installation de l'équipement. Si l'équipement est installé à l'année q' , alors la capacité maximale des batteries installées à l'année q' varie en fonction de l'année q . Le raisonnement est le même pour la capacité minimale.

$$\sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ q' \in \mathcal{Q}}} z_{l,j,q'} B_{l,q',q}^- \leq E_{j,q,t}^B \leq \sum_{\substack{l \in \mathcal{L} \\ q' \in \mathcal{Q}}} z_{l,j,q'} B_{l,q',q}^+ \quad \forall j \in \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad (5.26)$$

5.1.7 Fonction objectif

La fonction objectif est le coût total du capital et d'opération actualisé pour chacune des années de l'étude. Le coût de capital est le coût d'installation des stations de base dans le réseau. À la différence du modèle sans croissance, la valeur de ce coût est maintenant plus élevée, car on tient compte de la BS en tant que tel et non uniquement l'équipement solaire. Le coût opérationnel est encore le coût de l'énergie provenant du réseau électrique.

$$Z = \sum_{q \in \mathcal{Q}} (1+r)^{-q} \sum_{j \in \mathcal{C}} \left[\sum_{l \in \mathcal{L}} C_{l,j,q} z_{l,j,q} + \phi \sum_{t \in \mathcal{T}} C_{j,t}^E \bar{E}_{j,q,t}^R \right] \quad (5.27)$$

Puisque les coûts de la fonction objectif sont actualisés avec un taux plus élevé que celui de l'inflation, le modèle devrait essayer d'installer le plus tard possible les BS pour économiser de l'argent.

5.2 Calcul des paramètres

5.2.1 Paramètres des stations de base et équipement solaire

De nouveaux paramètres sont introduits pour les stations de base dans ce modèle qui est maintenant plus détaillé. Ceux-ci sont nécessaires pour calculer les puissances de transmission $W_{l,s}^{tx}$ et de consommation $W_{l,s}$.

N^A Nombre d'antennes sur la station.

B Bande passante de la station.

P^V Puissance de consommation, par antenne, lorsque la station est en mode veille.

P^0 Puissance de consommation, par antenne, lorsque la station est activée, mais qu'elle ne transmet pas. C'est l'ordonnée à l'origine de la droite de la puissance de consommation en fonction de la transmission.

Δ^P Pente de la droite de la puissance de consommation en fonction de la transmission.

\bar{P} Puissance maximale de transmission, par antenne.

N^E Nombre d'états possibles de la station de base. Avec un seul état, la station ne peut se mettre se veille. Avec deux états, elle transmet à puissance maximale ou elle est en veille. Avec trois états et plus, elle peut avoir différents niveaux de transmission en plus de pouvoir être en veille.

C_l^{bs} Coût d'installation de la station de base de type l .

C_q^S Coût de l'équipement solaire installé à l'année q .

La puissance de consommation est calculée par :

$$W_{l,s} = \begin{cases} N_l^A (P_l^0 + \Delta_l^P P_s) & P_s > 0 \\ N_l^A P_{l,s}^V & P_s = 0 \end{cases} \quad \forall l \in \mathcal{L}, \quad \forall s \in \mathcal{S}_l \quad (5.28)$$

où P_s est la puissance de transmission d'une antenne en fonction de l'état s et

$$0 \leq P_s \leq \bar{P} \quad (5.29)$$

Une puissance P_s nulle signifie qu'il n'y a pas de transmission.

Le coût $C_{l,q}$ est calculé :

$$C_{l,q} = C_l^{bs} + C_q^S \quad \forall l \in \mathcal{L}, \quad \forall q \in \mathcal{Q} \quad (5.30)$$

où C_l^{bs} vient de [44] et C_q^S est calculé à partir de l'équation (3.6).

La particularité de l'équation (5.30) est que C_q^S varie en fonction de l'année d'installation de la station qui est aussi l'année à laquelle l'équipement commence à être utilisé. Par exemple, selon l'équation (3.5), un équipement doit être remplacé un certain nombre de fois dépendant de sa durée de vie, ce qui va affecter le coût total de cet équipement considérant les remplacements.

Les paramètres $e_{l,j,q',q,t}^S$, $B_{l,q',q}^+$ et $B_{l,q',q}^-$ dépendent aussi de l'année d'installation q' .

Les valeurs numériques des paramètres des BS sont présentées dans le tableau 5.1.

Tableau 5.1 Paramètres des types de stations de base

Type de station	N^A	P^0 (W)	Δ^P	N^E	\bar{P} (W)	P^V (W)	B (Mbps)	C^{bs} (k\$)	N^S	N^B	Type l
macro	6	130	4.7	1	20	75	10	446	0	0	0
									0	0	1
micro	2	56	2.6	3	6.3	19.5	10	151	5	1	2
									6	1	3
									7	1	4
pico	2	6.8	4	3	0.13	4.3	10	84	0	0	5
									10	1	6

5.2.2 Matrice de couverture

Le paramètre $k_{i,j,l,s,q,t}$ permet de limiter l'assignation des TP, ce qui diminue les possibilités d'assignation et la durée des calculs. Cependant, cette contrainte n'est pas essentielle, car elle est incluse dans (5.21).

La matrice de couverture k est calculée à partir de la formule de Shannon. Pour cela, des paramètres reliés aux pertes dans les transmissions et aux stations de base sont pris en compte.

$C_{i,q,t}$ Taux en bits qu'un TP i a besoin à l'année q au temps t .

α Coefficient des pertes dans le canal.

N Le bruit dans le canal.

B_l Bande passante de la station l .

$W_{l,s}^{tx}$ Puissance de transmission de la station l à l'état s .

Plus particulièrement, l'affaiblissement du signal dans l'air implique que plus un TP i est loin d'une BS j , plus il faudra d'énergie pour le desservir. Les régions ont des paramètres reliés à l'affaiblissement du signal en fonction de la distance à parcourir. Deux paramètres, α et n , sont nécessaires pour définir une fonction de gain $\gamma_{i,j}$ dépendant de la distance $d_{i,j}$:

$$\gamma_{i,j} = \frac{\alpha}{d_{i,j}^n} \quad \forall i \in \mathcal{I}, \quad \forall j \in \mathcal{B} \cup \mathcal{C} \quad (5.31)$$

L'exposant d'affaiblissement de trajet n vaut 2 en espace libre, mais il est plus élevé en ville où il y a plus d'obstacles obstruant le signal. Il varie normalement entre 2 et 5 et une valeur de 3 a été choisie. Le gain α permet aussi de mieux caractériser l'affaiblissement du signal et il vaut 3 dans ce modèle.

Si la puissance de transmission d'une station est $W_{l,s}^{tx}$, alors la puissance reçue est donnée par

$$W_{i,j,l,s}^r = W_{l,s}^{tx} \gamma_{i,j} \quad \forall i \in \mathcal{I}, \quad \forall j \in \mathcal{B} \cup \mathcal{C}, \quad \forall l \in \mathcal{L}, \quad \forall s \in \mathcal{S}_l \quad (5.32)$$

La bande passante du canal étant B_l et le bruit dans le canal étant N , on peut utiliser la formule de Shannon pour calculer le taux de bits maximal $\bar{C}_{i,j,l,s}$ qui peut arriver au TP i du site j . En remplaçant (5.31) dans (5.32), on a selon Shannon :

$$\bar{C}_{i,j,l,s} = B_l \log_2 \left(1 + \frac{W_{i,j,l,s}^r}{N} \right) \quad (5.33)$$

$$= B_l \log_2 \left(1 + \frac{\alpha W_{l,s}^{tx}}{N d_{i,j}^n} \right) \quad (5.34)$$

$$\forall i \in \mathcal{I}, \quad \forall j \in \mathcal{B} \cup \mathcal{C}, \quad \forall l \in \mathcal{L}, \quad \forall s \in \mathcal{S}_l$$

On considère aussi que le débit maximal $\bar{C}_{i,j,l,s}$ est constant dans le temps.

Si un TP requiert un taux $C_{i,q,t} \leq \bar{C}_{i,j,l,s}$, il pourra alors être servi par le site j où la station l transmet avec la puissance de l'état s . Ainsi, la fonction $k_{i,j,l,s,q,t}$ est définie comme suit :

$$k_{i,j,l,s,q,t} = \begin{cases} 1 & \text{si } C_{i,q,t} \leq \bar{C}_{i,j,l,s} \\ 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (5.35)$$

$$\forall i \in \mathcal{I}, \quad \forall j \in \mathcal{B} \cup \mathcal{C}, \quad \forall l \in \mathcal{L}, \quad \forall s \in \mathcal{S}_l, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

5.3 Énergie des TP

Maintenant que l'on peut calculer le taux requis par un TP, on veut avoir son équivalent en énergie.

$W_{l,s}^{tx}$ est trouvé à partir de l'équation (5.34) La puissance requise pour alimenter un TP ayant une charge $C_{i,q,t}$ est alors

$$W_{i,j,q,t}^{tx} = \frac{N d_{i,j}^n}{\alpha} \left(2^{C_{i,q,t}/B_j} - 1 \right) \quad (5.36)$$

$$\forall i \in \mathcal{I}, \quad \forall j \in \mathcal{B} \cup \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

L'énergie est simplement la puissance (5.37) multipliée par l'intervalle de temps Δ_t :

$$E_{i,j,q,t}^T = \Delta_t W_{i,j,q,t}^{tx} \quad (5.37)$$

$$\forall i \in \mathcal{I}, \quad \forall j \in \mathcal{B} \cup \mathcal{C}, \quad \forall q \in \mathcal{Q}, \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

On voit mieux maintenant pourquoi la contrainte (5.7) est incluse dans (5.21). En effet, si un TP requiert un débit $C_{i,q,t}$ trop élevé, $k_{i,j,l,s,q,t}$ sera nulle. $D_{j,q,t}$ sera aussi trop élevé pour la puissance émise par la station ce qui empêchera l'assignation du TP.

5.4 Résultats

5.4.1 Scénarios d'optimisation

La méthode de résolution pour optimiser ce modèle reste la même que pour le premier modèle. Les variables sont alors fixées ou laissées libres en fonction des cas d'optimisation. La plupart des optimisations partent alors d'une solution réalisable ce qui améliore grandement la résolution. Le lecteur peut se référer à la section 4.4.1 pour plus d'information sur les problèmes P1 à P7. La seule différence importante est que la variable z représente maintenant l'installation d'une station et non de l'équipement solaire.

Un autre cas d'optimisation P8 est aussi ajouté. Celui-ci force l'installation des stations de base à la toute première année. Cette variation permet de voir comment le modèle réagit et comment les coûts augmentent lorsqu'on ne peut repousser les dépenses.

L'utilisation de l'énergie disponible dans le réseau a déjà été étudiée avec le modèle MSCT. Pour le modèle MACT, uniquement les problèmes P1, P6 et P8 sont présentés. Les résultats qui vont suivre se concentrent alors plus sur la planification du réseau dans le temps avec différents types de stations de base.

5.4.2 Définition des réseaux

Deux réseaux ont servi pour les résultats présentés dans ce chapitre. Le premier est composé de 10 TP et 5 sites candidats où on peut installer une BS. Le deuxième est le plus grand réseau que l'on a pu optimiser avec 42 TP et 21 sites. Ces réseaux ne peuvent être aussi grands que dans le modèle sans croissance, car ce nouveau modèle est plus complexe et requiert beaucoup plus de calculs pour arriver à une fonction objectif optimale ou près de l'optimalité. Pour cette raison, la base de temps intelligente de huit périodes (4.26) est utilisée pour tous les résultats qui vont suivre et les réseaux ne seront optimisés que sur cinq ans.

La croissance est modélisée de manière exponentielle avec un taux d'augmentation du trafic de 20% par année. Cela va alors faire en sorte que le trafic double en l'espace de cinq ans ce qui force le réseau à installer de nouvelles stations. Aussi, on considère que les coûts des stations et de l'équipements solaire sont sujets à une inflation et qu'il doivent être actualisés dans le temps pour obtenir la valeur actuelle au début de la première année. Un taux de 9.36% est utilisé pour actualiser les coûts en tenant compte aussi l'inflation.

5.4.3 Solution de l'algorithme

On présente maintenant les résultats qui résument l'optimisation des problèmes P1, P6 et P8 pour le réseau de 5 sites et 10 TP. Un site contient déjà une station macro qui est préalablement installée et les autres servent aux stations candidates. Pour ce réseau, deux nouvelles stations sont installées à la quatrième et à la cinquième année. Le tableau 5.2 montre les valeurs optimales de coûts pour les trois cas d'optimisation et l'énergie qui est utilisée.

P6 : problème joint

Le cas de l'optimisation complète P6, où toutes les variables sont laissées libres, est d'abord étudié par rapport à la solution de base P1. La deuxième colonne montre que le coût total actualisé du réseau est un peu plus faible pour le problème P6 que pour P1. Cependant, cette différence est minime. Cela s'explique par le fait que ce réseau possède juste assez de stations de base pour répondre à la demande, ce qui rend alors difficile la mise en veille des stations par la gestion dynamique. Dans le modèle sans croissance, le réseau était dimensionné de sorte qu'il aille une capacité plus élevée par rapport à la demande comparativement au réseau présenté dans cette section. Ainsi, uniquement 1.2 MWh est économisé avec le problème P6. Les coûts de capital, sont légèrement plus élevées à cause de l'installation de l'équipement solaire, étant donné que la majeure partie du CapEx provient du coût des stations. Il s'en suit qu'il n'y a pas une grande différence entre la valeur de la fonction objectif pour P1 et P6.

Tableau 5.2 Résultats du modèle MACT

Problème	Coût (k\$)	CapEx (k\$)	OpEx (k\$)	Énergie du réseau (MWh)	Solaire utilisé (MWh)	BS solaires
P1	225.7	174.2	51.57	61.53	0	0
P6	224.8	175.2	49.67	60.33	1.380	1
P8	261	211.3	49.68	62.55	3.584	2

P8 : installation à la première année

Dans le cas de P8, les stations de base avec leur équipement solaire s'il y a lieu sont installées uniquement à la première année. L'actualisation de l'achat des BS n'est alors pas prise en compte et l'on doit aussi payer pour leur électricité, même si elles sont en mode veille.

Les résultats de cette étude montrent qu'il est important de retarder le plus possible l'ajout de nouvelles stations de base. Effectivement, le coût de la fonction objectif est de 261k\$, ce qui représente une hausse de 16% par rapport au coût optimal de P6. Cela est simplement dû aux coûts capitaux qui, une fois actualisés, sont plus importants.

Pour ce qui est des coûts opérationnels, ceux-ci ne varient pas beaucoup. Cela s'explique par le fait que beaucoup plus d'énergie solaire est utilisée. Ainsi, même si le réseau doit consommer plus d'énergie en ayant des stations qui doivent être mises en veille pour les premières années, l'installation solaire aide à garder le coût OpEx bas.

5.4.4 Planification dans le réseau

On va maintenant étudier les résultats qui traitent de l'installation des stations dans le réseau au fil des années. La section 5.4.4 traite de l'installation des stations, tandis que la section 5.4.4 concerne l'utilisation du solaire.

Il est facile visuellement de comprendre l'installation des BS qui est effectuée sur les sites candidats d'où l'utilisation de figures pour montrer le réseau optimisé selon les différents problèmes.

Installation des stations

D'abord, le problème P1 est présenté dans les figures 5.1, 5.2, 5.3, 5.4 et 5.5. Il est à noter que le réseau est le même pour P1 et P6 pour les trois premières années. On voit aussi que la charge dans le réseau augmente avec les années, car, non seulement les TP ont besoin d'un débit croissant avec les années, mais de nouveaux TP sont aussi rajoutés au réseau.

À la quatrième année (figure 5.4), la première station est installée sur le site 1. Celle-ci est de type micro pour tous les cas P1, P6 et P8 qui installent cette station à la quatrième année.

Finalement, à la cinquième année (figure 5.5), la dernière station est installée sur le site 4. Contrairement au site 1, cette nouvelle station est de type pico, car la charge qu'elle traite est très petite. Effectivement, uniquement le TP 2 est assigné au site 4 et seulement pendant le pic de trafic à l'heure du midi. La distance entre ce site et ce TP étant assez petite, la

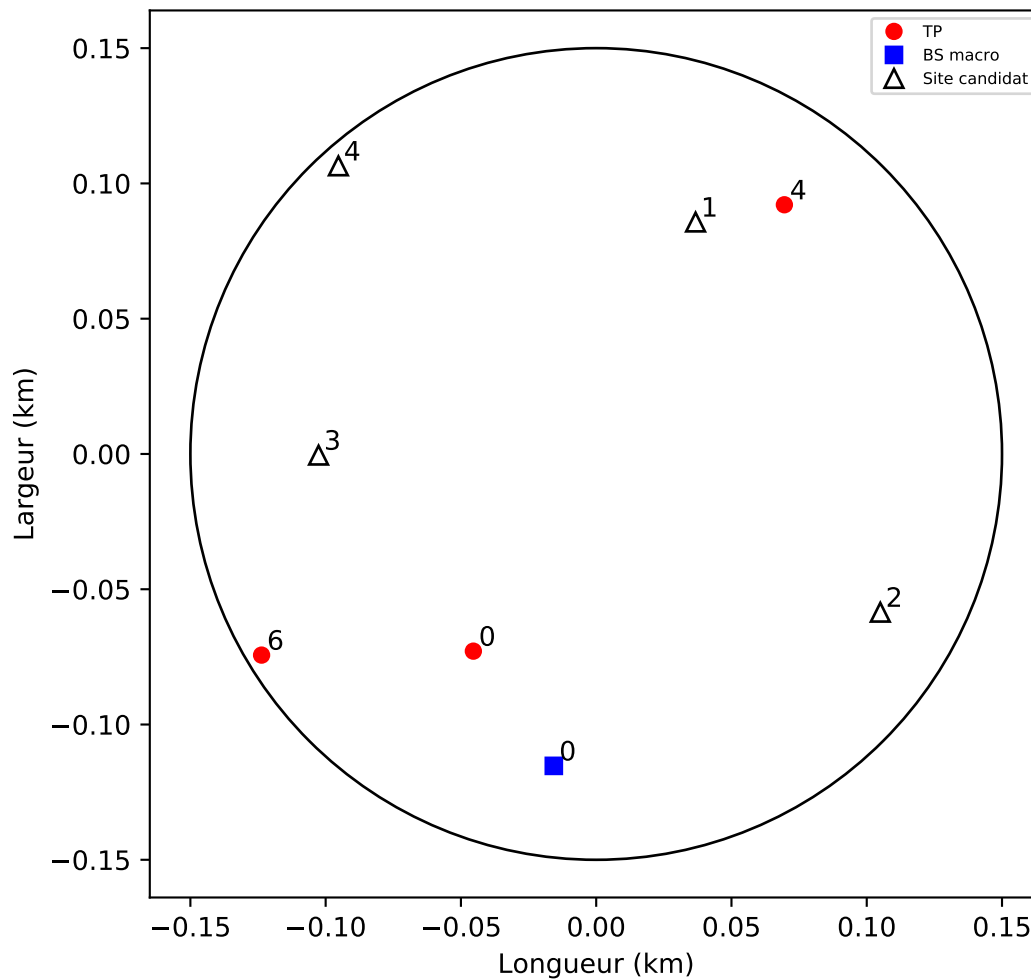


Figure 5.1 Solutions P1 et P6 pour l'année 1

station pico peut servir le TP uniquement en utilisant la moitié de sa puissance maximale de transmission pour les problèmes P6 et P8.

Ces résultats montrent que l'installation d'une station dépend principalement, même presque uniquement, de la charge des TP. Installer une nouvelle station près d'un point de test uniquement lorsqu'il est nouvellement activé ou qu'il demande trop d'énergie est la meilleure solution, car on repousse l'installation des stations uniquement lorsque nécessaire.

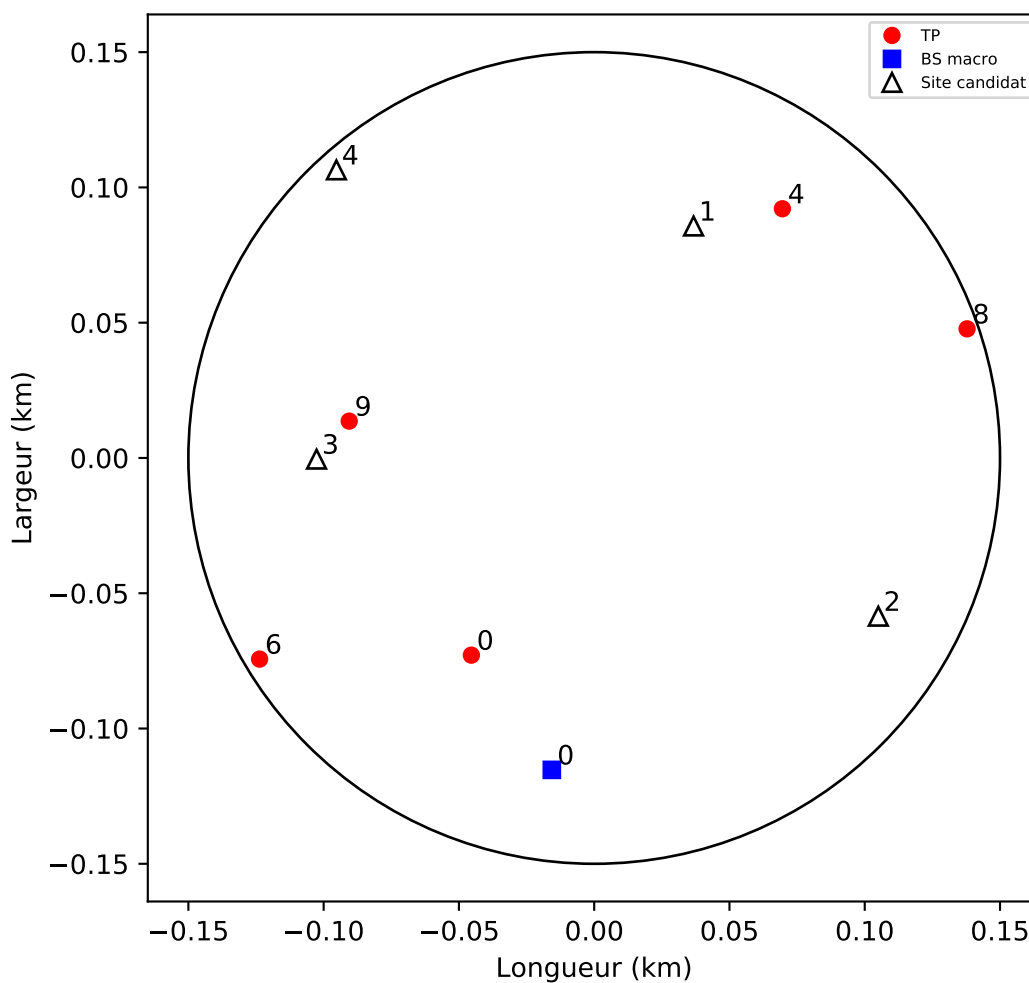


Figure 5.2 Solutions P1 et P6 pour l'année 2

Installation de l'équipement solaire

La décision d'installer l'équipement solaire ou non est prise conjointement avec l'installation de sa station. La station micro installée sur le site 1 possède l'équipement solaire pour P6 et P8.

Cependant, la station pico du site 4 n'a pas l'équipement comme le montre la figure 5.6 de l'optimisation P6 à la cinquième année. Cela est dû au fait que la station n'est installée qu'à la dernière année de l'étude. Le coût de l'équipement est trop élevé pour ne produire de l'électricité que pendant un an.

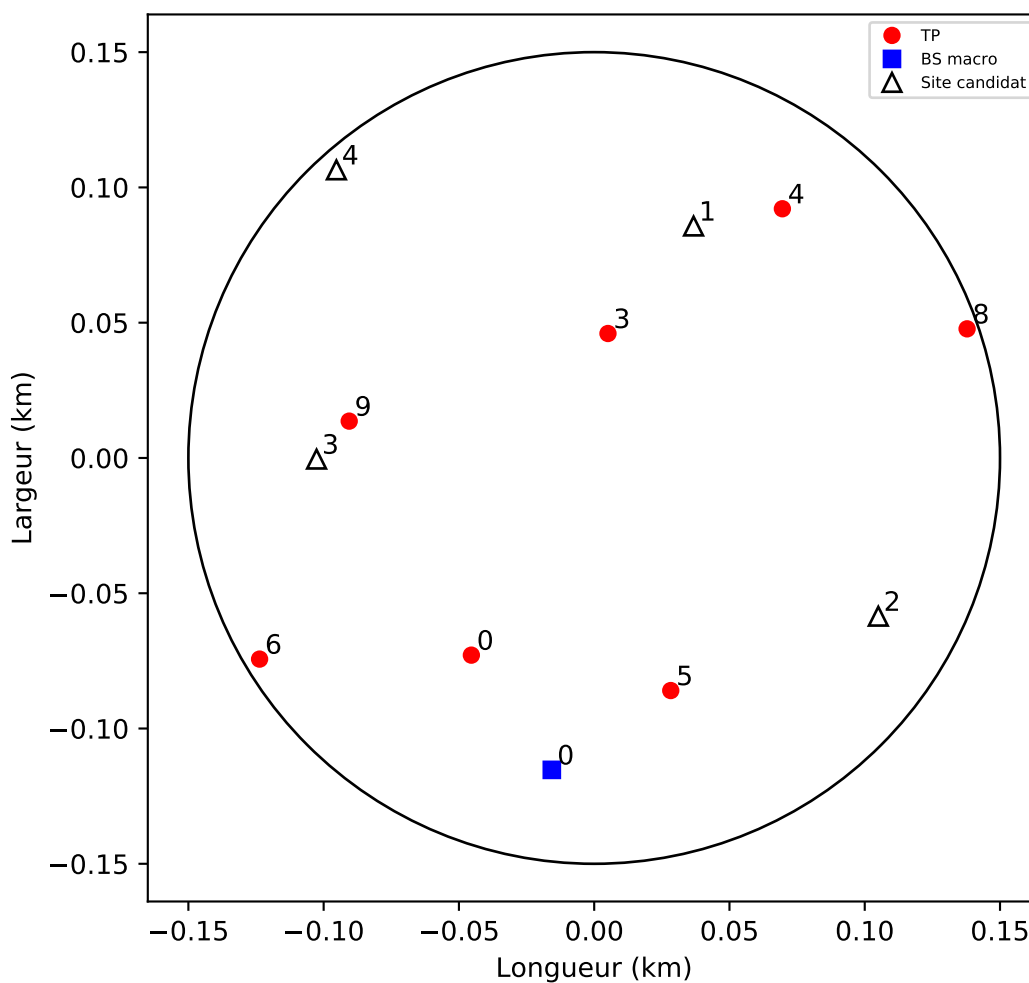


Figure 5.3 Solutions P1 et P6 pour l'année 3

Dans le cas de P8, les deux stations micro et pico sont solaires, car l'équipement peut être rentabilisé sur les cinq années de l'étude. La figure 5.7 montre ce réseau lorsque avec tous les points de test et toutes les stations de base.

5.4.5 Performances

Le plus gros réseau qu'il a été possible d'optimiser est composé de 56 TP, 28 sites et 12 stations de base. Le premier outil permettant de résoudre ce problème est le préprocesseur

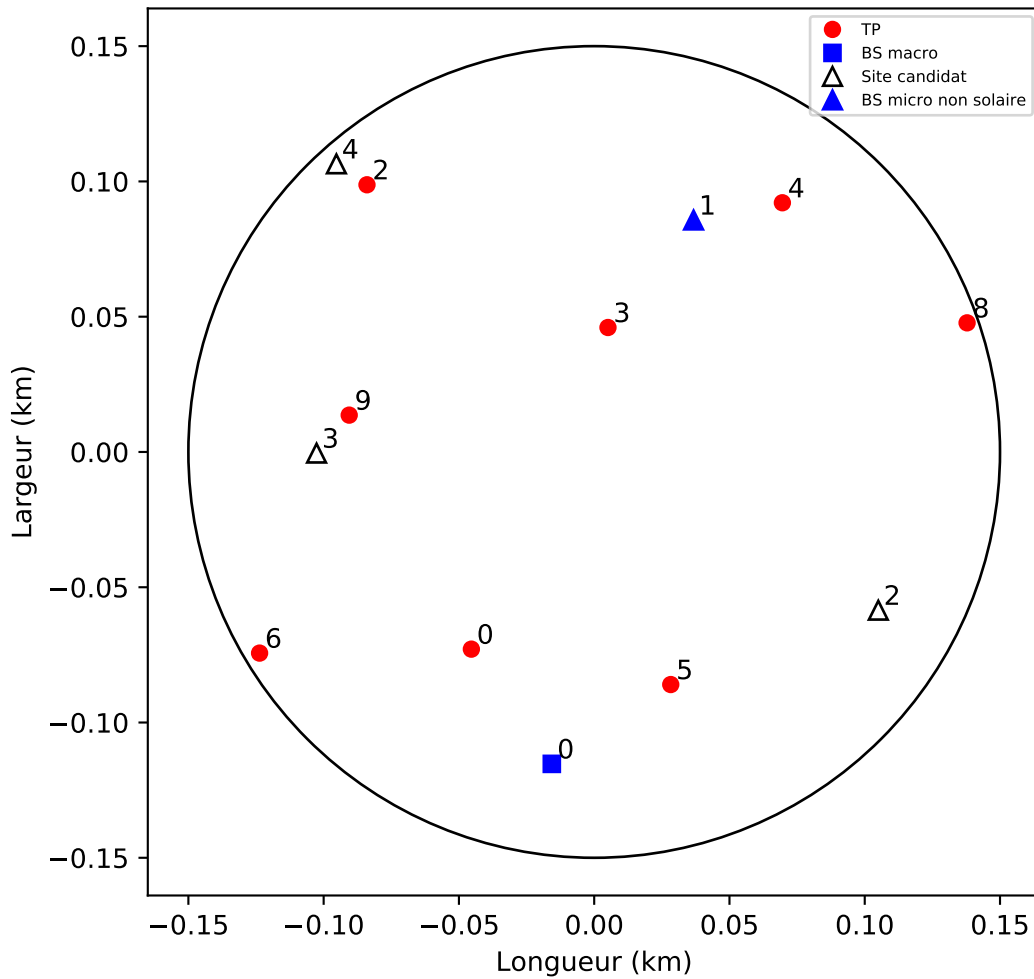


Figure 5.4 Solution P1 pour l'année 4

d'AMPL qui va commencer par réduire la taille du problème. Cela va donner une formulation à 545443 rangées et 33085 colonnes avec 14592 variables continues et 18493 variables binaires.

Ce problème a ensuite été optimisé à l'optimal avec l'outil de calcul Gurobi et les temps de calcul sont montrés dans le tableau 5.3.

Comme c'était le cas pour le modèle MSCT, la plus longue optimisation est celle du problème joint où toutes les variables sont libres.

Cependant, il est beaucoup plus difficile à résoudre ce qui explique la différence de taille des plus gros réseaux de chacun des modèles. Cette difficulté vient du fait que la machine

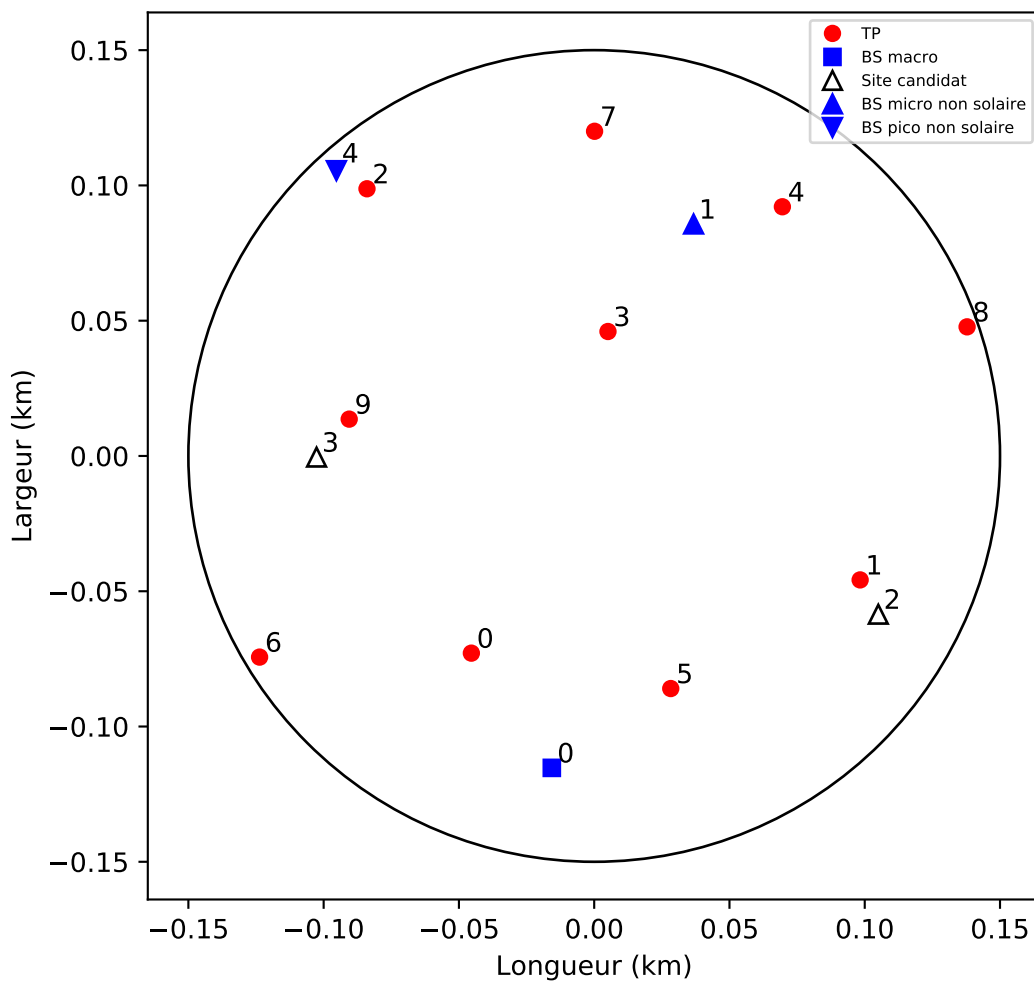


Figure 5.5 Solution P1 pour l'année 5

manque de mémoire pour résoudre des réseaux ayant un plus grand nombre de TP et de BS. Cela explique pourquoi les temps de calculs du tableau 5.3 sont beaucoup plus faibles que les temps du MSCT 4.5.

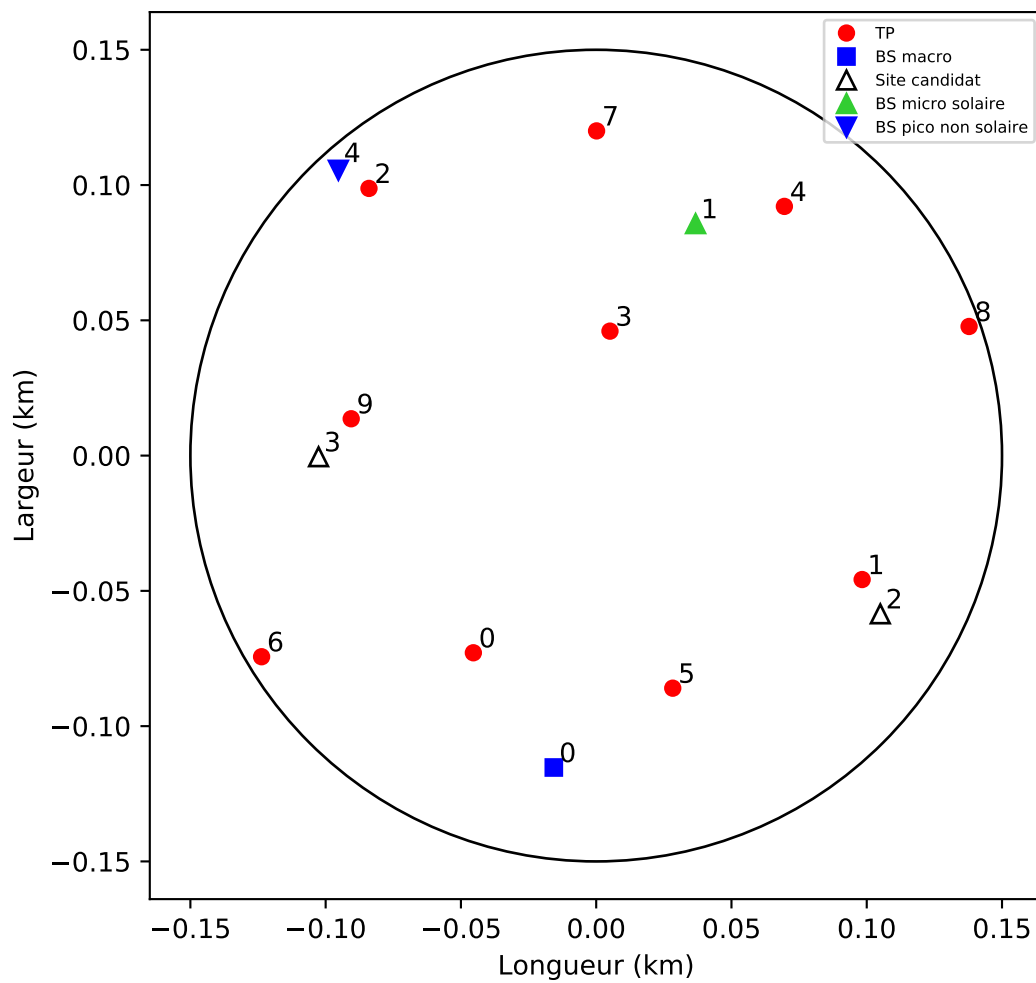


Figure 5.6 Solution P6 pour l'année 5

Tableau 5.3 Temps de calcul du gros réseau

Problème	Temps de CPU (s)	Coût (k\$)
P1	7	1586
P6	1095	1568
P8	66	1892

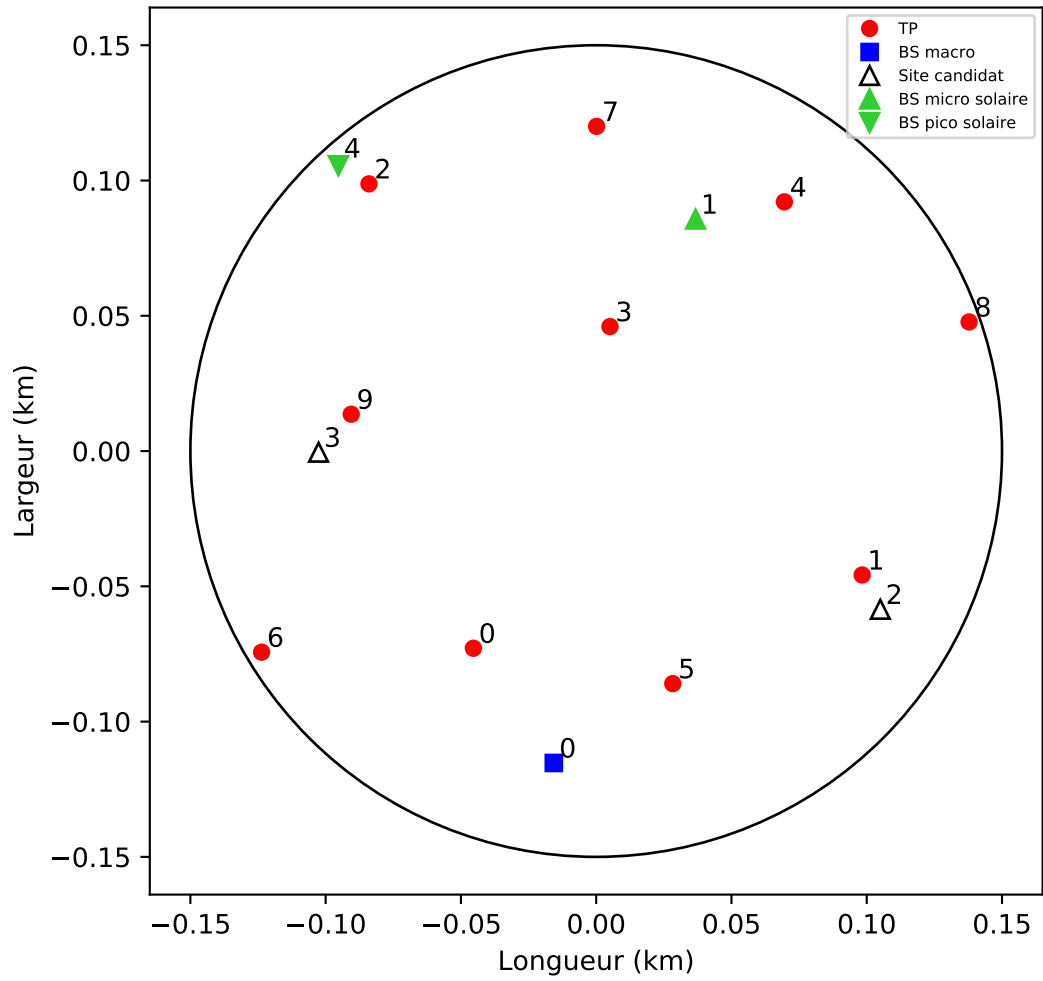


Figure 5.7 Solution P8 pour l'année 5

CHAPITRE 6 CONCLUSION

6.1 Synthèse des travaux

Ce travail de maîtrise a visé l'intégration de l'énergie solaire dans les réseaux cellulaires. Il a consisté en l'élaboration de deux modèles de programmation linéaire en nombres entiers (MIP) afin d'optimiser la planification et la gestion énergétique de ces réseaux. Cette optimisation se fait sur l'installation des stations de base et de leur consommation d'énergie en considérant des sources d'appoint solaire.

Une première difficulté lors de l'élaboration de ces modèles est de déterminer quels sont les paramètres significatifs, puis de trouver leurs valeurs réelles dans la littérature et ailleurs. Ensuite vint la création d'un programme informatique codé en Python et permettant de générer les paramètres nécessaires à l'optimisation. Cette dernière est modélisée en AMPL et résolue par Gurobi.

Le premier modèle, qui porte exclusivement sur l'installation de systèmes solaires et la gestion dynamique de l'énergie, permet d'optimiser des réseaux tout en ayant un bon temps de calcul même pour de grands réseaux. Effectivement, le plus gros réseau compte 864 TP et 288 BS. Cela est possible, car ce modèle ne considère pas l'installation de nouvelles stations et il garde un trafic constant avec les années.

Des conclusions importantes ont pu être réalisées à partir du modèle sans croissance. Un article fut d'ailleurs publié pour montrer les résultats de cette recherche.

Premièrement, on a montré que le coût de l'énergie solaire est un facteur important ne pouvant pas être négligé. Cela semble trivial, mais plusieurs articles dans la littérature ne tiennent pas compte d'un coût solaire réaliste. Pour pallier ce problème, on considère plusieurs types d'équipements, ainsi que leur efficacité et dégradation au fil des années. Cela donne un coût plus réaliste, bien qu'encore trop faible, et aussi une production d'énergie plus réaliste, puisque l'on considère la dégradation et l'efficacité des équipements.

Deuxièmement, il est démontré dans ce mémoire que l'installation solaire et la gestion dynamique sont fortement interreliées, de sorte que même l'ordre dans lequel ces technologies sont implantées a un effet sur le coût total en énergie dans le réseau. En fait, la gestion dynamique des stations de base a une influence positive sur l'utilisation de l'énergie solaire. Cela se traduit par une baisse des pertes solaires lorsqu'il y a une gestion du mode veille des antennes. Ces résultats permettent de répondre à l'objectif principal de ce mémoire.

Troisièmement, il est aussi démontré qu'installer l'équipement solaire partout dans le réseau n'est pas nécessairement la meilleure solution, même lorsque l'énergie solaire est plus faible que celle du réseau électrique. Par exemple, avec un coût solaire d'environ 0.16\$/kWh et un coût du réseau électrique de 0.22\$/kWh, il n'y a qu'environ 90% des stations qui sont solaires selon les résultats optimaux. Si le réseau est trop grand et que le résultats est plus loin de l'optimalité, ce pourcentage se rapproche de 100%.

Un deuxième modèle, qui est une amélioration du premier, est ensuite réalisé. Le but est maintenant de représenter des réseaux ayant une croissance de la demande au fil des années ce qui implique l'installation de nouvelles stations. Ce modèle implémente aussi une nouvelle fonctionnalité des stations de base 5G qui s'appelle le *cell zooming*. Ce faisant, de nouveaux paramètres doivent être recherchés et quantifiés pour simuler un réseau plus réaliste que dans le premier modèle.

Ce modèle avec croissance nous en apprend plus sur la planification des stations de base en fonction de la charge dans le réseau. On a vu qu'il est important de retarder le plus possible l'installation des stations lorsque l'actualisation de leur coût est considéré. Une nouvelle station est alors installée uniquement si cela est nécessaire pour subvenir à un TP. De plus, il peut être nécessaire pour desservir un TP d'installer un autre type de station pico qui sont plus petites. Ainsi, ce modèle, en plus d'avoir le *cell zooming*, peut vraiment minimiser l'énergie utilisée dans le réseau.

6.2 Limitations de la solution proposée

Ce projet de réseaux de téléphonie cellulaire avait pour but d'être le plus exhaustif possible pour représenter au mieux les réseaux de télécommunication pour téléphonie cellulaire. Cependant, il y a quand même certains aspects manquant. Des améliorations peuvent se faire tant dans la génération des données pour le modèle d'optimisation que dans le modèle en tant que tel.

Une faille dans la génération des coûts d'installation du solaire est le manque de câblage de puissance reliant les divers équipements. Aussi, même si ces équipements composent principalement les coûts de ce système de génération d'énergie solaire, il pourrait y avoir des coûts supplémentaires des logiciels de contrôle des stations. Ces logiciels permettraient de mieux gérer les équipements ainsi que la gestion du mode veille des stations.

Finalement, une limitation importante est qu'il est difficile de savoir à quel point les stations de base peuvent se chevaucher et alors se partager dynamiquement les usagers. Les modèles proposés dans ce mémoire permettent ce chevauchement pour avoir une allocation des TP

très flexible. Les réseaux 4G ne possèdent certainement pas autant de cette flexibilité et cela reste à confirmer pour le 5G. Afin de pallier ce problème, une solution pourrait être d'appliquer une petite pénalité lorsque les stations doivent desservir un nouvel usager d'assigné ou lorsqu'elles se mettent en veille. Cependant, comme il a déjà été dit, lorsque l'information sur un paramètre n'est pas disponible ou risque d'être imprécise, on ignore alors ce paramètre.

6.3 Améliorations futures

Une amélioration possible serait de tenir compte de l'interférence dans notre système pour s'assurer que les stations peuvent s'échanger correctement la charge des points de test. Dans le cas où cette assignation dynamique ne serait pas facile, mettre en veille les stations serait beaucoup moins efficace.

Une autre amélioration intéressante serait de pouvoir l'utiliser pour étudier des cas de panne du réseau. En effet, puisque la gestion dynamique consiste à éteindre des stations, cela se rapproche d'un système où l'on pourrait forcer des pannes à certains moments aléatoire dans la journée et les années. Il serait ensuite pertinent de trouver des solutions de planification des stations dans le réseaux en considérant une alimentation par l'énergie solaire en cas de panne.

Finalement, l'amélioration qui est la plus importante et la plus réaliste pour donner suite à ce travail de maîtrise serait de faire une ou plusieurs heuristiques pour le modèle avec croissance. Effectivement, avec le 5G, les réseaux seront beaucoup plus denses, ayant un nombre accru de stations par kilomètre carré. Il s'ensuit que la taille des réseaux qui en résulte est telle que le modèle de croissance ne pourra pas être facilement résolu par des méthodes exactes.

RÉFÉRENCES

- [1] “SMART 2020 : Enabling the low carbon economy in the information age,” juin 2008. [En ligne]. Disponible : www.smart2020.org/_assets/files/02_Smart2020Report.pdf
- [2] S. Boiardi, A. Capone et B. Sansó, “Joint design and management of energy-aware mesh networks,” *Ad Hoc Networks*, vol. 10, p. 1482–1496, 2012. [En ligne]. Disponible : <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1570870512000765>
- [3] G. Auer, O. Blume, V. Giannini, I. Godor, M. A. Imran, Y. Jading, E. Katranaras, M. Olsson, D. Sabella, P. Skillermark et W. Wajda, “Energy efficiency analysis of the reference systems, areas of improvements and target breakdown,” Cordis, Rapport technique INFISO-ICT- 247733 EARTH, 2012. [En ligne]. Disponible : <http://cordis.europa.eu/docs/projects/cnect/3/247733/080/deliverables/001-EARTHWP2D23v2.pdf>
- [4] M. H. Alsharif, “A solar energy solution for sustainable third generation mobile networks,” *Energies*, vol. 10, n^o. 8, mars 2017.
- [5] J. Wu, Y. Zhang, M. Zukerman et E. K.-N. Yung, “Energy-efficient base-stations sleep-mode techniques in green cellular networks : A survey,” *Communication Surveys & Tutorials*, vol. 17, n^o. 2, p. 803–826, 2015.
- [6] L. Budzisz, F. Ganji, G. Rizzo, M. A. Marsan, M. Meo, Y. Zhang, G. Koutitas, L. Tassiulas, S. Lambert, B. Lannoo, M. Pickavet, A. Conte, I. Haratcherev et A. Wolisz, “Dynamic resource provisioning for energy efficiency in wireless access networks : A survey and an outlook,” *IEEE Communication Surveys & Tutorials*, vol. 16, n^o. 4, p. 2259–2285, 2014.
- [7] N. Piovesan, A. F. Gambin, M. Miozzo, M. Rossi et P. Dini, “Energy sustainable paradigms and methods for future mobile networks : A survey,” *Computer Communications (in press)*, sept. 2018.
- [8] A. Bousia, E. Kartsakli, L. Alonso et C. Verikoukis, “Energy efficient base station maximization switch off scheme for LTE-advanced,” dans *IEEE 17th International Workshop on Computer Aided Modeling and Design of Communication Links and Networks (CAMAD)*, sept. 2012, p. 256–260.
- [9] A. Bousia, A. Antonopoulos, L. Alonso et C. Verikoukis, ““Green” distance-aware base station sleeping algorithm in LTE-advanced,” dans *IEEE International Conference on Communications (ICC)*, juin 2012, p. 1347–1351.

- [10] A. Bousia, E. Kartsakli, A. Antonopoulos, L. Alonso et C. Verikoukis, “Game-theoretic infrastructure sharing in multioperator cellular networks,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 65, n^o. 5, p. 3326–3341, mai 2016.
- [11] —, “Multiobjective auction-based switching-off scheme in heterogeneous networks : To bid or not to bid ?” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 65, n^o. 11, p. 9168–9180, nov. 2016.
- [12] C. Jia et T. J. Lim, “Resource partitioning and user association with sleep-mode base stations in heterogeneous cellular networks,” *IEEE Transactions on Wireless Communications*, vol. 14, n^o. 7, p. 3780–3793, juill. 2015.
- [13] S. Cai, L. Xiao, H. Yang, J. Wang et S. Zhou, “A cross-layer optimization of the joint macro- and picocell deployment with sleep mode for green communications,” dans *22nd Wireless and Optical Communication Conference*, mai 2013, p. 225–230.
- [14] H. Ghazzai, M. J. Farooq, A. Alsharoa, E. Yaacoub, A. Kadri et M. S. Alouini, “Green networking in cellular hetnets : A unified radio resource management framework with base station ON/OFF switching,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 66, n^o. 7, p. 5879–5893, juill. 2017.
- [15] Y. Wu, G. He, S. Zhang et S. Chen, Yanand Xu, “Energy efficient coverage planning in cellular networks with sleep mode,” dans *Proc. IEEE 24th International Symposium on Personal, Indoor and Mobile Radio Communications*, 2013, p. 2586–2590.
- [16] L. B. Le, “QoS-aware BS switching and cell zooming design for OFDMA green cellular networks,” dans *IEEE Global Communications Conference (GLOBECOM)*, déc. 2012, p. 1544–1549.
- [17] Y.-L. Chung, “An energy-saving small-cell zooming scheme for two-tier hybrid cellular networks,” dans *International Conference on Information Networking (ICOIN)*, janv. 2015, p. 148–152.
- [18] K. A. H. Ismaïl, B. Assaf, M. Ghantous et M. Nahas, “Reducing power consumption of cellular networks by using various cell types and cell zooming,” dans *The Third International Conference on e-Technologies and Networks for Development*, avr. 2014, p. 33–38.
- [19] G. Cili, H. Yanikomeroğlu et F. R. Yu, “Cell switch off technique combined with coordinated multi-point (CoMP) transmission for energy efficiency in beyond-LTE cellular networks,” dans *IEEE International Conference on Communications (ICC)*, juin 2012, p. 5931–5935.
- [20] A. He, D. Liu, Y. Chen et T. Zhang, “Stochastic geometry analysis of energy efficiency in HetNets with combined CoMP and BS sleeping,” dans *IEEE 25th Annual International*

- Symposium on Personal, Indoor, and Mobile Radio Communication (PIMRC)*, sept. 2014, p. 1798–1802.
- [21] M. Oikonomakou, A. Antonopoulos, L. Alonso et C. Verikoukis, “Evaluating cost allocation imposed by cooperative switching off in multioperator shared hetnets,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 66, n^o. 12, p. 11 352–11 365, déc. 2017.
- [22] G. Claßen, A. M. Koster et A. Schmeink, “A robust optimisation model and cutting planes for the planning of energy-efficient wireless networks,” *Computers and Operations Research*, vol. 40, n^o. 1, p. 80–90, janv. 2013.
- [23] S. Boiardi, A. Capone et B. Sansò, “Radio planning of energy-aware cellular networks,” *Computer Networks*, vol. 57, p. 2564–2577, 2013.
- [24] S. Boiardi, A. Capone et B. Sansò, “Planning for energy-aware wireless networks,” *IEEE Communications Magazine*, vol. 52, n^o. 2, p. 156–162, févr. 2014.
- [25] M. Marsan, G. Bucalo, A. Di Caro, M. Meo et Y. Zhang, “Towards zero grid electricity networking : Powering BSs with renewable energy sources,” dans *IEEE International Conference on Communications Workshops*, juin 2013, p. 596–601.
- [26] D. Niyato, X. Lu et P. Nanyang, “Adaptive power management for wireless base stations in a smart grid environment,” *IEEE Wireless Communications*, vol. 19, n^o. 6, p. 44–51, déc. 2012.
- [27] J. Rubio, A. Pascual-Iserte, J. del Olmo Alòs et J. Vidal, “Dynamic base station switch on/off strategies for sustainable wireless networks,” dans *International Workshop on Signal Processing Advances in Wireless Communications*. IEEE, 2014.
- [28] J. Leithon, T. Lim et S. Sun, “Energy exchange among base stations in a cellular network through the smart grid,” dans *Proc. International Conference on Communications*, juin 2014.
- [29] J. Leithon, S. Sun et T. Lim, “Energy management strategies for base stations in a smart grid environment,” *Transactions on Emerging Telecommunications Technologies*, août 2014.
- [30] M. J. Farooq, H. Ghazzai, A. Kadri, H. ElSawy et M.-S. Alouini, “A hybrid energy sharing framework for green cellular networks,” *IEEE Transactions on Communications*, vol. 65, n^o. 2, p. 918–934, févr. 2017.
- [31] M. Mendil, A. D. Domenico, V. Heiries, R. Caire et N. Hadj-said, “Fuzzy Q-learning based energy management of small cells powered by the smart grid,” dans *International Symposium on Personal, Indoor and Mobile Radio Communications : Mobile and Wireless Networks*. IEEE, 2016.

- [32] Y. Zhang, M. Meo, R. Gerboni et M. A. Marsan, “Minimum cost solar power systems for LTE macro base stations,” *Computer Networks*, vol. 112, p. 12–23, oct. 2017.
- [33] B. Wang, Q. Yang, L. T. Yang et C. Zhu, “On minimizing energy consumption cost in green heterogeneous wireless networks,” *Computer Networks*, vol. 129, p. 522–535, déc. 2017. [En ligne]. Disponible : <https://doi.org/10.1016/j.comnet.2017.03.024>
- [34] T. Han et N. Ansari, “Provisioning green energy for base stations in heterogeneous networks,” *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, vol. 65, n^o. 7, p. 5439–5448, juill. 2016.
- [35] S. C. Forum, “050.10.03 small cells market status report,” Small Cell Forum, Rapport technique 050.10.03, 2018. [En ligne]. Disponible : https://scf.io/en/documents/050_-_Small_cells_market_status_report_December_2018.php
- [36] National Aeronautics and Space Administration. (2016) Prediction of worldwide energy resource. [En ligne]. Disponible : https://power.larc.nasa.gov/common/php/POWER_ReleaseNotes.php
- [37] *250W 260W 270W 280W High Efficiency Super Power Mono PV Photovoltaic Solar Panel*, Yangtze Solar Power Co. Ltd., 2018. [En ligne]. Disponible : <http://yangtze-solar.en.made-in-china.com/product/HNSmBQVcnJhF/China-250W-260W-270W-280W-High-Efficiency-Super-Power-Mono-PV-Photovoltaic-Solar-Panel.html>
- [38] W. Solar, “Surrette / rolls s-550 flooded battery,” 2018. [En ligne]. Disponible : <https://www.wholesalesolar.com/9900153/surrette-rolls/batteries/surrette-rolls-s-550-flooded-battery>
- [39] *2000W DC to AC Pure Sine Wave Solar Power Inverter*, Yueqing JYins Electric Technology Co., Ltd., 2018. [En ligne]. Disponible : <http://jyinchina.en.made-in-china.com/product/TXAJnkBOHxVZ/China-2000W-DC-to-AC-Pure-Sine-Wave-Solar-Power-Inverter.html>
- [40] *Solar Energy Product 60A PWM Solar Charge Controller with High Efficiency (ST1-60)*, Focus Technology Co., Ltd., 2018. [En ligne]. Disponible : <http://hanfonginverter.en.made-in-china.com/product/vKSQDCOACxRz/China-60A-PWM-Solar-Charge-Controller-with-High-Efficiency-ST1-60-.html>
- [41] M. D’Amours, A. Girard et B. Sansò, “Planning solar in energy-managed cellular networks,” *IEEE Access*, vol. 6, p. 65 212–65 226, oct. 2018. [En ligne]. Disponible : <https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=8502042>

- [42] K. Grave, B. Breitschopf, J. Ordonez, J. Wachsmuth, S. Boeve, M. Smith, T. Schubert, N. Friedrichsen, A. Herbst, K. Eckartz, M. Pudlik, M. Bons, M. Ragwitz et J. Schleich, “Prices and costs of EU energy : Final report,” Ecofys, Rapport technique, 2016.
- [43] Independent Electricity System Operator. (2018) Electricity pricing. [En ligne]. Disponible : <http://www.ieso.ca/en/Power-Data/Data-Directory>
- [44] K. Johansson, A. Furuskar, P. Karlsson et J. Zander, “Relation between base station characteristics and cost structure in cellular systems,” dans *2004 IEEE 15th International Symposium on Personal, Indoor and Mobile Radio Communications (PIMRC)*, Barcelona, Spain, 5-8 Sept. 2004, p. 2627–2631. [En ligne]. Disponible : <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/1368795>