



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

– المدرسة الوطنية العليا للتكنولوجيا والهندسة – عنابة  
ECOLE NATIONALE SUPERIEURE DE TECHNOLOGIE ET D'INGENIERIE – ANNABA

Département d'Électronique, d'Électrotechnique et Automatique

## MEMOIRE

En vue d'obtention du diplôme d'INGÉNIEUR D'ETAT

Domaine : Science et Technologie

Filière : Electrotechnique

Spécialité : Production Electrique et Energies Renouvelables

Présenté par

**YASSER BENSMIDA**  
**MOHAMED DHIA EDDINE CHHAOU**

## EXPLOITATION DES SOURCES DE SECOURS POUR LA COMPENSATION DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

Encadré par

**Dr. Sofiane CHIEB**  
ENSTI Annaba

Membres du jury :

**Dr. Karima SMILI**

**Dr. Azzeddine DEKHANE**

**Dr. Badri REKIK**

**Président**

**Examineur**

**Examineur**

**ENSTI Annaba**

**ENSTI Annaba**

**ENSTI Annaba**

# Dédicace

À la mémoire de mon très cher grand-père, que Allah lui fasse miséricorde, qui  
était ma raison d'achever ce point, par son plein appui de mon parcours dès  
mon enfance,

À mes très chers parents, qui ont intensément vécu chaque moment de ce  
parcours avec dignité, générosité et esprit de sacrifice, et qu'ils n'ont jamais  
cesser de m'encourager et de prier pour moi,

À ma grande famille, pour leur soutien tout au long de mon parcours,

À tous mes enseignants qui m'ont nourri de leur savoir,

À mes chers amis, ceux qui je partage des bons souvenirs, et à qui je souhaite  
beaucoup de succès,

À tous ceux que je connais et j'aime et que je n'ai pas citer,

Je dédie ce très modeste travail.

**Yasser**

# Dédicace

À la famille

Papa, tu es l'univers pour moi

Maman, tu es mon monde

Mon frère, tu es mon soutien

Merci à moi-même,

À tous ceux qui m'ont été fidèles et m'ont soutenu

À tous ceux qui ont cru en moi et ont misé sur moi

À tous ceux qui m'ont quitté

À tous les êtres chers

À mes frères à l'étranger

Ce travail est dédié à vous

1% de chance, 99% de foi

**Mohammed Dhia Eddine**

# Remerciements

En tout premier lieu, nous rendons grâce à Allah, tout puissant, de nous avoir donné la volonté, la santé, et la patience durant toutes ces années, ainsi de nous éclairer le chemin pour réaliser ce très modeste travail.

Nous tenons à exprimer toute nos sincères reconnaissances à notre encadrant Monsieur **Sofiane CHIEB**, enseignant à l'ENSTI, pour avoir assuré notre encadrement, pour son aide précieuse et pour ses orientations et ses conseils tout au long de la réalisation de ce travail.

Nous tenons aussi à exprimer notre pleine gratitude à Monsieur **Adel AMIAR**, ingénieur-formateur à la centrale du Port Annaba, pour son meilleur accueil dans cet établissement, pour sa précieuse guidance tout au long de notre stage, ainsi pour son accompagnement de très près de la réalisation de ce travail.

Nous souhaitons également exprimer nos remerciements aux membres du jury qui nous ont fait l'honneur d'évaluer ce présent travail.

Enfin, nous adressons nos remerciements les plus sincères à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

## ملخص

تقترح هذه الدراسة استخدام مولدات الطوارئ في التدعيم المتزامن خلال ساعات ذروة الاستهلاك لتحسين التوتر وتقليل قيمة الضياع الفعال. تم تطبيق هذه التقنية على شبكة مكونة من سبع عقد من بينها ثلاثة محطات توليد. تم إجراء محاكاة للتدفق الزمني للطاقة لهذه الشبكة في بيئة محاكاة ETAP من أجل استخراج نتائج استجابتها من حيث التوتر والضياع الفعال في الخطوط الكهربائية ضمن مجال زمني من 12 ساعة بما في ذلك ساعات الذروة. هذا التدعيم خلال ساعات الذروة ساهم في تحسين التوتر في العقد بمقدار يتراوح بين 0.4 % إلى 1 %، وقلل أكثر من 100 كيلو وات من الضياعات. تم القيام بدراسة ثانية للتدعيم المحلي بوساطة المكثفات، حيث تم تحسين التوتر بنسبة 2% وتم تقليل الضياعات الفعالة بأكثر من 105 كيلو وات. نوصي في النهاية بتوسيع نطاق التدعيم المتزامن من خلال استغلال مولدات الطوارئ الأخرى الموجودة سلفاً من أجل الحصول على توتر أكثر استقراراً وتقليل كميات الضياع.

**كلمات مفتاحية :** مولدات الطوارئ ، التدعيم المتزامن ، ساعات الذروة ، التوتر ، الضياعات الفعالة.

## Résumé

Cette étude propose d'utiliser les groupes électrogènes de secours des centrales électriques pour la compensation synchrone durant les heures de pointe pour améliorer le profil de tension et réduire les pertes actives. L'application de cette technique est effectuée sur un réseau de sept nœuds y compris trois sources. Une simulation d'écoulement de puissance en domaine temporel de ce réseau a été réalisée sous environnement ETAP afin de visualiser sa réponse en termes de profil de tension et des pertes actives dans les lignes pendant 12 heures incluant les heures de pointe. Cette compensation pendant ces heures de pointe améliore les plans de tension des nœuds de 0,4 % à 1 %, et réduit plus de 100 kW des pertes. Une deuxième étude de la compensation locale par condensateurs a été établie, où les profils de tension ont été améliorés par 2 % et les pertes ont été réduites par plus de 105 kW. Nous recommandons à la fin d'élargir la compensation synchrone en intégrant d'autres groupes de secours existants afin d'obtenir un plan de tension plus stable et réduire les pertes.

**Mots clés :** Groupes électrogènes de secours, Compensation synchrone, Heures de pointe, Profil de tension, pertes actives.

## **Abstract**

This study proposes the use of the emergency power sources for synchronous compensation during peak hours to improve the voltage profile and reduce active losses. The application of this technique is performed on a power grid of seven nodes including three sources. A time domain power flow simulation of this power plant was performed in ETAP environment to visualize its response of voltage profile and active losses during 12 hours including peak hours. This compensation during these peak hours improves node voltage profiles by 0.4% to 1%, and reduces more than 100 kW of losses. A second study of local compensation by capacitors was established, where the voltage profiles were improved by 2% and the losses were reduced by more than 105 kW. We recommend at the end of this study to extend the synchronous compensation by integrating other existing emergency power sources in order to obtain a more stable voltage profile and reduced losses.

**Keywords :** Emergency power sources, Synchronous compensation, Peak hours, Voltage profile, Active losses.

## Liste des abréviations

|            |                                                           |
|------------|-----------------------------------------------------------|
| SPE        | Sonelgaz-Production de l'Electricité                      |
| SONELGAZ   | Société Nationale de l'Electricité et du Gaz              |
| SKD        | Shariket Kahraba Koudiet Eddraouech                       |
| SKS        | Shariket Kahraba Skikda                                   |
| GE         | General Electric                                          |
| TG         | Turbine à Gaz                                             |
| SDMO       | Société de Diffusion des Moteurs de l'Ouest               |
| R          | Résistance [ $\Omega$ ]                                   |
| X          | Réactance [ $\Omega$ ]                                    |
| P          | Puissance active [W]                                      |
| Q          | Puissance réactive [VAR]                                  |
| U          | Tension composée de la ligne [V]                          |
| $\Delta U$ | Chute de tension dans la ligne [V]                        |
| $P_j$      | Pertes Joule dans la ligne [W]                            |
| CEI        | Commission Electrotechnique Internationale                |
| $U_N$      | Tension nominale de la ligne [V]                          |
| HTB        | Haute Tension B                                           |
| THT        | Très Haute Tension                                        |
| HT         | Haute tension                                             |
| HTA        | Haute tension A                                           |
| MT         | Moyenne Tension                                           |
| BTA        | Basse Tension A                                           |
| BT         | Basse Tension                                             |
| FACTS      | Flexible Alternating Current Transmission Systems         |
| SVC        | Static VAR Compensators                                   |
| STATCOM    | Static Synchronous Compensators                           |
| E          | Force électromotrice [V]                                  |
| V          | Tension simple du réseau [V]                              |
| $\delta$   | Angle de décalage entre E et V [ $^\circ$ ]               |
| $X_s$      | Réactance statorique de la machine synchrone [ $\Omega$ ] |
| ETAP       | Electrical Transient Analyzer Program                     |
| RIN        | Réseau Interconnecté Nord                                 |
| ANA        | Centrale du Port Annaba                                   |
| CHF        | Poste électrique Chefia                                   |
| RAD        | Poste électrique Ramdane Djamel                           |
| KHZ        | Poste électrique Kherraza                                 |
| EHD        | Poste électrique El Hadjar                                |
| Alm        | Almélec                                                   |
| AA         | Aluminium Acier                                           |
| Cu         | Cuivre                                                    |

|      |                                                     |
|------|-----------------------------------------------------|
| CREG | Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz |
| cDA  | Centimes de Dinar Algérien                          |
| P1   | Position une                                        |
| P2   | Position deux                                       |
| P3   | Position trois                                      |
| GED  | Génération d'Energie Dispersée                      |

## Liste des tableaux

|               |                                                                                                 |    |
|---------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau I.1   | Caractéristiques techniques de la centrale de Port Annaba [2]                                   | 5  |
| Tableau I.2   | Les pointes de consommation enregistrées dans le 6 dernières années pour le réseau Algérien [6] | 6  |
| Tableau III.1 | Caractéristiques techniques des centrales existantes dans le réseau étudié                      | 13 |
| Tableau III.2 | Caractéristiques techniques des postes électriques existants dans le réseau étudié              | 14 |
| Tableau III.3 | Caractéristiques techniques des lignes de transmission existantes dans le réseau étudié         | 14 |
| Tableau III.4 | Puissance active transportée en réalité et dans la simulation pendant l'heure de pointe         | 17 |
| Tableau IV.1  | Echantillons des pertes Joule dans le réseau étudié avant et après compensation                 | 23 |

## Liste des figures

|              |                                                                                                                                                                                                                       |    |
|--------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figure II.1  | Diagrammes vectoriels des modes de fonctionnement du compensateur synchrone : (a) Mode générateur surexcité, (b) Mode moteur sous-excité [11]                                                                         | 10 |
| Figure III.1 | Interface du logiciel ETAP                                                                                                                                                                                            | 12 |
| Figure III.2 | Vue de satellite du réseau étudié                                                                                                                                                                                     | 13 |
| Figure III.3 | Schéma unifilaire du réseau étudié sur ETAP                                                                                                                                                                           | 15 |
| Figure III.4 | Profils de tension réels et générés par simulation des nœuds de niveau 220 kV et 60 kV dans les nœuds : (a) RAD 220 kV, (b) KHZ 220 kV, (c) CHF 220 kV, (d) EHD 60 kV, (e) ANA 60 kV                                  | 16 |
| Figure III.5 | Courbes d'écoulement de puissance active réelle et simulée pour la ligne SKS-RAD                                                                                                                                      | 17 |
| Figure IV.1  | Profils de tension avant et après compensation pendant 12 heures au niveau des nœuds de génération : (a) nœud SKS 400 kV, (b) nœud SKD 400 kV, (c) nœud ANA 60 kV                                                     | 20 |
| Figure IV.2  | Profils de tension avant et après compensation pendant 12 heures au niveau des nœuds de RAD et CHF : (a) RAD 400 kV, (b) RAD 220 kV, (c) CHF 400 kV, (d) CHF 220 kV                                                   | 21 |
| Figure IV.3  | Profils de tension avant et après compensation pendant 12 heures au niveau des nœuds KHZ et EHD : (a) KHZ 220 kV, (b) EHD 220 kV, (c) EHD 60 kV                                                                       | 22 |
| Figure IV.4  | Profils de tension avant et après compensation pendant les heures de pointes au niveau des nœuds des KHZ, EHD et ANA : (a) KHZ 220 kV, (b) EHD 220 kV, (c) EHD 60 kV, (d) ANA 60 kV                                   | 24 |
| Figure IV.5  | Courbes des pertes actives dans le réseau avant et après compensation pendant les heures de pointes                                                                                                                   | 25 |
| Figure IV.6  | Profils de tension après compensation synchrone et par batteries de compensation pendant les heures de pointes au niveau des nœuds des KHZ, EHD et ANA : (a) KHZ 220 kV, (b) EHD 220 kV, (c) EHD 60 kV, (d) ANA 60 kV | 26 |
| Figure IV.7  | Courbes des pertes actives dans le réseau avant et après compensation par compensateurs synchrones et par batteries de compensation pendant les heures de pointe                                                      | 27 |

## Sommaire

|                               |             |
|-------------------------------|-------------|
| <b>Résumé</b>                 | <b>IV</b>   |
| <b>Liste des abréviations</b> | <b>VI</b>   |
| <b>Liste des tableaux</b>     | <b>VIII</b> |
| <b>Liste des figures</b>      | <b>IX</b>   |
| <b>Sommaire</b>               | <b>X</b>    |
| <b>Introduction générale</b>  | <b>2</b>    |

### **CHAPITRE I :**

#### **Problématique des heures de pointe dans les réseaux électriques**

|                                                                 |   |
|-----------------------------------------------------------------|---|
| I.1. Introduction                                               | 5 |
| I.2. Présentation de centrale Port Annaba : centrale de pointe  | 5 |
| I.3. Problème des heures de pointe dans les réseaux électriques | 6 |
| I.4. Etat des pointes dans le réseau Algérien                   | 6 |
| I.5. Problème des chutes de tension dans les heures de pointe   | 6 |
| I.6. Conclusion                                                 | 6 |

### **CHAPITRE II :**

#### **Etat de l'art sur la compensation synchrone**

|                                                                         |    |
|-------------------------------------------------------------------------|----|
| II.1. Introduction                                                      | 8  |
| II.2. Le transport de l'énergie dans les réseaux électriques            | 8  |
| II.3. La compensation dans les réseaux électriques                      | 8  |
| II.3.1. Compensation par batteries de condensateurs                     | 8  |
| II.3.2. Compensation par compensateurs statiques dites FACTS            | 9  |
| II.3.3. Compensation par machines synchrones (compensateurs synchrones) | 9  |
| II.4. Les compensateurs synchrones                                      | 9  |
| II.5. Conclusion                                                        | 10 |

### **CHAPITRE III :**

#### **Simulation du réseau étudié**

|                                                           |    |
|-----------------------------------------------------------|----|
| III.1. Introduction                                       | 12 |
| III.2. Présentation de l'environnement de simulation ETAP | 12 |
| III.3. Présentation de réseau étudié                      | 13 |
| III.4. Simulation du réseau étudié                        | 15 |
| III.5. Conclusion                                         | 18 |

**CHAPITRE IV :**  
**Impact de la compensation synchrone**

|                                                                             |           |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------|
| IV.1. Introduction                                                          | 20        |
| IV.2. Simulation de compensation à puissance maximale                       | 20        |
| IV.3. Evaluation de la compensation pendant les heures de pointe            | 24        |
| IV.4. Impact de la compensation par batterie de condensateurs sur le réseau | 25        |
| IV.5. Conclusion                                                            | 28        |
| <b>Conclusion générale</b>                                                  | <b>30</b> |
| <b>Références bibliographiques</b>                                          | <b>32</b> |

# Introduction générale

## Introduction générale

L'extension rapide des réseaux électriques continue face à la croissance de la demande énergétique, proportionnellement avec le développement de la technologie humaine et l'augmentation de la population. Il s'arrive des fois -lors leurs exploitation et fonctionnement- que ces infrastructures énergétiques n'atteignent plus à satisfaire cette demande énorme de la clientèle, ce qui provoque de nombreux problèmes aux niveaux des systèmes de production, transport et la distribution de l'énergie électrique (SPTE et SDE). L'un de ces problèmes majeurs engendrés par cette demande ce sont les chutes de tension qui accompagnent généralement des périodes critiques de consommation connues par les heures de pointe. Ces chutes de tension sont usuellement susceptibles de se transformer à des creux de tension (voir même des coupures), excédant alors les plages admissibles de fonctionnement normal des réseaux électriques, et conduisant par conséquent à l'apparition des problèmes de non stabilité de l'alimentation au niveau des récepteurs finaux de l'énergie.

Ce problème est particulièrement présent en Algérie, où des pics de consommation surviennent fréquemment pendant la saison d'été. En conséquence, la Société nationale de l'électricité et du gaz en Algérie (SONALGAZ) a confronté toujours plusieurs défis pour garder une alimentation stable et continue pendant cette saison, ainsi qu'à préserver les différents ouvrages énergétiques constituant le réseau national (comme les centrales de production électriques, les départs / arrivées des lignes de transmissions, les postes électriques ...etc.) contre les défauts et les déclenchements pour la même période.

Afin de remédier à ce problème, la compensation synchrone apparaît comme une solution très simple, technique, ainsi économique pour le cas de notre réseau électrique national. En exploitant les groupes électrogènes de secours existant au niveau des centrales électriques - dédiés à alimenter le réseau électrique en mode black start dans le cas d'un éventuel blackout- comme des compensateurs synchrones pendant les moments de chute de tension, nous arrivons, d'un côté, à améliorer la tension à ces moments par éliminer ces chutes ; ainsi à rentabiliser, de l'autre côté, l'existence de ces groupes de secours qui restent généralement éteints.

Pour défendre cette hypothèse, nous étudions dans le présent travail l'impact de la compensation synchrone en exploitant des groupes de secours sur un cas réel de réseau qui présente un profil de tension affecté par les chutes de tension pendant des périodes de consommation de pointe. Le plan de ce mémoire est alors structuré comme suit :

Le premier chapitre consiste à présenter la problématique des heures de pointe dans les réseaux électriques. Nous commençons par une brève présentation d'une centrale de pointe -qui était l'entreprise du stage-, après ça, nous établissons une relation entre les heures de pointe, les chutes de tension et les problèmes accompagnants en présentant un état sur ces heures de pointe pour le cas de notre pays.

Le deuxième chapitre va être consacré à faire un état de l'art sur la compensation synchrone. Nous présentons au début l'impact des chutes de tension sur le processus de transport de l'énergie électrique et nous proposons ainsi la compensation comme une solution possible à ce problème, en présentant son principe, ses techniques les plus connues, et nous terminons par détailler la technique de la compensation synchrone.

Pour le troisième chapitre, une présentation détaillée, suivie d'une simulation sur logiciel ETAP, d'un modèle de réseau électrique Algérien qui présente des perturbations et des instabilités de profil de tension à cause des chutes de tension sera réalisée. Ceci nous permettra par la suite de visualiser le comportement ordinaire de ce réseau dans une situation de consommation de pointe, ainsi de valider ses résultats avec les données réelles.

Le dernier chapitre sera dédié à l'étude de l'impact de la compensation synchrone effectuée sur ce réseau et à l'évaluation de son efficacité technico-économique pendant les heures de pointe. Nous concluons par donner une comparaison entre cette technique de compensation et la compensation par batteries de condensateurs.

Enfin, nous terminerons ce travail par une conclusion qui discute les principaux résultats obtenus dans ce mémoire.

En résumé, ce mémoire fournit une analyse détaillée sur les problèmes survenus pendant les heures de pointe dans les réseaux électriques, présente une solution de compensation disponible pour le cas du réseau Algérien, et montre ainsi l'impact positif de cette solution sur ce réseau à travers une simulation à base des données pratiques et réelles.

# **CHAPITRE I :**

Problématique des heures de pointe  
dans les réseaux électriques

## I.1. Introduction

Les réseaux électriques sont les systèmes destinés à transporter l'énergie électrique des sources de production vers les consommateurs. L'augmentation de la demande sur cette énergie dans le réseau électrique pendant des périodes spécifiques, connues par les heures de pointe provoque plusieurs problèmes sur ces réseaux. Le présent chapitre présente un constat sur les heures de pointes dans les réseaux électriques et les problèmes en relation.

## I.2. Présentation de centrale Port Annaba : centrale de pointe

La Société Production de l'Electricité (SPE) représente l'une des filiales du groupe SONELGAZ Algérie. Le rôle principal de cette société consiste à gérer plusieurs centrales électriques à travers le pays de filières thermique à vapeur, à gaz et à cycle combiné, d'une puissance totale installée qui dépasse 18000 MW [1].

La centrale électrique du Port Annaba est un service de production rattachée à l'unité de Skikda, qui fait partie de la société SPE. Elle s'inscrit sous le plan d'urgence initié par SONELGAZ en juillet 2006 pour l'implémentation d'environ 2000 MW autour du territoire national. Etant une centrale de pointe, elle est destinée à assurer la sécurité électrique de la ville d'Annaba, répondre à la demande de l'énergie électrique croissante à l'Est du pays et principalement assurer l'alimentation des centrales SKS et SKD en cas d'éventuel black-out général ou partiel [2].

Fabriqués par le constructeur GE, cette centrale a été mise en service en 2009, contenant deux groupes de production à gaz (TG) de puissance  $2 \times 40$  MW et de tension de sortie de 11.5 kV. L'évacuation de l'énergie vers le réseau se fait par le poste d'évacuation 60 kV (poste ANA PORT) constitué de 2 travées connectées aux 2 jeux de barres 60 kV [2].

La centrale est implantée dans l'enceinte portuaire de la ville de Annaba, situant à une distance de 1 km du centre-ville, s'étalant sur une superficie totale de 46511 m<sup>2</sup> [2,3]. Les autres caractéristiques techniques de la centrale sont illustrées dans le tableau I.1.

**Tableau I.1 :** Caractéristiques techniques de la centrale de Port Annaba [2]

| Type de l'installation               | Turbine à Gaz en cycle ouvert |
|--------------------------------------|-------------------------------|
| Puissance totale développable (MW)   | 2×40                          |
| Tension de sortie d'alternateur (kV) | 11,5                          |
| Energie primaire/secours utilisé     | Gaz/Fuel                      |
| Puissance Transformateur (MVA)       | 2×50                          |
| Niveau de tension secondaire (KV)    | 63                            |

Des autres équipements auxiliaires sont installés à la centrale pour assurer le bon fonctionnement ou pour aider le démarrage des groupes de production principaux en cas de black-out, essentiellement le groupe électrogène de secours. Ce groupe de secours construit par la marque SDMO (type X2500C) est de tension nominale 6.6 kV et de puissance nominale 2,5 MVA. Il peut être exploité en mode moteur ou générateur synchrone [2].

### I.3. Problème des heures de pointe dans les réseaux électriques

Les heures de pointe dans les réseaux électriques se définissent par les périodes où la demande de l'électricité atteint des valeurs énormes comparant à des autres périodes [4]. Lorsque la consommation dépasse ses valeurs habituelles -excédant la dernière puissance maximale demandée -, nous disons que nous avons enregistré une pointe de consommation. La pointe peut être enregistrée d'une manière journalière, saisonnière ou annuelle [5].

Dans le but de s'adapter à ces pics, les opérateurs d'électricité doivent parfois mettre en marche des centrales supplémentaires (la plupart du temps sont des unités de production de pointe utilisent le gaz naturel ou le diesel comme combustible), ou importer de l'électricité [5].

### I.4. Etat des pointes dans le réseau Algérien

En Algérie, la pointe de consommation journalière est généralement enregistrée durant les heures du jour. La pointe annuelle se fait pratiquement toujours dans la période d'été entre les mois de juillet et août) dans une plage horaire entre 14:00 et 16:00 comme montre le Tableau I.2 [6].

**Tableau I.2** : Les pointes de consommation enregistrées dans le 6 dernières années pour le réseau Algérien [6]

| Date       | Heure | Consommation (MW) |
|------------|-------|-------------------|
| 19/07/2018 | 15h00 | 13676             |
| 07/08/2019 | 14h30 | 15656             |
| 28/07/2020 | 14h30 | 14714             |
| 12/07/2021 | 14h30 | 16065             |
| 14/08/2022 | 15h00 | 16822             |
| 23/07/2023 | 14h08 | 18697             |

### I.5. Problème des chutes de tension dans les heures de pointe

Pour satisfaire la demande d'électricité dans les heures de pointes, les gestionnaires de l'énergie électrique doivent fournir des valeurs de puissance considérables qui peuvent dépasser la capacité maximale de transmission des lignes du réseau [7,8]. Pour une ligne caractérisée par la résistance et la réactance du linge R et X respectivement, et transportant la puissance  $P + jQ$ , la chute de tension dans cette ligne est donnée par [8] :

$$\Delta U = \frac{RP + XQ}{U} \quad (I.1)$$

Par ailleurs, les pertes Joule dans ces lignes sont donnée par la relation [8] :

$$P_J = R \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \quad (I.2)$$

Pour réduire ces chutes de tension et ces pertes, un réglage de tension est indispensable.

### I.6. Conclusion

Les centrales de pointe représentent des éléments cruciaux du parc national des ouvrages énergétique, car elles permettent le gestionnaire de l'électricité de s'adapter aux problèmes survenant durant les périodes de la consommation de pointe, essentiellement les chutes de tension et les pertes Joule. Dans le chapitre suivant, nous allons présenter l'une des efficaces techniques qui permet de corriger ce problème.

## **CHAPITRE II :**

Etat de l'art sur la compensation  
synchrone

## II.1. Introduction

Après que nous avons présenté la problématique des heures de pointes dans les réseaux électriques, et indiqué les problèmes qui peuvent accompagner ces heures de pointe, nous allons présenter dans ce chapitre la compensation synchrone comme solution possible à ces problèmes.

## II.2. Le transport de l'énergie dans les réseaux électriques

L'exploitation des grands réseaux électriques est un process très important et complexe à la fois, du fait de leurs architectures fortement bouclées dans les niveaux de tensions supérieurs et leur importance pour la sécurité énergétique et économique du pays [9].

Afin de garantir le bon fonctionnement de ce process, les réseaux électriques sont hiérarchisés selon leurs structures et leurs niveaux de tension de fonctionnement [9,10]. Conformément aux normes de la CEI, les niveaux de tension utilisés pour les réseaux électriques Algérien sont [10]:

- **Pour la HTB ( $50 \text{ kV} < U_N$ ) :** THT : 150 / 220 / 400 kV.  
HT : 60 / 90 kV.
- **Pour la HTA ( $1 \text{ kV} < U_N \leq 50 \text{ kV}$ ) :** MT : 10 / 30 kV.
- **Pour la BTA ( $50 \text{ V} < U_N \leq 500 \text{ V}$ ) :** BT : 230 / 380 kV.

Il est indispensable d'assurer un fonctionnement du réseau électrique dans les limites admissibles définies pour chaque un de ces niveaux de tension par des soit les normes, ou bien par les textes législatifs du pays. Toute baisse de tension au-dessous de ces limites est considérée donc comme un creux ou une coupure de tension. Une action de réglage de tension sera alors nécessaire, afin de rentrer de nouveau dans les plages tolérables de tension, ainsi réduire les coûts des maintenances possibles et les coûts d'exploitation [7].

## II.3. La compensation dans les réseaux électriques

D'après la relation (I.1), un réglage de tension possible peut être effectué pour réduire la valeur de la chute de tension, en variant la puissance réactive  $Q$  transportée dans le réseau. La fourniture de cette puissance près des points de consommation engendre la diminution des chutes de tension subies par la réactance les lignes de transmission, ainsi que la diminution des pertes Joule accompagnants. C'est le principe de la compensation dans les réseaux électriques. Ce principe découle du fait que l'équilibre local du bilan de puissance réactive produite et consommée au niveau des différents nœuds du réseau [9].

Il existe plusieurs techniques et dispositifs de compensation exploités dans les réseaux électriques, qui interagissent avec les chutes de tension différemment, selon leur nature et leur principe de fonctionnement. Nous distinguons essentiellement trois techniques :

### II.3.1. Compensation par batteries de condensateurs :

Les batteries de condensateurs sont des dispositifs constitués de la connexion électrique de plusieurs condensateurs unitaires mise en série afin d'agir sur la réactance de la ligne ou en

parallèle (groupement triangle ou étoile) afin de générer la puissance réactive demandée par les consommateurs [11].

Elles sont considérées comme le moyen le plus économique et le plus adapté pour les différentes industries. Elles n'occupent pas un volume consistant, et elles permettent de générer le surplus de l'énergie réactive au nœuds où elles sont connectées [8,11].

### **II.3.2. Compensation par compensateurs statiques dites FACTS :**

Les systèmes FACTS (abréviation de Flexible Alternating Current Transmission Systems) sont des dispositifs d'appoints utilisés pour le contrôle de la tension, l'augmentation de la capacité de transit des lignes, ainsi pour assurer la stabilité dans les réseaux électriques. Ces systèmes sont de différents types et technologies tout dépend de leurs domaines d'application. Dans le cas de compensation de puissance réactive, le SVC (Static VAR Compensators) et le STATCOM (Static Synchronous Compensators) de type FACTS parallèles sont les plus connues [8].

L'utilisation des composants d'électronique de puissance sous différentes configurations permet à ces équipements d'injecter ou d'absorber l'énergie réactive sur leurs points de connexion du réseau d'une manière flexible, donc de régler toute fluctuation possible de tension. Quoique, les coûts d'installation, d'exploitation et de maintenance de ces équipements nécessitent de faire investissement onéreux [8].

### **II.3.3. Compensation par machines synchrones (compensateurs synchrones) :**

Les compensateurs synchrones sont considérés parmi les anciennes techniques de compensation dans les réseaux électriques, permettant de produire des grandes quantités de l'énergie réactive. Ils sont beaucoup plus destinés à se fonctionner dans les zones industrielles à cause de leur gabarit ainsi que la nuisance accompagnée [5]. Ils sont exploités afin de compenser les fluctuations occurrentes sur cette énergie, ainsi donc de régler la tension [11]. Dans ce qui suit, nous allons présenter en détail le principe de fonctionnement de ce type de compensation.

## **II.4. Les compensateurs synchrones**

Les compensateurs synchrones sont des machines électriques synchrones qui fonctionnent à vide dont la fonction est d'injecter (en mode générateur) ou bien d'absorber (en mode moteur) la puissance réactive sur une partie du réseau. Cette puissance injectée / absorbée est exprimé en fonction de la force électromotrice de la machine  $E$ , la tension au point de connexion avec le réseau  $V$ , l'angle de décalage entre ces deux paramètres  $\delta$  et la réactance statorique  $X_s$ , selon la relation suivante [11] :

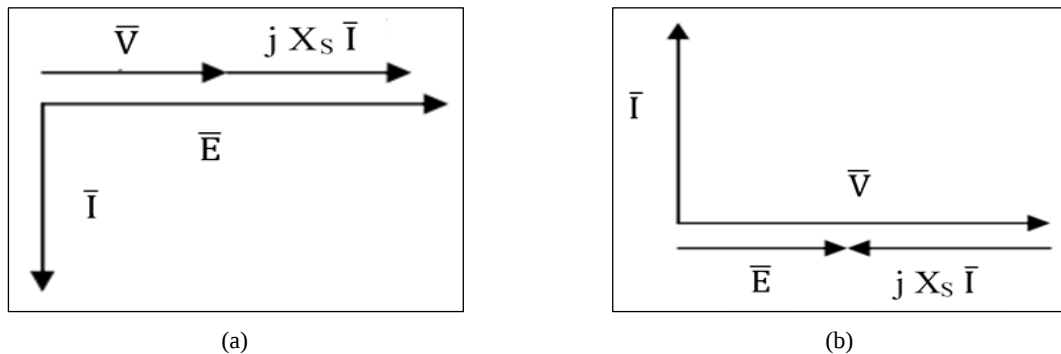
$$Q = 3 V \frac{(E \cos \delta - V)}{X_s} \quad (\text{II.1})$$

Le signe du numérateur ( $E \cos \delta - V$ ) détermine le sens de transit de la puissance réactive du compensateur synchrone, donc son mode de fonctionnement. Étant donné que

l'angle de décalage  $\delta$  est presque nul à cause du fonctionnement à vide de la machine, les modes générateur / moteur de cette dernière se déterminent seulement avec la comparaison entre  $E$  et  $V$ , comme suit [11] :

- **Pour le mode générateur** :  $E > V$ , le compensateur est capacitif, il fonctionne en régime surexcité pour injecter ce qui manque en réactive.
- **Pour le mode moteur** :  $E < V$ , le compensateur est inductif, il fonctionne en régime sous-excité pour absorber le surplus de réactive.

Les diagrammes vectoriels des modes de fonctionnement du compensateur synchrone sont illustrés sur la figure II.1.



**Figure II.1** : Diagrammes vectoriels des modes de fonctionnement du compensateur synchrone : (a) Mode générateur surexcité, (b) Mode moteur sous-excité [11]

Faisons le lien avec le problème des chutes de tension, les compensateurs synchrones doivent se fonctionner en mode générateur surexcité, afin de régler la tension et la maintenir dans les plages admissibles selon les normes.

Pour le cas du notre pays, l'utilisation de la compensation synchrone en moment où il y a une forte demande de puissance -qui provoque des chutes de tension- apparaît logique, vu l'existence des équipements exploitables pour ce type de compensation sur le parc des ouvrages énergétiques national, qui sont les groupes électrogènes de secours au niveau des différents centrales et des postes électriques de SONELGAZ. Cela va réduire les coûts d'investissement dans le réglage de tension (élimination des coûts primaires d'achat et d'installation).

## II.5. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré l'importance de la compensation de la puissance réactive pour l'opération de transport de l'énergie dans les réseaux électriques, car elle contribue considérablement dans le réglage de tension. La compensation synchrone avec les groupes de production de secours représente une solution technico-économique pour le cas de l'Algérie vu de leur existence préalablement dans son réseau électrique.

Pour le prochain chapitre, une étude de l'écoulement de puissance durant une journée de pointe ainsi que le réglage de tension par compensateurs synchrones sera établie sur une partie du réseau électrique national afin de voir ses impacts.

## **CHAPITRE III :**

Simulation du réseau étudié

### III.1. Introduction

Après avoir montré l'utilité économique de la compensation synchrones pour les réseaux électriques équipés par des groupes de production de secours durant les heures de pointe, nous allons étudier dans ce chapitre un modèle réel de ces réseaux -existant sur le territoire national- pendant une situation critique de consommation de pointe.

### III.2. Présentation de l'environnement de simulation ETAP

ETAP est une plateforme développée pour les concepteurs et les ingénieurs électriciens basée sur des ensembles de programmes puissants d'analyse, conception, optimisation, automatisation, simulation, planification des systèmes de production, transmission, distribution de l'énergie [12].

L'utilisation de ETAP dans le domaine de génie électriques est très répandu grâce à ces fonctionnalités de gestion de l'énergie électrique de façon qui permet de visualiser et de surveiller la production de l'énergie électrique et l'écoulement de puissance, gérer la consommation de l'énergie électrique en temps réelle, simuler des systèmes électriques transitoires, analyser plusieurs types de défauts électriques, ainsi sa capacité de mettre un plan de coordination entre les dispositifs de protection [13].

Le logiciel ETAP offre une interface simple basée sur des diverses bases de données qui facilite à l'utilisateur le choix des composants ou équipements électriques, aussi donne l'accès à des outils graphiques avancés pour la modélisation et la simulation des systèmes électriques, les utilisateurs peuvent aussi facilement créer des schémas unifilaires, configurer plusieurs paramètres de simulation(importer ou exporter), et visualiser les résultats sous forme de rapports détaillés et de graphiques qui peuvent être enregistrés [13]. Cette interface est illustrée sur la figure III.1. De plus, ce logiciel permet de simuler des composants existants dans la réalité.

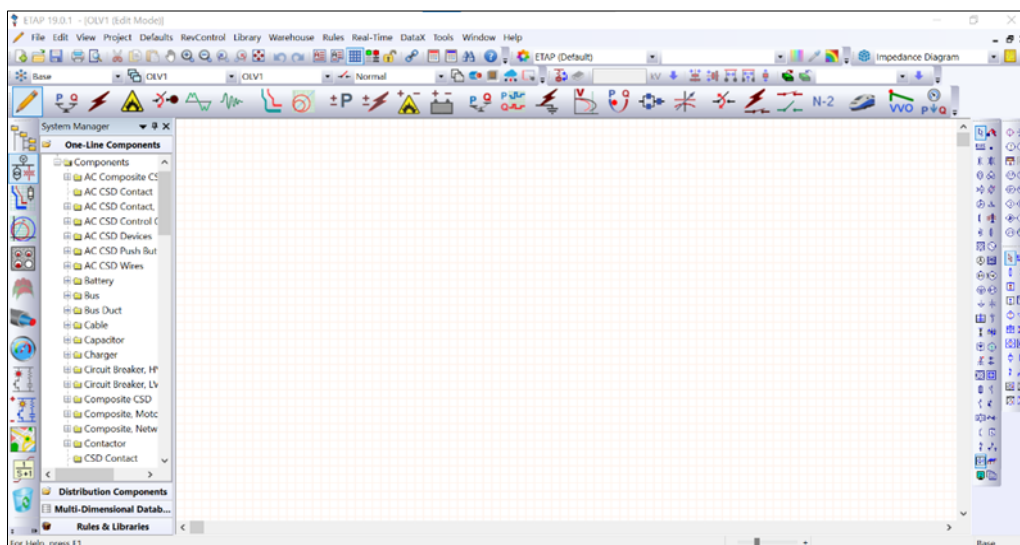
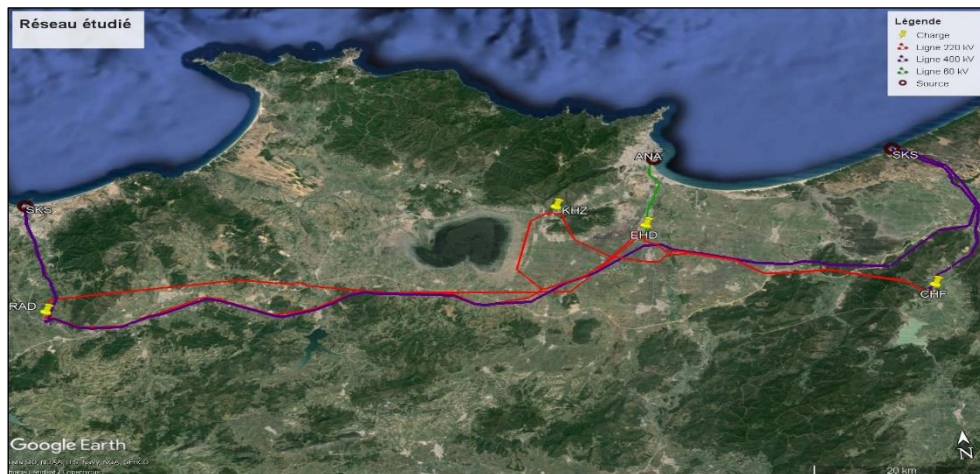


Figure III.1 : Interface du logiciel ETAP

### III.3. Présentation de réseau étudié

Le réseau électrique de l'est Algérien consiste une partie cruciale du réseau national interconnecté (RIN) géré par SONELGAZ, parce qu'il alimente les grandes industries de l'est (comme le complexe sidérurgique de El Hadjar, le complexe sidérurgique de Bellara, le complexe pétrochimique de Skikda ...), ainsi, il fait l'interconnexion avec le réseau tunisien à travers quatre postes électriques (Chefia, El Kala, El Aouinet et Djebel Onk) [14], d'où vient son importance pour l'économie du pays.

La boucle étudiée se fait partie de réseau est. Elle représente un sous-réseau constitué de trois sources de génération (SKD, SKS, ANA), quatre postes de transformation et/ou d'interconnexion (CHF, RAD, KHZ, EHD) et onze lignes de transport d'énergie électrique qui servent à relier ces différents nœuds. L'emplacement géographique du réseau étudié est présenté sur la figure III.2.



**Figure III.2 :** Vue de satellite du réseau étudié

La génération de l'énergie dans ce réseau est conventionnelle thermique (à gaz et à cycle combiné, basé sur le gaz naturel comme combustible primaire et le diesel comme combustible de secours), les trois centrales de production existantes dans le réseau étudié sont équipées par des groupes de secours destinés essentiellement à fonctionner en cas d'éventuel black-out. Les caractéristiques techniques des centrales ainsi que des groupes sont montrées dans le tableau III.1.

**Tableau III.1 :** Caractéristiques techniques des centrales et des groupes de secours dans le réseau étudié

| Centrale |                       | Niveau de tension<br>raccordé (kV) | Puissance installée (MW) |
|----------|-----------------------|------------------------------------|--------------------------|
| SKD      | Production principale | 400                                | 3×400                    |
|          | Groupes de secours    | 6.6                                | 12 × 2.083               |
| SKS      | Production principale | 400                                | (2 × 230) + (2 × 170)    |
|          | Groupes de secours    | 6.6                                | 6 × 2                    |
| ANA      | Production principale | 60                                 | 2 × 40                   |
|          | Groupes de secours    | 6.6                                | 1 × 2.5                  |

Les données techniques des postes de transformation / interconnexion sont illustrées dans le tableau III.2.

**Tableau III.2 :** Caractéristiques techniques des postes électriques existants dans le réseau étudié

| Poste | Niveau de tension (kV) | Puissance (MVA)            |
|-------|------------------------|----------------------------|
| CHF   | 400 / 225              | 3×300                      |
| RAD   | 400 / 225 / 60         | (2×500) + (3×120)          |
| KHZ   | 220 / 60               | (2×120)                    |
| EHD   | 220 / 96 / 63          | (3×120) + (1×120) + (1×40) |

De plus, les lignes de transport utilisées par SONELGAZ sont de différentes distances et configurations, comme indiquée dans le tableau III.3.

**Tableau III.3 :** Caractéristiques techniques des lignes de transmission existantes dans le réseau étudié

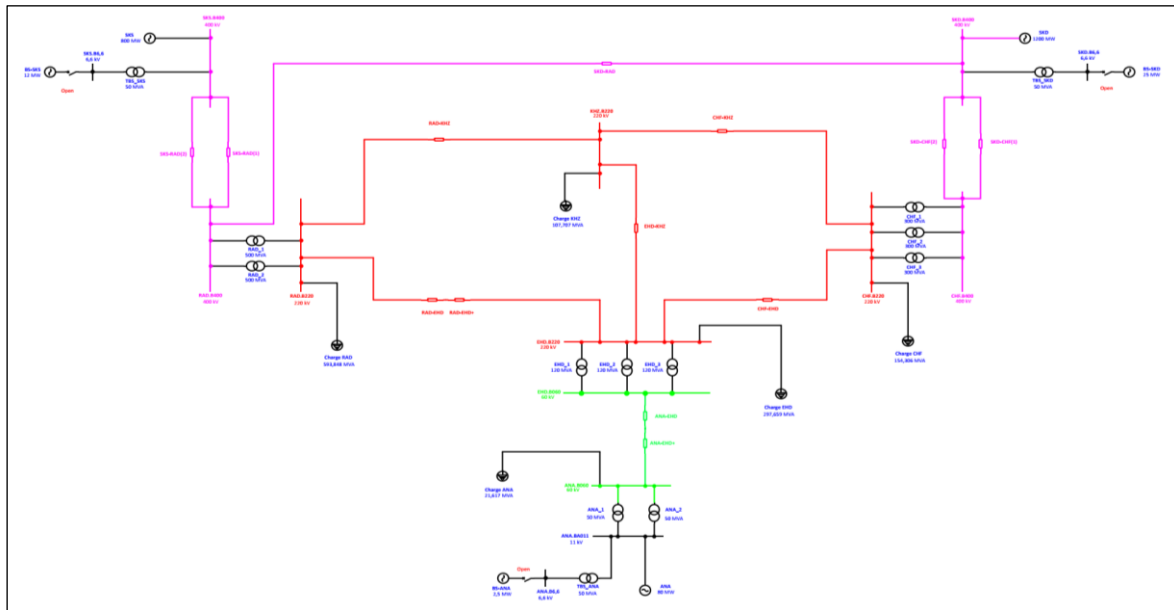
| Ligne       | Tension (kV) | Distance (km) | Section (mm <sup>2</sup> ) |         |
|-------------|--------------|---------------|----------------------------|---------|
| SKD-CHF (1) | 400          | 32.92         | 2                          | 570 Alm |
| SKD-CHF (2) | 400          | 32.92         | 2                          | 570 Alm |
| SKD-RAD     | 400          | 136.72        | 2                          | 570 Alm |
| SKS-RAD (1) | 400          | 19.38         | 2                          | 570 Alm |
| SKS-RAD (2) | 400          | 19.38         | 2                          | 570 Alm |
| CHF-KHZ     | 220          | 49.80         | 2                          | 570 Alm |
| CHF-EHD     | 220          | 36.80         | 2                          | 570 Alm |
| RAD-KHZ     | 220          | 76.88         | 2                          | 411 AA  |
| RAD-EHD     | 220          | 71.45         | 1                          | 288 AA  |
|             |              | 4.82          | 1                          | 411 AA  |
| EHD-KHZ     | 220          | 31.48         | 2                          | 411 AA  |
| ANA-EHD     | 60           | 11.72         | 1                          | 617 AA  |
|             |              | 0.82          | 1                          | 80 Cu   |

L'implémentation de ces paramètres et données du réseau étudié dans le logiciel ETAP, afin de simuler son comportement et le comparer avec la réalité, fera l'objet de la partie suivante.

### III.4. Simulation du réseau étudié

Dans cette partie, nous allons implémenter le réseau étudié dans le logiciel ETAP, et valider les résultats obtenus de la simulation avec les données réelles (tension au niveau des nœuds de réseau et l'écoulement de puissance dans ses lignes) fournies par SPE-SONELGAZ pour un exemple de journée caractérisée par une consommation maximale et un fonctionnement perturbé dû aux différents déclenchements enregistrés au niveau des centrales de ce réseau. La journée type sera le 24/07/2023.

Le schéma unifilaire généré par ETAP pour ce réseau est illustré sur la figure III.3. Les groupes de production principale et les groupes électrogènes de secours sont modélisés par leurs puissances totales.



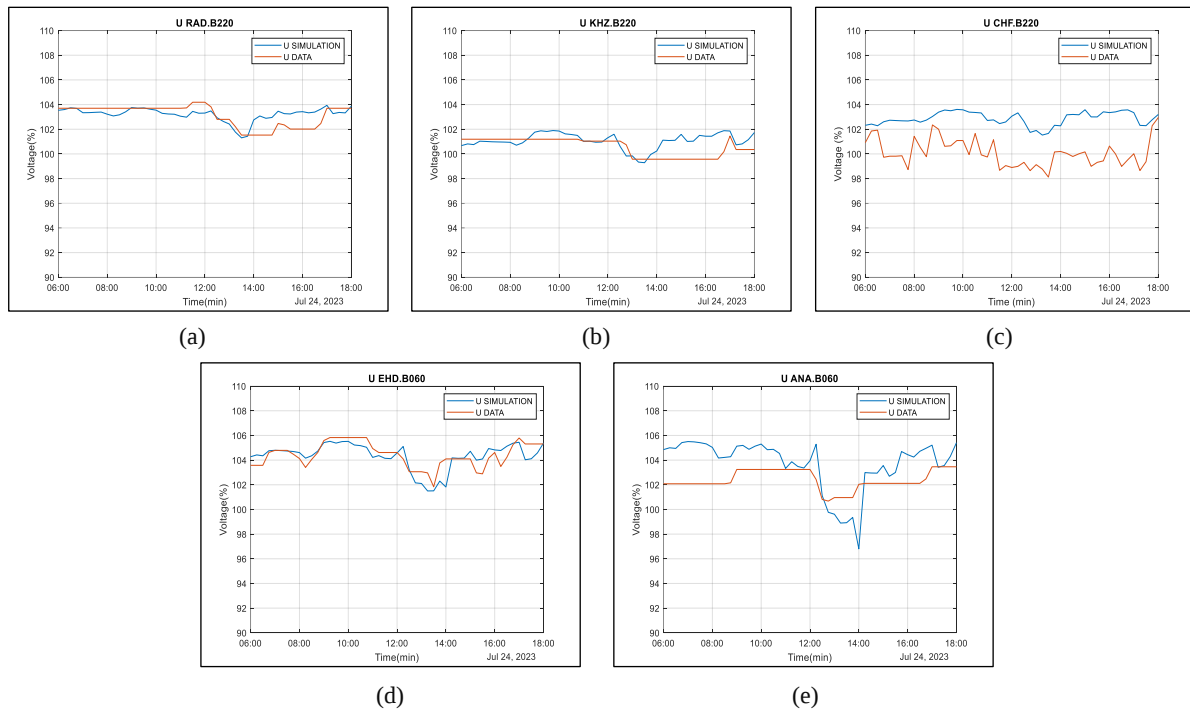
**Figure III.3 :** Schéma unifilaire du réseau étudié sur ETAP

Les groupes électrogènes sont connectés aux jeux de barres de sortie des centrales à travers des transformateurs élévateurs. Dans un premier temps (i.e. pour la simulation dans ce chapitre), ils sont mis hors service, afin de visualiser le fonctionnement ordinaire de ce réseau.

Il est à noter que, pour le côté de la centrale ANA, nous avons détaillé la partie MT de cette centrale, afin de rendre compte de manière fidèle le stage effectué au niveau de cette dernière. Les groupes TG principaux sont de tension de sortie 11.5 kV et ils débitent de l'énergie sur le réseau 60 kV à travers deux transformateurs 11 / 63 kV de puissance totale 100 MVA.

Les valeurs exactes de génération et de consommation au niveau des nœuds du réseau étudié sont données pour la même journée durant une période de 12 heures (de 06:00 jusqu'à 18:00), où les charges sont modélisées par la somme des transites de puissance des lignes de transmission qui ne font pas parties de ce réseau.

Les profils de tension des nœuds 220 kV et 60 kV de réseau, réels et générés par la simulation de ETAP sont présentés sur la figure III.4.



**Figure III.4 :** Profils de tension réels et générés par simulation des nœuds de niveau 220 kV et 60 kV dans les nœuds : (a) RAD 220 kV, (b) KHZ 220 kV, (c) CHF 220 kV, (d) EHD 60 kV, (e) ANA 60 kV

D'après les résultats montrés sur la figure III.4, nous notons que les profils de tension générés sous logiciel ETAP correspondent à ceux récupérés de SONEGAS. Ces profils présentent des variations presque similaires à celles de la réalité, avec des écarts qui ne dépassent pas les 10 %, qui est la valeur d'erreur tolérable selon la pratique. Nous insistons que les erreurs remarquables entre les profils réels et simulés se varient entre 4 % et 6 %, ce qui valide nos résultats.

Concernant les jeux de barres de RAD 220 kV et KHZ 220 kV, nous remarquons une stabilité de profil de tension dans la plupart du temps autour de leurs valeurs nominales. La tension de RAD 220 kV varie entre 101.4 % et 104.2 % et la tension de KHZ 220 kV varie entre 99 % et 102 % de la tension nominale 220 kV. Ce qui consiste un régime de fonctionnement normal pour ces deux points.

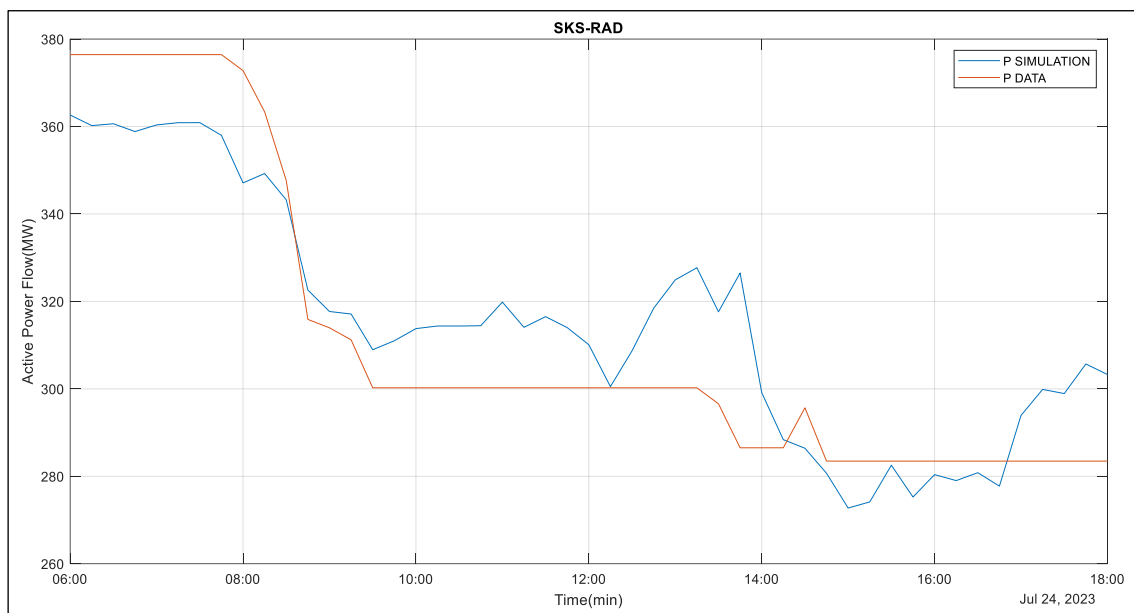
Or que le jeu de barres CHF 220 kV présente un profil de tension réel moins stable par rapport aux deux jeux de barres précédents. Ils subissent des fluctuations importantes entre 98 % et 102.2 % de la tension nominale. Bien que ces fluctuations puissent être un peu gênantes pour les autres nœuds en relation, ce profil de tension rentre dans les limites de fonctionnement en régime normal.

Pour le niveau 60 kV, des variations remarquables de tension sont toujours présentes au niveau de EHD et ANA, situant dans la plage de 100 % et 106 % de la tension nominale. La présence de ces variations amène ainsi à la diminution de la stabilité du profil de tension dans ces deux points.

De plus, la relève des profils de tension de tous les nœuds montre l'existence de chutes de tension notables qui vont au-dessous de la valeur de 102 % (voir même au-dessous la valeur

de 100 % pour quelques nœuds), pour une période identique entre 12:15 à 14:15. Cette période a connu, d'une part, une demande maximale sur l'énergie au niveau national, où une consommation de pointe qui dépasse les 18000 MW a été enregistrée à 13:30 par l'opérateur système [6]. D'autre part, cette période a été caractérisée par plusieurs déclenchements au niveau des centrales de la boucle étudiée. Nous pouvons conclure alors que cette période a été une période critique pour le fonctionnement de réseau étudié.

Nous passons maintenant à l'étude de l'écoulement de puissance active. La figure III.5 illustre l'écoulement de puissance active réel et simulé pour la ligne de SKS-RAD pendant 12 heures, ainsi, le tableau III.4 représente les valeurs de puissance active transportées en réalité et dans la simulation sur des différentes ligne de la boucle étudiée, relevées pour l'heure de pointe nationale (13:30) de cette journée.



**Figure III.5 :** Courbes d'écoulement de puissance active réelle et simulée pour la ligne SKS-RAD

**Tableau III.4 :** Puissance active transportée en réalité et dans la simulation pendant l'heure de pointe

| Ligne   | P transportée réelle (MW) | P transportée dans la simulation (MW) | Erreur relative (%) |
|---------|---------------------------|---------------------------------------|---------------------|
| SKD-CHF | 280.25                    | 264.40                                | 5.66                |
| CHF-KHZ | 139.48                    | 129.40                                | 7.23                |
| CHF-EHD | 267.12                    | 242.80                                | 9.10                |
| EHD-KHZ | 91.90                     | 82.80                                 | 9.90                |
| ANA-EHD | 30.49                     | 32.10                                 | 5.29                |
| SKS-RAD | 334.61                    | 317.60                                | 5.08                |
| RAD-KHZ | 62.25                     | 60.90                                 | 2.17                |
| RAD-EHD | 77.96                     | 72.40                                 | 7.13                |

La figure III.5 montre que les résultats de simulation pour l'écoulement de puissance active de la ligne SKS-RAD sont en adéquation avec les valeurs réelles de la puissance active

transportée sur cette ligne, avec une marge d'erreur relative qui ne dépasse pas les 10 % pendant les 12 heures. Le choix de présentation des résultats de 12 heures pour cette ligne découle du fait que c'est une ligne d'alimentation direct du poste source RAD à partir la centrale SKS, qui a été la plus stable dans sa production électrique pendant la journée du 24/07/2023 par rapport aux autres centrales de la boucle qui ont noté plusieurs déclenchements dans cette journée.

Ainsi pour le tableau III.4 illustrant les valeurs de puissance active transportées pendant l'heure de pointe sur les différentes lignes de la boucle étudiée, tirées de la réalité et de la simulation, nous remarquons que les résultats obtenus par cette dernière sont très proches de la réalité avec des petites différences qui ne dépassent pas toujours une erreur relative de 10 %. La valeur maximale d'erreur relative a été enregistrée pour la ligne EHD-KHZ (9.90 %) et la valeur minimale a été notée pour la ligne RAD-KHZ (2.17 %).

L'analyse de ces résultats indique aussi qu'à 13:30, la ligne la plus chargée a été celle de SKS-RAD, avec un transite maximale de puissance active qui atteint 334.61 MW. Le fait que des plusieurs déclenchements ont touché les centrales de SKD et ANA pendant cette période de consommation de pointe a obligé la centrale de SKS à fonctionner à un régime proche du régime à charge maximale (régime de base selon le jargon utilisé par SONELGAZ). Par contre, la ligne qui a été la moins chargée est celle de EHD-ANA avec un transite en active de 30.49 MW. L'erreur relative de ces deux lignes (entre les valeurs réelles et les résultats de la simulation) est dans les environs de 5 %, qui reste toujours acceptable par rapport à la valeur d'erreur admissible.

Nous pouvons alors conclure que les résultats de l'écoulement de puissance donnés par la simulation sont en accord avec les valeurs réelles, et aussi les résultats des profils de tension, ce qui nous permet de valider le modèle de simulation de ce réseau pour le reste du travail, qui consiste à appliquer la technique de compensation synchrone par le biais des groupes de secours existants au niveau des trois centrales du réseau étudié, afin de compenser les chutes de tension remarquées au niveau des nœuds 220 kV et 60 kV de la boucle, pendant la période de la demande maximale entre 12:15 et 14:15.

### **III.5. Conclusion**

Le présent chapitre était consacré à la présentation d'un exemple de réseau réel qui peut être affecté par le problème des chutes de tension lors les heures de pointe, ainsi à la validation de son modèle de simulation sous environnement ETAP avec les données réelles et pratiques.

Le chapitre suivant va être dédié à l'étude de l'impact de la compensation synchrone par les groupes de secours sur ce réseau afin d'établir un réglage de tension convenable face à ces chutes de tension.

## **CHAPITRE IV :**

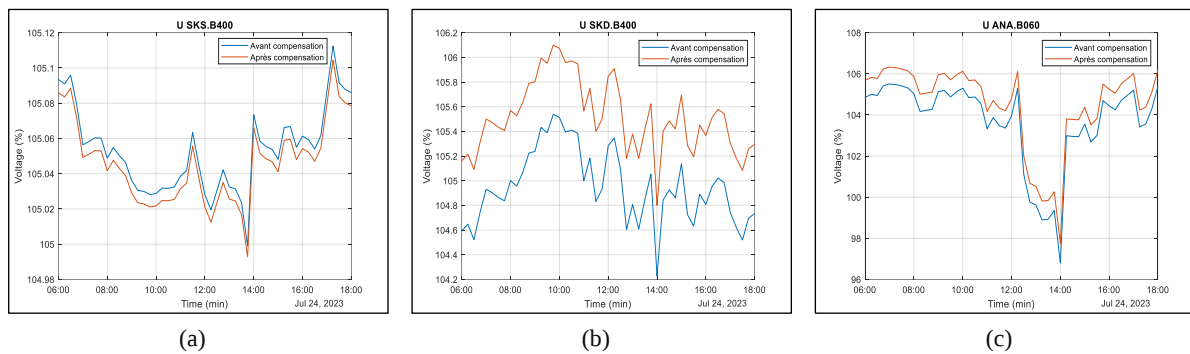
Impact de la compensation synchrone

## IV.1. Introduction

Dans ce dernier chapitre, nous allons présenter en détail les impacts de la compensation synchrone sur les plans de tension des nœuds du réseau étudié ainsi que les pertes dans les lignes de transport, afin de déterminer sa contribution dans l'opération de réglage de tension surtout pendant les périodes de consommation de pointe.

## IV.2. Simulation de compensation à puissance maximale

Nous rappelons toujours que les dispositifs utilisés pour effectuer la compensation synchrone dans le réseau étudié sont les groupes électrogènes de secours de tension de sortie 6.6 kV. La connexion avec la sortie de centrale est réalisée à travers des transformateurs élévateurs. Ces groupes sont modélisés dans la simulation par des générateurs synchrones réparties sur les nœuds générateurs, et configurés en mode MVAR Control pour ajuster leur courant d'excitation afin de les exploiter comme des injecteurs en réactive (en totalité presque 40 MVAR) [15]. Les profils de tensions de sortie des nœuds sources avant et après compensation, pendant 12 heures sont illustrés sur la figure ci-dessous.



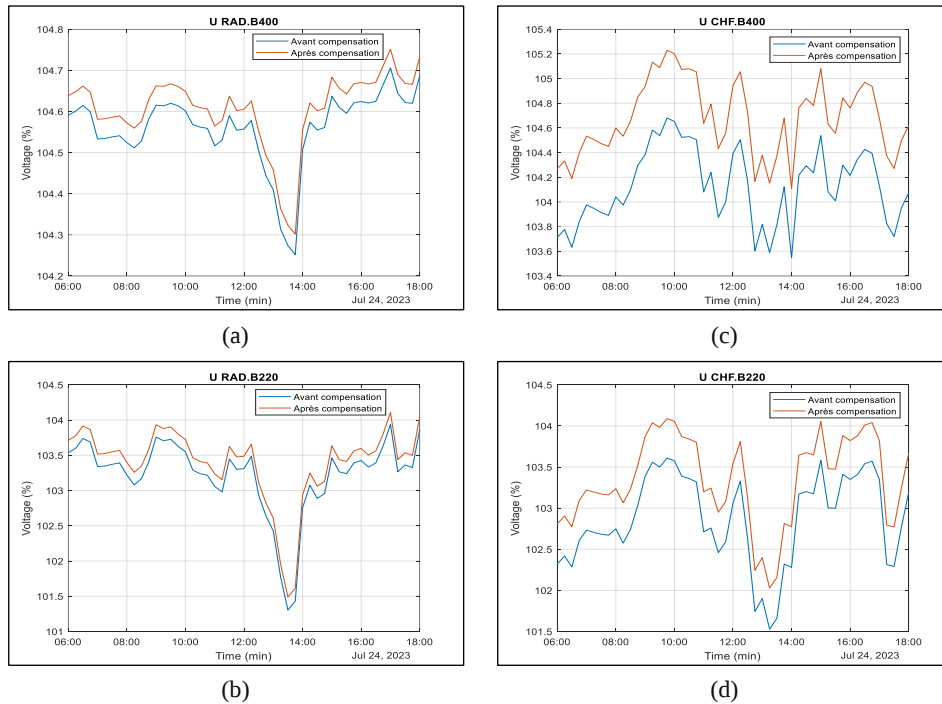
**Figure IV.1** : Profils de tension avant et après compensation pendant 12 heures au niveau des nœuds de génération :  
(a) nœud SKS 400 kV, (b) nœud SKD 400 kV, (c) nœud ANA 60 kV

D'après les résultats montrés sur la figure IV.1, nous constatons tout d'abord qu'une légère diminution de plan de tension après compensation a été notée au niveau du nœud SKS 400 kV. Cette diminution est à cause du paramétrage de la source au niveau de ce nœud qui a été mis en mode swing ; où ce mode joue sur les puissances active et réactive injectées de ce groupe afin de maintenir une amplitude et un angle de tension stables au niveau du nœud concerné. Dans notre cas, la compensation par les groupes de secours au niveau de ce nœud a engendré la diminution de la puissance réactive injectée par la centrale, ce qui a provoqué cette légère diminution de plan de tension. Cette diminution -de l'ordre de 0.01%- qui est considéré presque négligeable a provoqué un léger changement de tension.

Or que, pour les jeux de barres de SKD 400 kV et ANA 60 kV, nous observons une augmentation de tension d'une façon équitable (0.6 % et 0.95 % respectivement). D'après ces valeurs, nous remarquons que l'effet de la compensation synchrone est plus important au niveau du nœud de ANA que du SKD, à cause de la charge ANA qui consomme une puissance

importante durant la journée. La fourniture locale de puissance réactive nécessaire aux charges, pendant les heures de pointes, contribue efficacement à l'amélioration du plan de tension au niveau du nœud concerné. À titre d'exemple, au niveau de ANA 60 kV à 14:00, nous avons pu augmenter la tension de 96.8 % jusqu'à 97.75 %. Cet effet n'apparaît pas de la même façon sur les nœuds qui ne sont pas liés directement avec des charges (comme le cas de SKD).

Pour renforcer l'analyse des impacts de la compensation synchrone sur le réseau étudié, nous présentons l'évolution de la tension au niveau des autres nœuds de ce réseau. La figure IV.2 représente les profils de tension des nœuds RAD et CHF à titre d'exemple, avant et après compensation.



**Figure IV.2 :** Profils de tension avant et après compensation pendant 12 heures au niveau des nœuds de RAD et CHF :  
 (a) RAD 400 kV, (b) RAD 220 kV, (c) CHF 400 kV, (d) CHF 220 kV

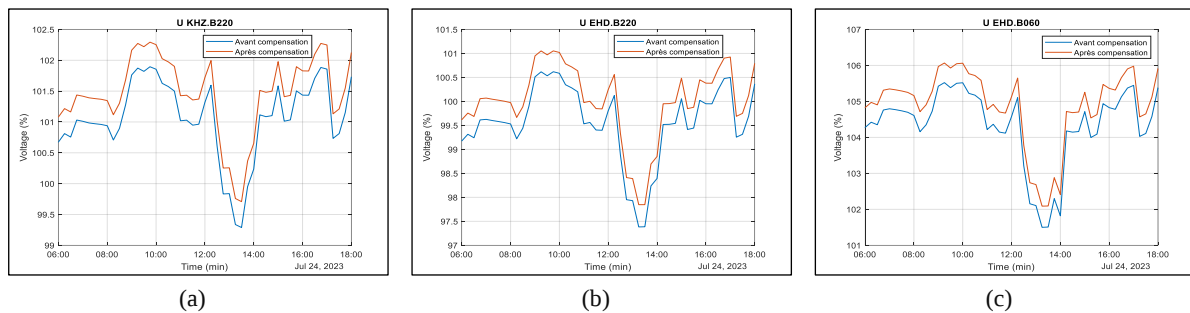
Comme illustré ci-dessus, tous les profils de tension ont augmenté équitablement après l'application de la compensation synchrone. La tension du nœud RAD a augmenté avec une valeur comprise entre 0.1 % à 0.2 % pour les deux niveaux 400 kV et 220 kV. Pour le nœud de CHF, la compensation a contribué à l'amélioration de son plan de tension avec 0.6 % d'environ (toujours pour les niveaux 400 kV et 220 kV). Cette différence peut être expliquée par la distribution irrégulière de la puissance réactive injectée par les compensateurs synchrones dans le réseau étudié. Le nœud de RAD reçoit une puissance réactive de 12 MVAR au maximum à partir des groupes de secours de SKS, et les groupes de secours de SKD injectent environ 25 MVAR au maximum vers le nœud de CHF.

Les profils de tension des deux postes RAD et CHF ne présentent pas des valeurs sortantes des seuils tolérables : la tension est entre 104.2 % et 104.8 % pour le nœud de RAD, et pour le nœud de CHF la tension est entre 103.6 % et 105.2 %. Ce qui est remarqué ici c'est que ces plages de tension seront réduites lors le passage du niveau 400 kV au niveau 220 kV pour les

deux postes, nous obtiendrons alors un intervalle de tension entre 101 % et 104 % pour RAD 220 kV et CHF 220 kV. Cette dernière peut être justifiée par les chutes de tension au niveau des enroulements des transformateurs.

Comme le comportement des profils de tension pour SKS 400 kV, RAD 400 kV et RAD 220 kV (similairement pour SKD 400 kV, CHF 400 kV et CHF 220 kV) est identique, ainsi la puissance réactive injectée au niveau des centrales n'a pas provoqué une surtension au niveau des jeux de barres de ces dernières (étant donné que c'est une compensation à puissance maximale 40 MVAR qui va rester fixe pour le reste de travail), de plus, les lignes électriques du réseau étudié sont fortement chargée, donc il n'y aura pas de possibilité d'apparition de l'effet capacitif sur ces lignes, amenant à une augmentation anormale de tension au niveau des nœuds éloignés des points de production (Effet Ferranti), nous pouvons alors se contenter à visualiser seulement les nœuds de niveau 220 kV (RAD 220 kV et CHF 220 kV) afin de traiter les impacts de la compensation synchrone pour la suite du travail.

Pour terminer avec les profils de tension, nous présentons sur la figure IV.3 les profils de tension avant et après compensation pour les nœuds de KHZ et EHD dans les niveaux de 220 et 60 kV.



**Figure IV.3** : Profils de tension avant et après compensation pendant 12 heures au niveau des nœuds KHZ et EHD :  
(a) KHZ 220 kV, (b) EHD 220 kV, (c) EHD 60 kV

Une augmentation équitable des profils de tension des nœuds KHZ et EHD prendra toujours lieu après effectuer la compensation synchrone au niveau des nœuds de production SKS, SKD et ANA. Cette augmentation est de valeur comprise entre 0.4 % et 0.5 % pour le niveau de la tension 220 kV, et entre 0.4 à 0.6 % pour le niveau de tension 60 kV. Nous remarquons que cette compensation a été plus significative pour la période de la demande maximale de cette journée, où des chutes de tension notables, qui vont au-dessous de 100 % ont été enregistrées au niveau de KHZ 220 kV (99.29 % à 13:30) et EHD 220 kV (97.39 % à 13:30). Cette compensation a permis d'augmenter alors ces valeurs jusqu'à 99.71 % et 97.85 % respectivement.

Nous évaluons maintenant les pertes actives dans notre réseau. Nous avons choisi trois échantillons de la matinée, durant la pointe et durant l'après-midi. Le tableau IV.1 représente les valeurs des pertes joules obtenues avant et après compensation.

**Tableau IV.1** : Echantillons des pertes Joule dans le réseau étudié avant et après compensation

| Créneau | Pertes Joule avant compensation (kW) | Pertes Joule après compensation (kW) |
|---------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 09:45   | 11628,3                              | 11640,8                              |
| 10:00   | 11658,6                              | 11672,7                              |
| 10:15   | 11745,1                              | 11753,8                              |
| 10:30   | 11765,5                              | 11774,9                              |
| 10:45   | 11896,7                              | 11901,7                              |
|         |                                      |                                      |
| 12:45   | 13338,5                              | 13224,5                              |
| 13:00   | 13067,4                              | 12963,3                              |
| 13:15   | 13208,6                              | 13092,8                              |
| 13:30   | 12806,4                              | 12717,7                              |
| 13:45   | 12629,2                              | 12552,0                              |
|         |                                      |                                      |
| 16:00   | 9352,8                               | 9353,7                               |
| 16:15   | 9346,3                               | 9354,9                               |
| 16:30   | 8902,9                               | 8921,8                               |
| 16:45   | 9008,9                               | 9031,6                               |
| 17:00   | 10279,8                              | 10290,6                              |

Selon les résultats illustrés sur le tableau IV.1, nous remarquons que la compensation synchrone a engendré une diminution des pertes actives dans le réseau étudié durant la période de la consommation de pointe. Cette diminution représente l'un des impacts positifs de la compensation synchrone pendant les heures de pointe, où la réduction de ces pertes avec une valeur presque de 116 kW, ce qui peut être justifié par relation (I.2).

Par contre, la compensation hors les heures de pointe engendre une élévation légère des valeurs des pertes par effet de Joule. Cela est expliqué par le fait que la fourniture d'un surplus de réactive hors les périodes caractérisées par une grande demande sur l'électricité a provoqué l'augmentation du taux de réactive circulant dans les lignes de la boucle étudiée.

En se référant à la tarification imposée par la Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (CREG), le coût de kWh de l'énergie électrique consommé par les clients de niveau HTB pendant les heures pleines est de 136.62 cDA [16]. Partons de ce chiffre, le calcul du coût des pertes actives engendrées par la compensation synchrone pendant la période de la matinée (09:45-10:45) donne une valeur de 1529.0950 cDA, et pour la période de soir (16:00-17:00), une valeur de 1751.1108 cDA. Ces valeurs apparaissent presque négligeables par rapport aux coûts de production et d'investissement dans le secteur énergétique, mais il faut noter qu'elles sont calculées pendant des échantillons de petites périodes dans la journée, et aussi la compensation a été faite au niveau des centrales, et pas d'une manière optimale.

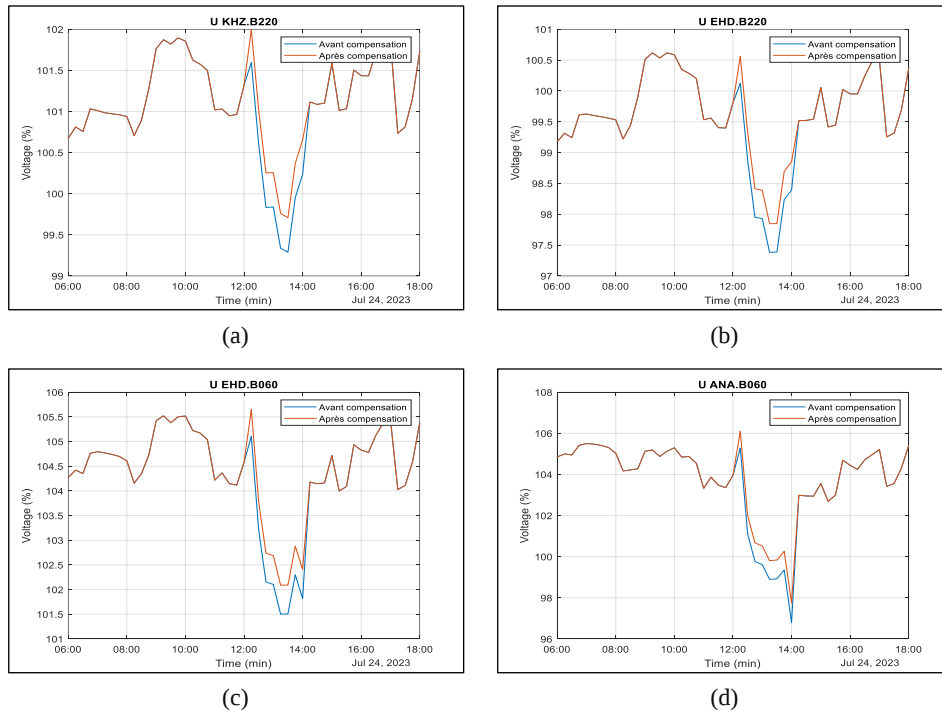
Aussi, de point de vue technique, la limitation de toutes pertes possibles au niveau des lignes nous oblige à utiliser les compensateurs synchrones uniquement pendant les périodes de la consommation de pointe, ce qui va être appliqué dans le reste du travail.

De plus, nous pouvons dire que la compensation synchrone effectuée dans le réseau étudié possède un impact important sur les profils de tensions de ses nœuds, elle a permis de les améliorer dans la totalité d'une manière acceptable. Cependant, nous remarquons que les nœuds de KHZ, EHD et ANA possèdent des tensions inférieures à 100 % que ce soit avant ou après la compensation, cela indique que cette partie du réseau représente la partie la plus sensible aux perturbations survenues à sa production pendant cette journée, notamment les déclenchements enregistrés au niveau de ses centrales. Donc, en cas d'un autre déclenchement, la tension dans ces nœuds risque de diminuer encore plus. Nous nous limitons donc par la suite à étudier les variations des plans de tension seulement au niveau des jeux de barres de ces nœuds.

Et pour assurer que cette compensation sera bénéfique, la compensation sera effectuée uniquement pendant les heures de pointes (12h15-14h15).

### IV.3. Evaluation de la compensation pendant les heures de pointe

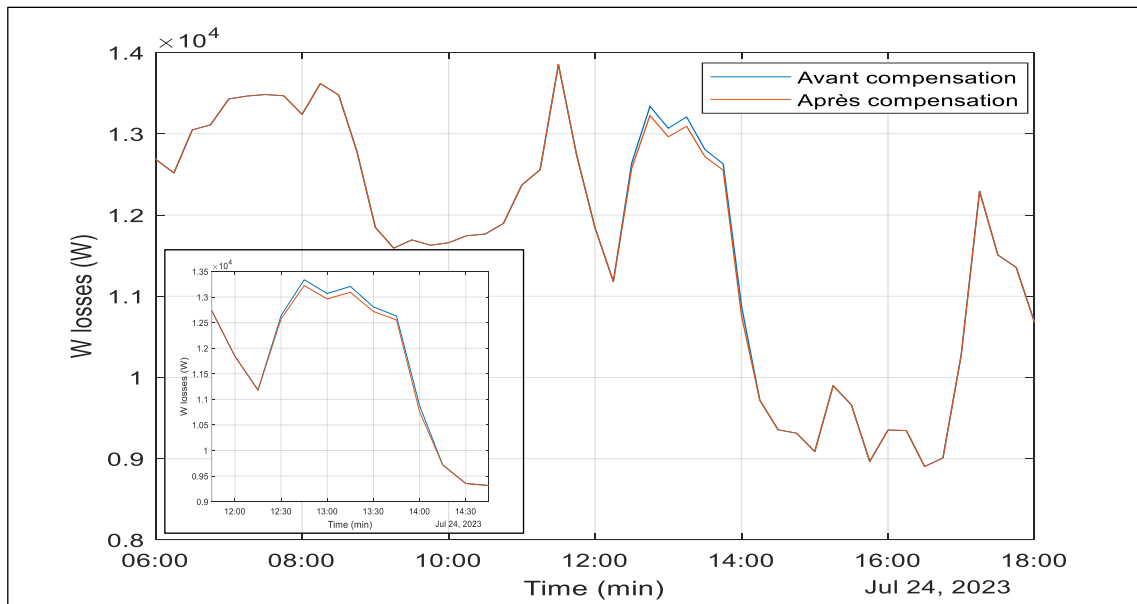
Le plan de tension obtenu par la simulation de la compensation synchrone pendant la période de consommation maximale (de 12:15 à 14:15) pour la journée du 24/07/2023 est illustré sur la figure suivante.



**Figure IV.4 :** Profils de tension avant et après compensation pendant les heures de pointes au niveau des nœuds des KHZ, EHD et ANA : (a) KHZ 220 kV, (b) EHD 220 kV, (c) EHD 60 kV, (d) ANA 60 kV

Nous remarquons que l'augmentation des profils de tension pour les nœuds de KHZ, EHD et ANA après compenser seulement pendant les heures de pointe.

Ainsi, pour évaluer les pertes Joule avant et après compensation en utilisant ce mode d'exploitation pour les compensateurs synchrones, nous présentons leurs courbes d'évolution des pertes actives dans les lignes de transport pendant les 12 heures sur la figure IV.5.



**Figure IV.5 :** Courbes des pertes actives dans le réseau avant et après compensation pendant les heures de pointes

Nous remarquons que les pertes active ont été légèrement réduite après la compensation pendant les heures de pointe.

Donc, nous notons que la compensation synchrone est efficace durant les heures de pointe où la tension a été augmentée et les pertes ont été réduites, ce qui rationalise l'utilisation de ces générateurs au lieu de les laisser éteint sans assurer aucun bénéfice pourtant qu'ils occupent un espace considérable (à titre d'exemple 70 m<sup>2</sup> pour la centrale d'Annaba et 1100 m<sup>2</sup> pour la centrale SKD).

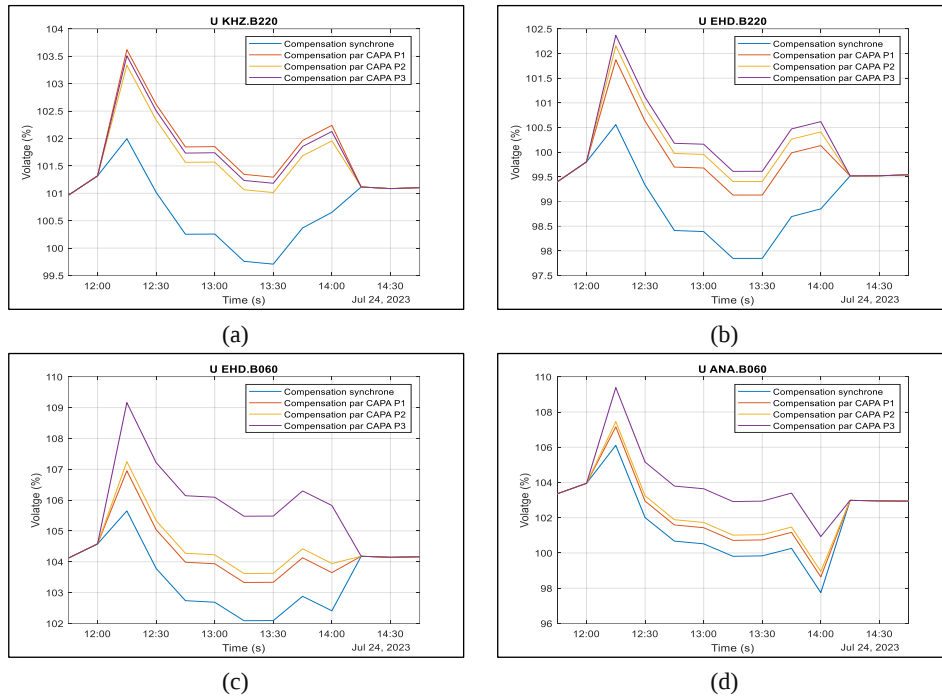
#### **IV.4. Impact de la compensation par batterie de condensateurs sur le réseau étudié**

Malgré l'impact positif de la compensation synchrone apporté sur le réseau étudié pendant les heures de pointes, la distribution de la puissance réactive de compensation de façon non équitable au niveau des centrales du réseau n'a pas conduit à ressentir un impact important. Cette compensation était de mode centralisé, donc la totalité de puissance réactive injectée passe à travers le réseau de transport. Nous essayons maintenant de passer au mode de compensation local, par le biais des batteries de condensateurs, de même puissance générée par la compensation synchrone (40 MVAR), qui seront placés au niveau de la partie la plus sensible de notre réseau, mentionnée précédemment (les nœuds KHZ, EHD et ANA).

Nous modélisons cette compensation sur simulation par une seule batterie de compensation de puissance totale de 40 MVAR, et nous connectons cette batterie sur trois positions proposées comme suit :

- P1 : Jeu de barres KHZ 220 kV,
- P2 : Jeu de barres EHD 220 kV,
- P3 : Jeu de barres EHD 60 kV.

La connexion de la batterie de compensation se fait indépendamment pour chaque une de ces positions, dans trois simulations différentes. Les résultats jumelés des plans de tension pour les jeux de barres KHZ 220 kV, EHD 220 kV, EHD 60 kV et ANA 60 kV de ces simulations sont présentés sur la figure IV.6.



**Figure IV.6** : Profils de tension après compensation synchrone et par batteries de compensation pendant les heures de pointes au niveau des nœuds des KHZ, EHD et ANA : (a) KHZ 220 kV, (b) EHD 220 kV, (c) EHD 60 kV, (d) ANA 60 kV

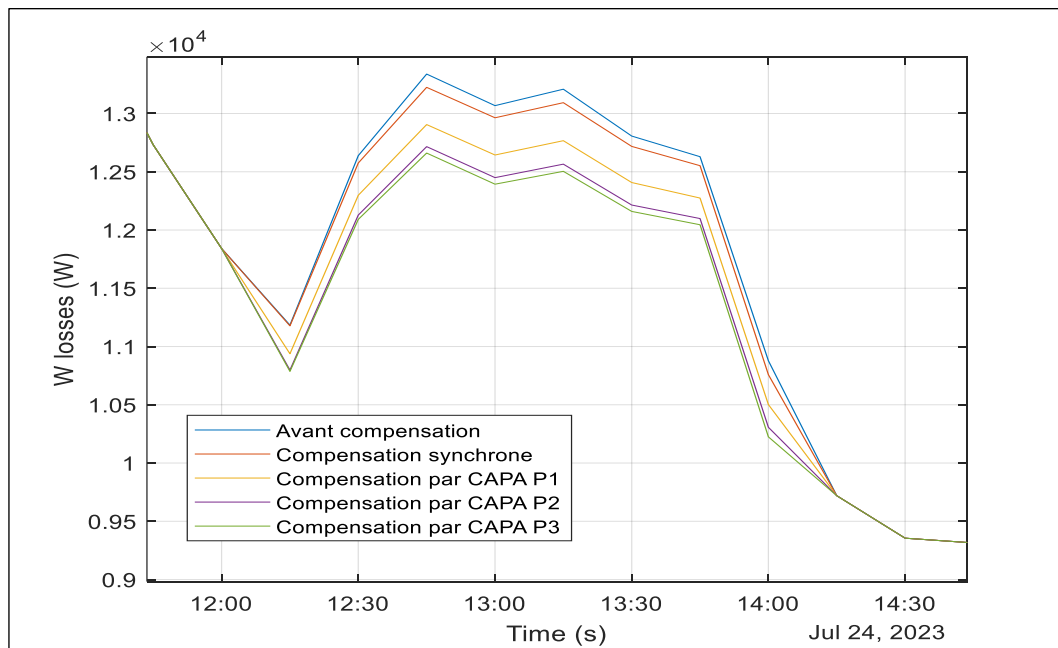
Nous remarquons que la compensation par batteries de condensateurs a élevé les profils de tension des jeux de barres KHZ 220 kV, EHD 220 kV, EHD 60 kV et ANA 60 kV d'une façon importante en comparant avec les tensions obtenues avec la compensation synchrone. Cela est dû à la concentration de la puissance réactive répartie sur les trois centrales en un point précis de la partie KHZ-EHD-ANA (P1 ou P2 ou P3). Cette compensation a contribué à augmenter les plans de tension des nœuds KHZ et EHD par une valeur de 1.5 % par rapport à la compensation synchrone et par 1 % dans le nœud de ANA. Cette différence de 0.5 % sur le ce nœud est due au fait que nous n'avons pas connecter un dispositif de compensation au niveau de ce dernier, bien évidemment, son plan de tension n'augmente pas de la même façon que les deux autres nœuds qui étaient connecté avec les batteries de compensation pendant les trois simulations.

La comparaison de l'effet de cette compensation aux trois positions mentionnées précédemment sur les profils de tension des nœuds KHZ, EHD et ANA indique que la compensation au niveau de EHD 60 kV a été la plus bénéfique pour les tensions de EHD 220 kV, KHZ 220 kV, EHD 60 kV ainsi ANA 60 kV, où les profils de tension arrivent à 102.5 %, 103%, 109.2 % et 110 % respectivement. Or que la compensation au niveau de KHZ 220 kV a eu un impact remarquable seulement sur son propre profil de tension, elle a permis de

l'augmenter jusqu'à 103.6 % de la tension nominale, par contre, elle était la moins modifiante des tensions des autres nœuds. Cela peut être dû que ce nœud s'agit d'un pur récepteur.

Il est à noter que la compensation dans P3 (EHD 60 kV) ne donne pas le meilleur résultat dans le nœud KHZ 220 kV, où le meilleur profil de tension a été obtenu par compensation dans le même nœud.

De plus, l'évaluation des pertes Joule engendrées par les différentes compensations appliquées dans notre réseau nous a permis d'obtenir les résultats illustrés sur la figure IV.7.



**Figure IV.7 :** Courbes des pertes actives dans le réseau avant et après compensation par compensateurs synchrones et par batteries de compensation pendant les heures de pointe

D'après cette figure, nous constatons la diminution des valeurs des pertes actives pendant les heures de pointe avec une marge de 2.5 kW jusqu'à 5.5 kW entre compensation synchrone et compensation par condensateurs. Cela est toujours dû à la répartition de la puissance générée par la compensation synchrone sur les trois nœuds de production. La compensation locale, de l'autre côté, permet de fournir le réactif demandé près des points de consommation, ce qui engendre considérablement la réduction des pertes dans les lignes.

Il est à noter que la compensation dans la position 3 a réduit les pertes par rapport aux autres compensations, situant dans un intervalle de 10.25 kW et 14 kW.

De ce fait, nous pouvons dire que la compensation locale effectuée sur le jeu de barres EHD 60 kV par une puissance de 40 MVAR, avec des batteries de condensateurs, représente la compensation la plus intéressante par rapport aux autres positions, car elle donne lieu à une sorte de compromis entre l'amélioration des plans de tension des nœuds du réseau et la diminution des pertes dans ce réseau.

Pour conclure, nous pouvons noter que l'exploitation de la compensation synchrone par un principe similaire à celle de la compensation par batteries de condensateurs (c'est-à-dire

l'application d'une compensation décentralisée locale au lieu d'une compensation centralisée) peut donner des résultats ambitieux concernant l'amélioration des plans de tension et la réduction des pertes actives dans les lignes lors les heures de pointe. Pour s'y faire, un modèle similaire à la génération d'énergie dispersée (GED) doit être appliqué, où, d'autres groupes de production de secours soient utilisés afin de contribuer à la compensation synchrone, comme les groupes existants au niveau des postes électriques, des hôpitaux ... etc.

#### **IV.5. Conclusion**

Dans ce dernier chapitre nous avons pu identifier les impacts de la compensation synchrone à puissance maximale, et aussi identifier la période efficace pour appliquer cette compensation. Et nous avons terminé par étudier la compensation par batteries de condensateurs pour comparer l'impact de compensation centralisée avec la compensation locale.

# Conclusion générale

## Conclusion générale

De nos jours, la réalisation et la conservation d'une alimentation électrique stable et robuste sans avoir des interruptions, ni des coupures a devenu parmi les principaux critères pour évaluer la sécurité énergétique. Pour notre pays, la continuité de l'alimentation de façon stable a constitué toujours un défi essentiel pour le gestionnaire des réseaux électriques.

Au cours des dernières années, l'Algérie a lancé des grands et divers investissements et projets avec plusieurs partenaires étrangers dans le but de l'amélioration de ses infrastructures énergétiques électriques et l'augmentation de la capacité de production énergétique. Ces initiatives visent à répondre à l'augmentation de la demande sur l'électricité et garantir la stabilité de l'alimentation fournie aux consommateurs. Cette demande croissante constitue la principale raison de l'apparition des pics de consommation électrique pendant des périodes spécifiques connues par les heures de pointe.

Le but de notre travail était d'analyser l'un des problèmes caractérisant ces heures de pointe, à savoir les chutes de tension, ainsi de proposer une solution pratique pour ce problème. Cette solution consiste à utiliser des groupes électrogènes de secours comme compensateurs synchrones pour générer de la puissance réactive, qui va contribuer au réglage de la tension. Ces derniers existent de façon non exploitée au niveau des centrales de production électriques, occupant un espace important et engendrant des coûts de maintenance considérables, il est donc utile de les exploiter pour cette technique.

Les résultats obtenus à partir la simulation sur ETAP confirment l'efficacité de ces compensateurs à l'augmentation de la tension de manière acceptable -arrivant à 1 %- lorsqu'ils sont intégrés pendant les heures de pointe. De plus, ces résultats montrent leur contribution importante à réduire les pertes actives dans les lignes de transmission par plus de 100 kW. Cette réduction des pertes permet de récupérer des coûts importants au long terme, contribuant ainsi à une gestion plus efficace des ressources.

L'exploitation des groupes de secours en tant que des compensateurs synchrones dans notre étude était une sorte de réglage centralisé de tension. Pour bien évaluer cette technique de ce point de vue, nous avons présenté à la fin de ce travail une étude comparative entre cette dernière, avec la technique de la compensation locale par batteries de condensateurs, au niveau les nœuds les plus sensibles du notre réseau. Ce qui a montré l'impact important de l'emplacement optimal de ces dispositifs de compensation dans le réseau. À titre d'exemple, nous avons noté une augmentation entre 2 % et 2.5 de la tension par rapport au régime ordinaire. Etant donné que les groupes de secours sont des dispositifs fixes, la compensation locale par leur biais se fait par l'application d'un modèle similaire à celui utilisé pour l'exploitation des GED, où d'autres groupes électrogènes situant sur les différents sites seront intégrés dans ce process.

## Références bibliographiques

## Références bibliographiques

- [1] Site officiel de la filiale SPE-SONELGAZ. Site web. <https://www.spe.dz/>.
- [2] Rapport de transfert de Centrale de Annaba vers l'unité de Skikda. Document interne. SPE-SONELGAZ. 2017.
- [3] Présentation de la centrale TG de Annaba lors une visite ministérielle. Document interne. SPE-SONELGAZ. 2009.
- [4] Pointe électrique : Mettons les choses au point. Fiche pédagogique. Observatoire de l'Industrie Electrique. 2020.
- [5] T. WILDI, G. SYBILLE. Electrotechnique, 3<sup>ème</sup> édition. Livre. De Boeck Université. 2000.
- [6] Site officiel de la filiale TOS-SONELGAZ. Site web. <https://www.sonelgaz-tos.dz/>.
- [7] B. BERSENEFF. Réglage de la tension dans les réseaux de distribution du futur. Thèse de doctorat. Université de Grenoble. 2010.
- [8] N. MESSAD, N. ZINET. Etude de la compensation de la puissance réactive dans un réseau de transmission d'énergie électrique. Thèse de master. Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou. 2014.
- [9] O. MAMMERI. Différentes méthodes de calcul de la puissance réactive dans un nœud à charge non linéaire en présence d'un système de compensation de l'énergie. Thèse de magister. Université de Batna. 2012.
- [10] M. S. ZERMAT, A. KLAI. Contribution de la protection à l'amélioration de la qualité d'énergie électrique. Mémoire d'ingéniorat. École Supérieure de technologies industrielles de Annaba. 2020.
- [11] T. SI AHMED. Etude comparative des différents moyens de compensation de l'énergie réactive. Mémoire d'ingéniorat. Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou. 2010.
- [12] O. K. DIENTA, A. TRAORE. Etude et simulation d'un poste HT/MT par le logiciel ETAP. Thèse de master. Université Abdelhamid Ibn Badis Mostaganem. 2019.
- [13] Site officiel de ETAP. <https://etap.com/>.
- [14] Schéma actuel du système production - Transport de l'électricité -année 2020-. Document interne. OS-SONELGAZ. 2021.
- [15] A. DJELLAD. Intégration des sources EnR au réseau électrique. Cours. École Nationale Supérieure de Technologie et d'Ingénierie de Annaba. 2024.
- [16] Décision D/22-15/CD du 29 décembre 2015 portant fixation des tarifs de l'électricité et du gaz. Décision ministérielle. Ministère de l'Énergie. 2015.