

République Algérienne Démocratique & Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur & de la Recherche Scientifique

Université du 20 Août 1955 - Skikda



Faculté de Technologie

Département de Génie Electrique



D012117003D

**THESE**

Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de

**DOCTEUR EN SCIENCES**

Spécialité: **ELECTROTECHNIQUE**

Option: **Modélisation & Simulation des Installations Electriques Industrielles**

**PAR**

**MEZHOUD NABIL**

**THEME**

---

**CONTRIBUTION A L'ETUDE DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE  
OPTIMAL D'UN RESEAU ELECTRIQUE MIXTE AC/DC/AC PAR LES  
FACTS INTELLIGENTS**

---

Soutenue le : **13 / 05 / 2017**

Devant le Jury composé de :

Président	<b>H. BOUZEKRI</b>	Prof.	Université du 20 Août 1955 - Skikda
Rapporteur	<b>S. LEULMI</b>	Prof.	Université du 20 Août 1955 - Skikda
Co- Rapporteur	<b>A. BOUKADOUM</b>	Prof.	Université du 20 Août 1955 - Skikda
Examineurs	<b>A. BAYADI</b>	Prof.	Université Ferhat Abbas - Sétif
	<b>A. GHERBI</b>	Prof.	Université Ferhat Abbas - Sétif
	<b>R. BOUZERARA</b>	MCA.	Université de Constantine 1
Invité	<b>O. BOUDEBOUZ</b>	MCA.	Université du 20 Août 1955 - Skikda

Année : 2017

## REMERCIEMENTS

Je tiens, tout particulièrement, à adresser mes premiers remerciements à Monsieur S. L'EUZMI Professeur à l'Université du 20 Août 1955-Skikda, pour la confiance et le soutien apportés tout au long de cette période, pour ses remarques constructives, pour ses qualités humaines, surtout la confiance et la liberté dont lui a fait preuve, pour ses compétences et sa disponibilité dont il a fait preuve en dirigeant ce travail.

Je tiens à remercier, également, Monsieur A. BOUKADOUM, Professeur à l'Université du 20 Août 1955-Skikda, pour avoir accepté la codirection de cette thèse et de son soutien, aide et encouragements tout au long de la réalisation de ce travail.

Je remercie, également, Monsieur H. BOUZEKRI, Maître de Conférences à l'Université du 20 Août 1955-Skikda, de ses profonds conseils et de l'honneur qu'il me fait en présidant le jury de cette thèse.

Je tiens à remercier, également :

Mr. A. BAYADI, Professeur à l'Université Farhat Abbas-Sétif.

Mr. A. GHARBI, Professeur à l'Université Farhat Abbas-Sétif.

Mr. R. BOUZERARA, Maître de Conférences à l'Université de Constantine 1.

Mr. O. BOUDEBOUZ, Maître de Conférences à l'Université du 20 Août 1955-Skikda.

Pour avoir dépensés beaucoup de temps pour la lecture de la thèse et d'avoir acceptés de juger mon travail.

Mes remerciements vont, également, aux membres du laboratoire «LES», au corps administratif de l'Université du 20 Août 1955-Skikda.

Mes remerciements vont, également, à tous les membres de ma famille qui m'ont aidé de plusieurs manières et pour leur irremplaçable précieux soutien durant toutes ces longues années, que je ne peut le décrire. Ceci fait valoir ma grande reconnaissance et gratitude.

Enfin, je remercie ma femme, **Imane**, qui m'accompagne et me soutient dans le temps de cette thèse, pour sa patience et sa compréhension. Et je n'oublie pas mes petits enfants, **Ayhème** & **Mohamed** qui, à son naissance, marque un nouveau espoir de ma vie.

## DÉDICACES

A ma mère

A mon père

A ma femme & mes enfants '**Ayhème** & **Mohamed**'

A mes frères & sœurs

A toute ma grande famille

A mes amis

A tous ceux qui veulent savoir

## مساهمة في دراسة سريان الطاقة الأمثل لشبكة كهربائية هجينة AC\DC\AC باستعمال أجهزة الـ FACTS الذكية

### تمهيد

التطور الملحوظ في مجال الكترونيات القوى، أدى إلى ظهور أجهزة أو عناصر جد قوية ودقيقة، ذات موثوقية وإستجابة سريعة، فعالة وجد مفيدة في الاستغلال والتشغيل الاقتصادي والأمني للشبكات الكهربائية المتطورة. من بين هذه العناصر الجديدة، نذكر، استخدام الربط بالتيار المستمر HVDC .

في هذا البحث، سنقدم مساهمة في حل مشكل سريان الطاقة الأمثل لشبكة كهربائية هجينة AC\DC\AC. وذلك، باستعمال بعض خوارزميات تحاكي الطبيعة مع ادراج اجهزة الـ FACTS الذكية في الأنظمة الكهرطاقوية المتطورة أو المعاصرة.

الغرض الرئيسي، من هذا العمل، هو تقليص دالة الهدف العامة، الضرورية لضمان التوازن الأفضل في النظام الدائم، بين إنتاج وإستهلاك الطاقة الكهربائية في الشبكات الكهربائية الهجينة AC\DC\AC. الدالة التي تحقق هذا التوازن تمثل بدالة غير خطية، مع مراعاة بعض الشروط والإجهادات الضرورية، منها، المتساوية وغير المتساوية.

دالة الهدف العامة، تمثل التقليل من كلفة إنتاج الطاقة الكهربائية وكذلك، الضياعات الناجمة عن الاستطاعة الفعالة مع المحافظة على كل من استطاعات المولدات، توترات القضبان، سعة المكثفات المتوازية، محاثات المفاعلات التسلسلية ونسبة تحويل المحولات ضمن الحدود المسموح بها.

ادراج اجهزة الـ FACTS الذكية واستعمال جهاز النقل أو الربط بالتيار المستمر HVDC مع اختيار خوارزميات تحاكي الطبيعة هم الاهداف والغاية المرجوة من اجل حل مشكل سريان الطاقة الأمثل لشبكة كهربائية هجينة متطورة AC\DC\AC.

زيادة على هذا، سنستدرج ونقدم دراسة مفصلة لمشكل سريان الطاقة الأمثل بدون ادراج جهاز النقل بالتيار المستمر HVDC باستعمال التقنيات، السابقة الذكر، في الشبكات الكهربائية الكلاسيكية (AC).

حل هذه المشكلة تم بتطبيق طريقة النقط الداخلية الكلاسيكية و 3 تقنيات جديدة أو متطورة، منها : خواريزم سرب الطيور(PSO)، الخواريزم الوراثي (AG) وخواريزم مستعمرة النمل (ACO).

الطرق المذكورة أعلاه، ستعزز بتطبيقها على نوع من منظومات مرجعية لشبكة كهربائية معلومة : 14 IEEE JdB. النتائج المتحصل عليها في بحثنا، ستعزز وتثمن بمقارنتها مع مراجع جد معروفة ومقررة. بعض الأقتراحات، من أجل أفاق وتكملة هذا العمل في بحثنا المستقبلية، العلمية أو التكنولوجية ستجد، بالتأكيد، مكانتها في آخر مطاف هذا العمل.

**كلمات المفتاح :** شبكة كهربائية هجينة AC\DC\AC، سريان الطاقة الأمثل الهجين، توتر عالي تيار مستمر (HVDC)، الـ FACTS الذكية، خوارزميات تحاكي الطبيعة،

## ***Contribution to the OPF Study of a Mixed AC/DC/AC Electrical Networks Using Intelligent FACTS Devices***

### **ABSTRACT**

*The eminent appearance of the power electronics has introduced new components or links, very powerful, reliable, efficient and very useful for the security and economic operation of the modern electrical networks. Among these new links, we mention the use of DC link.*

*In this research, we endeavor to contribute to the solution of the optimal power flow of a mixed AC/DC/AC electrical network by the application of the meta-heuristics optimization techniques, including of intelligent FACTS devices.*

*Our main goal is to minimize the objective function necessary for a best balance, between the energy production and its consumption in the mixed AC/DC/AC electrical networks, under normal operation. The function characterizing this balance is presented in the form of a nonlinear function, taking into account the necessary constraints of equality and of inequality.*

*The objective function is a minimization of the cost function of the power generation and active power losses while preserving the powers of the generators, the voltages magnitudes, the capacitors of the shunts condensers, the inductances of the series reactors and the ratios of the transformers within acceptable limits.*

*The incorporation of the intelligent FACTS, the introduction of the HVDC system or a DC link and the méta-heuristic optimization techniques will be the main object of this study for the OPF of the mixed AC/DC/AC modern network.*

*Furthermore, we will undertake, in detail, the study of the OPF without DC link under the use of the above indicated techniques, for the traditional AC electrical networks.*

*This optimization will be based, on the application of the interior point method (IPM) and of 3 optimization techniques known as modern or new methods such as : Particle swarm optimization (PSO), genetic algorithm (GA) and ant colony optimization (ACO).*

*These techniques will be examined and tested on the type of standard network, namely the IEEE-14bus system, for an eventual validation and comparison of the obtained results with well known references.*

*Some perspective propositions and the continuation of this work for future doctoral (HDR) and scientific or technological research will, certainly, be evocated at the end of this study.*

**Keywords** : *Mixed AC/DC/AC electrical networks; Mixed optimal power flow (MOPF); High voltage direct current (HVDC); Intelligent FACTS; Meta-heuristics methods.*

## ***Contribution à l'Etude de l'EPO d'un Réseau Electrique Mixte AC/DC/AC par les FACTS Intelligents***

### **RESUME**

*L'émergence prépondérante de l'électronique de puissance a introduit de nouveaux composants ou liens, très puissants, fiables, efficaces et très utiles pour le fonctionnement sécuritaire et économique des réseaux électriques modernes. Parmi ces nouveaux liens, nous citons l'emploi des liaisons CC (DC links).*

*Dans cette recherche, nous essayons à contribuer à la solution de l'écoulement de puissance optimal d'un réseau électrique mixte AC/DC/AC par l'application des techniques d'optimisation méta-heuristiques en présence des dispositifs FACTS intelligents dans les systèmes électro-énergétiques modernes.*

*Notre but principal est de minimiser la fonction objective nécessaire pour un meilleur équilibre, en régime permanent, entre la production de l'énergie électrique et sa consommation dans les réseaux électriques mixtes AC/DC/AC. La fonction caractérisant cet équilibre se présente sous forme d'une fonction non linéaire, en tenant compte des contraintes d'égalités et d'inégalités nécessaires.*

*La fonction objective est une minimisation de la fonction coût de production de l'énergie électrique et des pertes de la puissance active tout en conservant les puissances des générateurs, les amplitudes des tensions, les capacités des condensateurs shunts, les inductances des réacteurs séries et les rapports des transformateurs dans des limites acceptables.*

*L'incorporation des FACTS intelligents, l'introduction du système ou d'une liaison CC (HVDC system or DC link) et les techniques d'optimisation méta-heuristiques feront l'objet principal de cette étude en vue de l'optimisation de l'EPO d'un réseau mixte AC/DC/AC moderne.*

*De plus, nous étalerons sur le traitement du problème de l'EPO sans liaison CC par l'utilisation des techniques sues – indiquées pour les réseaux électriques classiques (AC).*

*Cette optimisation sera basée sur l'application de la méthode du point intérieur (PI) et 3 techniques d'optimisation dites modernes ou nouvelles telles que l'optimisation par essais de particules (OEP, les algorithmes génétiques (AG) et les algorithmes de colonies de fourmis (ACF).*

*Ces techniques seront appliquées sur un type du réseau standard, à savoir le réseau d'IEEE-14 JdB pour une éventuelle validation et comparaison des résultats avec des références bien établies.*

*Les propositions sur les perspectives et la continuation de ce travail pour de futures recherches doctorales (HDR) et scientifiques ou technologiques auront, certainement, leur part en fin de ce travail.*

**Mots clés :** Réseaux électriques mixtes AC/DC/AC ; Ecoulement de puissance optimal mixte (EPOM ; Haute tension à courant continu (HTCC) ; FACTS intelligents ; Méthodes méta-heuristiques.

## LISTE DES ACRONYMES

Abréviations	Dénominations
ACF	Algorithme des colonies de fourmis
ACO	Ant colony optimization
ACS	Ant colony system
AE	Algorithmes évolutionnaires
AG	Algorithmes génétiques
AC-AC	Alternating current- alternating current
AC-DC	Alternating current-direct current
AS	Ant System
ASC	Advanced series capacitor
ASVC	Advanced static VAR compensator
ATC	Available transfert capability
CB	Circuit breaker
CBM	Capacity of benefit margin
CCL	Convertisseurs de commutation de ligne
CCT	Condensateurs commandés par des thyristors
CILEP	Contrôleur inter ligne de l'écoulement de puissance
CS	Compensateur statique/condensateur statique
CST	Convertisseur de source de tension
CRS	Compensateur réactif statique
CRSA	Compensateur réactif statique avancé
CSC	Current source converter
CSCT	Compensateur série contrôlé par des thyristors
CSSS	Compensateur synchrone statique série
CUEP	Contrôleur unifié de l'écoulement de puissance
DE	Differential evolution
DEUS	Differential evolution-updating strategy
DC-AC	Direct current-alternating current
DC-DC	Direct current-direct current
ED	Evolution différentielle
EDOEP	Evolution différentielle-Optimisation par essaims de particules
EMTP	Electromagnetic transients program
EP	Ecoulement de puissance
EPD	Essaim de particule discrète
EPNR	Ecoulement de puissance par la méthode de Newton-Raphson
EPO	Ecoulement de puissance optimal
EPOM	Ecoulement de puissance optimal mixte
EPQ	Ecoulement de puissance réactive
EPRI	Electric power research institute
ETC	Existing transmission commitment
FA	Fonction d'adaptation
FACTS	Flexible alternating current transmission system
FTDE	Facteur de transport et de distribution d'énergie
G	Générateur
GA	Genetic algorithm
GRS	Générateur réactif statique
GTO	Gate turn-off
GW	Giga-watts
HT	Haute tension

HVDC	High voltage direct current
HTCC-CST	Haute tension courant continu-convertisseurs de source de tension
IA	Intelligence artificielle
ICEN	International conference on electrical networks
IEEE	Institute of electrical and electronic engineering
IFM	Implication floue multi-dimensionnelle
IGBT	Insulated gate bipolar transistor
IGCT	Insulated gate controlled thyristor
IJAEA	International Journal of advanced engineering applications
IPFC	Interline power flow controller
JdB	Jeux de barres
KCL	Kirchoff's current law (Loi des nœuds)
KKT	Karush-kuhn-tucker
kV	Kilo-Volt
KVL	Kirchoff's voltage law (Loi des mailles)
km	Kilo-mètre
LF	Logique floue
LTC	Load tap changer
MC	Monte carlo
MG	Méthodes de gradient
MMAS	Max-nin ant system
MLI	Modulation de largeur d'impulsion
MN	Méthode de Newton
MNR	Méthode de Newton-raphson
MQN	Méthodes quasi-Newton
MPI	Méthode de point intérieur
MS	Méthode du simplexe
MT	Moyenne tension
NAERC	North american electric reliability council
OEP	Optimisation par essaims de particules
PAR	Régulateur d'angle de phase
PD	Programmation dynamique
PEMT	Programme électro-magnétique Transitoire
PI	Point intérieur
PL	Programmation linéaire
PLS	Programmation linéaire successive
PNL	Programmation non linéaire
PQ	Jeux de barres de charge/Programmation quadratique
PQS	Programmation quadratique séquentielle/programmation quadratique successive
PSO	Particle swarms optimization
PSOUS	Particle swarms optimization Updating Strategy
PTDC	Production, transport, distribution et consommation
PV	Jeux de barres générateurs
QP	Quadratique programming
RA	Référence auxiliaire
RAPCT	Régulateur d'angle de phase commandée par thyristor
RCFCT	Résistance de coupure ou de freinage commandée par des thyristors
RCT	Réactance commandée par des thyristors
RE	Réseau électrique
RNA	Réseaux de neurones artificiels

RO	Référence originale
RPQ	Répartition de puissance réactive
RS	Recuit simulé
RSCT	Réacteur série contrôlé par des thyristors
RSRT	Réacteur série commuté par des thyristors
RT	Recherche tabou
STP	Sources de tension parallèle
STS	Sources de tension série
RUS	Random updating strategy
SPI	Substitution des puissances injectées
SSSC	Static synchronous series compensator
ST	Stabilité transitoire
STATCOM	Static compensator
STATCON	Static condenser
STE	Système de transmission électrique
SQP	Sequentielle quadratique programming
SVC	Static VAr compensator
SVG	Static VAr generator
TCBR	Thyristor controlled breaking resistor
TCPS	Thyristor controlled phase shifter
TCPAR	Thyristor controlled phase angle regulator
TCR	Thyristor controlled reactor
TCSC	Thyristor controlled series capacitor
TCSR	Thyristor controlled series reactor
TIA	Technique d'intelligence artificielle
TSC	Thyristor switched capacitor
TSSC	Thyristor switched series capacitor
TSSR	Thyristor switched series reactor
TSP	Travelling salesman problem
TRM	Transmission reliability margin
TTC	Total tranfer capacity
TXF	Transformateur (x)
UHT	Ultra haute tension
UPFC	Unified power flow controller
US	Updating strategy
VEGA	Vector evolved genetic algorithm
VSC	Voltage source converter



## LISTE DES SYMBOLES

Symboles	Dénomination	Unités
$B$	Susceptance	[1/Ω]
$B_{fix}$	Susceptance fixe	[1/Ω]
$B_{SVC}$	Susceptance équivalente du SVC	[1/Ω]
$B_{TCR}$	Susceptance équivalente du TCR	[1/Ω]
$C$	Capacité/Compensateur	[C]
$D$	Puissance de distorsion	[W]
$\vec{E}$	Champ électrique	[kV/cm]
$E_{air}$	Champ électrique critique de l'air	[kV/cm]
$E_g$	Force électromotrice	[V]
$F$	Fonction d'adaptation	/
$f$	Fréquence	[Hz]
$f(x,u)$	Fonction objective	/
$G$	Conductance	[1/Ω]
$g$	Vecteur du gradient	/
$g(x,u)$	Contrainte d'égalité	/
$H$	Matrice du Hessien	/
$h$	Harmonique	/
$h(x,u)$	Contrainte d'inégalité	/
$J$	Matrice du Jacobien	/
$L$	Lagrangien / Admittances mutuelles des JdB éliminés	/
$m_a$	Rapport de modulation d'amplitude	/
$n$	Rapports de transformation	/
$P$	Puissance active	[W]
$P_C$	Puissance active de charge ou consommée	[W]
$P_G$	Puissance active générée	[W]
$P_G^{max}$	Puissance active générée maximale	[W]
$P_G^{min}$	Puissance active générée minimale	[W]
$P_{Gi}$	Puissance active générée au JdB $i$	[W]
$P_i$	Puissance active au JdB $i$	[W]
$P_L/P_J$	Perte par effet Joule	[W]
$P_{pert}$	Pertes de la puissance active	[W]
$p_i^{max}$	Puissance active maximale au JdB $i$	[W]
$p_i^{min}$	Puissance active minimale au JdB $i$	[W]
$P_{send}$	Puissance active au JdB de transmission	[W]
$P_{rec}$	Puissance active au JdB de réception	[W]
$Q$	Puissance réactive	[VAr]
$Q_C$	Puissance réactive de charge ou consommée	[VAr]
$Q_G$	Puissance réactive générée	[VAr]
$Q_G^{max}$	Puissance réactive générée maximale	[VAr]

$Q_G^{min}$	Puissance réactive générée minimale	[VAr]
$Q_{gi}$	Puissance réactive générée au JdB $i$	[VAr]
$Q_i$	Puissance réactive au JdB $i$	[VAr]
$Q_{lim}$	Limites de la puissance réactive	[VAr]
$Q_i^{max}$	Puissance réactive maximale au JdB $i$	[VAr]
$Q_i^{min}$	Puissance réactive minimale au JdB $i$	[VAr]
$Q_{pert}$	Pertes de la puissance réactive	[VAr]
$Q_{rec}$	Puissance réactive au JdB de réception	[VAr]
$Q_{send}$	Puissance réactive au JdB transmission	[VAr]
$Q_{SVC}$	Puissance réactive du SVC	[VAr]
$R$	Résistance	[ $\Omega$ ]
$R_{ik}$	Résistance ohmique des conducteurs entre le JdB $i$ et le JdB $k$	[ $\Omega$ ]
$S$	Puissance apparente	[VA]
$S_C$	Puissance apparente consommée	[VA]
$S_G$	Puissance apparente générée	[VA]
$s$	Section de la ligne	[mm <sup>2</sup> ]
$U$	Tension complexe	[V]
$u$	Vecteur des variables de contrôle	/
$V$	Tension simple	[V]
$V_{cR}$	Amplitude de la tension du convertisseur série	[V]
$\bar{V}_i$	Module de la tension au JdB $i$	[V]
$V_i^{max}$	Tension maximale au JdB $i$	[V]
$V_i^{min}$	Tension minimale au JdB $i$	[V]
$\bar{V}_i$	Module de la tension au JdB $i$	[V]
$V_L$	Amplitude de la tension de la ligne	[V]
$V_r$	Tension de réception	[V]
$V_s$	Tension de transmission	[V]
$V_{vR}$	Amplitude de la tension du convertisseur parallèle	[V]
$R^n$	Ensemble des nombres réels	/
$w$	Vitesse angulaire	[rad/s]
$X$	Réactance	[1/ $\Omega$ ]
$x$	Vecteur des variables d'état	/
$X_C$	Réactance capacitive	[1/ $\Omega$ ]
$X_{CSC}$	Réactance du compensateur commandé en série	[1/ $\Omega$ ]
$X_L$	Réactance inductive	[1/ $\Omega$ ]
$X_{TCSC}$	Réactance du TCSC	[1/ $\Omega$ ]
$X_s$	Réactance de synchronisme	[1/ $\Omega$ ]
$X_s'$	Réactance transitoire du générateur	[1/ $\Omega$ ]
$X_s''$	Réactance subtransitoire du générateur	[1/ $\Omega$ ]
$x^*$	Solution optimale	/
$x^0$	Point initial	/
$Y_{JdB}$	Matrice d'admittance nodale	[1/ $\Omega$ ]
$Y_{Ligne}$	Admittance de ligne	[1/ $\Omega$ ]

$Y_p$	Admittance shunt	[1/ $\Omega$ ]
$Z_g$	Impédance du générateur	[ $\Omega$ ]
$Z_{JdB}$	Matrice d'impédance nodale	[ $\Omega$ ]
$Z_{Ligne}$	Impédance de ligne	[ $\Omega$ ]
$Z_s$	Impédance série	[ $\Omega$ ]
$\alpha$	Nombre des phase/Angle d'amorçage du thyristor	[deg]
$\alpha_{SVC}$	Angle d'amorçage du SVC	[deg]
$\alpha_{TCSC}$	Angle d'amorçage du TCSC	[deg]
$\delta_{cR}$	Angle d'amorçage du convertisseur série	[deg]
$\delta_i$	Angle de phase de la tension au JdB $i$	[deg]
$\delta_j$	Angle de phase de la tension au JdB $j$	[deg]
$\delta_L$	Angle de phase de la tension de ligne	[deg]
$\theta_{ij}$	Angle de phase de l'admittance	[deg]
$\delta_{vR}$	Angle d'amorçage du convertisseur parallèle	[deg]
$\sigma$	Angle de conduction	[deg]
$\lambda$	Multiplicateur de Lagrange	/
$\varepsilon_i$	Erreur / Critère d'arrêt	/
$\eta$	Visibilité	/
$\tau_{ij}(t)$	Intensité de la piste	/
$\mu$	Univers de discours	/
$\Delta V$	Chute de tension	[V]

## LISTE DES FIGURES

Figure	Titres	Pages
2.1	Schéma unifilaire d'une transmission radiale simple de puissance.	34
2.2	Modèles des différents éléments en [pu] du schéma descriptif (unifilaire).	35
2.3	Schéma équivalent simplifié par phase du circuit en [pu].	35
2.4	Modèle simplifié du générateur en régime équilibré.	36
2.5	Schémas de principe des régulateurs de tension.	37
2.6	Modes de réglage central.	38
2.7	Modes de réglage local.	39
2.8	Représentation des transformateurs à 2 enroulements dans le système de conversion unitaire	40
2.9	Impédance de l'enroulement secondaire d'un transformateur ramenée à son enroulement primaire.	40
2.10	Représentation des lignes courtes et moyennes.	42
2.11	Représentation cellulaire & schéma équivalent d'une ligne longue $l > 300$ [km].	42
2.12	Caractéristiques de la charge avec modèles à puissance constante, à courant constant et à impédance (admittance) constante.	43
2.13	Modèles des charges linéaires dynamiques.	44
2.14	Compensateurs & réacteurs classiques.	45
2.15	Schéma monophasé équivalent d'une ligne courte & son diagramme vectoriel.	47
2.16	Principe de fonctionnement d'un système à 2 JdB indépendants.	49
2.17	Schéma représentant l'injection de la puissance dans les JdB.	49
3.1	Types de compensateurs parallèles à base de thyristors.	57
3.2	Types de compensateurs parallèles à base de GTO thyristors.	59
3.3	Types de compensateurs séries.	60
3.4	Schéma & caractéristique statique du SSSC.	61
3.5	Schéma de base, caractéristique et diagramme vectoriel du CSC & du PAR.	62
3.6	Types de compensateurs hybrides.	63
3.7	Circuit de base du TCR.	64
3.8	Formes des courants d'onde du TCR.	65
3.9	Circuit triphasé du TCR.	66
3.10	Représentation triphasée du SVC.	68
3.11	Structure physique & circuit équivalent du TCSC.	70
3.12	Circuit électrique & courant asymétrique du TCSC.	71
3.13	Formes d'onde de tension & du courant du TCSC.	74
3.14	Structure du TCSC et sa caractéristique de $X_{TCSC}$ .	75
3.15	Structure & circuit équivalent du STATCOM.	77
3.16	Structure & circuit équivalent du SSSC.	78
3.17	Représentation schématique de l'UPFC [18] & [45].	79
3.18	Actions possibles pour le réglage du transfert de puissance active & des dispositifs susceptibles	80
3.19	Modèle conventionnel de l'EP du SVC.	81
3.20	Susceptance shunt variable.	82
3.21	Représentation du groupe SVC – transformateur.	83
3.22	Circuit équivalent du TCSC.	85
3.23	Différentes fonctions de contrôle du système FACTS.	92
4.1	Coût d'une transmission en fonction de la longueur d'une ligne.	96

4.2	Convertisseur de source de tension.	100
4.3	Modulation sinusoïdale bipolaire.	101
4.4	Représentation schématique du système HTCC-CST.	102
4.5	Schéma d'un système HTCC avec accessoires associées.	103
4.6	Système de transmission HTCC-CST.	107
6.1	Dominance et front de Pareto.	135
6.2	Méthode d'agrégation.	136
6.3	Stratégie de déplacement d'une particule.	146
6.4	Concept de modification et de recherche de l'OEP.	147
6.5	Illustration de la capacité des fourmis à chercher de la nourriture en minimisant leur parcours.	154
6.6	Fourmis suivant une piste de phéromone.	156
6.7	Expérience de sélection des branches les plus courtes par une CF.	157
7.1	Pistes de phéromone peuvent être associées.	185
7.2	Espace de recherche à plusieurs phases.	187
7.3	Configuration individuel des dispositifs FACTS.	195
8.1	Résultats de simulation de l'EP du réseau test sans FACTS.	200
8.2	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec SVC installé au JdB 9.	201
8.3	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec SVC installé au JdB 14	202
8.4	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec 2 SVC installés aux JdB 9 & 14.	203
8.5	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec STATCOM installé au JdB 9.	204
8.6	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec STATCOM installé au JdB 14.	205
8.7	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec TCSC installé dans la ligne 2-4.	206
8.8	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec TCSC installé dans la ligne 4-5.	207
8.9	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec UPFC installé dans la ligne 2-4.	208
8.10	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec UPFC installé dans la ligne 4-5.	209
8.11	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec HVDC installé dans la ligne 2-4.	211
8.12	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec HVDC installé dans la ligne 4-5	212
8.13	Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec 2 HVDC installés dans la ligne 2-4 et 4-5.	213
8.14	Variations des puissances active & réactive générées; (a) P générées et (b) Q générées.	213
8.15	Résultats de l'EPO du réseau test sans HTCC et avec FACTS obtenus par la MPI.	214
8.16	P & Q transitées, pertes actives & réactives sans HTCC & avec FACTS obtenus par la MPI.	215
8.17	P & Q générées, V & $\delta$ des tensions avec HTCC obtenus par la MPI.	216
8.18	P & Q transitées, pertes actives et réactives dans les lignes avec HTCC obtenus par la MPI.	217
8.19	Résultats de simulation de l'EPOM obtenus par la MPI.	218
8.20	Variation des puissances actives & réactives générées, les amplitudes & les angles de phase	219
8.21	Caractéristiques de convergence de la MPI appliquée au réseau test sans & avec HTCC.	220
8.22	Résultats de l'EPO du réseau test obtenus par l'OEP.	221
8.23	Résultats de l'EPOM obtenus par l'OEP avec HTCC remplace la ligne 2-4.	222
8.24	Résultats de l'EPOM obtenus par l'OEP avec HTCC remplace la ligne 4-5.	223
8.25	Résultats de l'EPOM obtenus par l'OEP avec 2 HTCC.	224
8.26	Variations des P & Q générées du réseau test après l'optimisation par la méthode OEP.	224
8.27	Convergence de l'OEP; sans HTCC, avec HTCC-1, avec HTCC-2 et avec 2 HTCC's.	226
8.28	Comparaison entre les amplitudes de tension nodales du réseau test obtenus par l'OEP.	226
8.29	P & Q générées, V & $\delta$ des tensions du réseau test sans HTCC obtenus par les AG.	228
8.30	Variations des P & Q générées du réseau test après l'optimisation par les AG's.	229
8.31	Caractéristique de convergence des AG's appliqués au réseau test sans & avec HTCC.	230

8.32	Comparaison entre les amplitudes de tensions du réseau test obtenus par les AG's.	231
8.33	Résultats de l'EPO du réseau test obtenus par l'ACF.	232
8.34	Résultats de l'EPOM du réseau test obtenus par l'ACF avec HTCC remplace la ligne 2-4.	233
8.35	Résultats de l'EPOM du réseau test obtenus par l'ACF avec HTCC remplace la ligne 4-5.	234
8.36	Résultats de l'EPOM du réseau test obtenus par l'ACF avec 2 HTCC.	235
8.37	Variations des P & Q générées après l'optimisation par l'ACF.	235
8.38	Convergence de l'ACF appliquée au réseau test.	237
8.39	Comparaison entre les tensions du réseau test obtenus par l'ACF.	237
8.40	Tension des JdB du réseau test avant & après placement optimal du SVC.	238
8.41	Tension des JdB du réseau test avant & après placement optimal du STATCOM.	239
8.42	Pertes actives du réseau test après placement optimal du STATCOM.	239

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Titres	Pages
2.1	Différents types de JdB.	52
5.1	Etude Comparative entre les techniques d'optimisation classiques.	129
6.1	Paramètres constants de l'algorithme ACF.	162
6.2	Gammes des paramètres variables de l'ACF.	162
8.1	Résumée des résultats de l'EP (impact des FACTS)	210
8.2	Paramètres de contrôle du système HTCC du réseau test.	210
8.3	Amplitudes & angles de phase des tensions du réseau test non modifié.	215
8.4	Résultats de l'EPOM CA/CC/CA obtenus par la MPI appliquée au réseau test.	220
8.5	Résultats de l'EPO mixte CA/CC/CA du réseau test obtenues par la méthode OEP.	225
8.6	Variables de contrôle pour la meilleure solution du réseau test.	225
8.7	Résumé de solution de l'EPO mixte CA/CC/CA du réseau test obtenues par l'OEP.	226
8.8	Résultats de l'EPOM CA/CC/CA avec variations des paramètres de l'OEP du réseau test.	227
8.9	Paramètres des AG's utilisés.	227
8.10	Résumé de solution des AG's appliqué à l'EPO mixte CA/CC/CA du réseau test.	228
8.11	Résultats de l'EPOM CA/CC/CA du réseau test avec la variation des paramètres des AG's.	229
8.12	Variables de contrôle pour la meilleure solution du réseau test.	230
8.13	Résultats de l'EPOM CA/CC/CA du réseau test avec la variation des paramètres des AG's	231
8.14	Résultats de l'EPO mixte CA/CC/CA du réseau test obtenues par l'ACF.	236
8.15	Variables de contrôle pour la meilleure solution du réseau test.	236
8.16	Résumé de solution de l'EPO mixte CA/CC/CA du réseau test obtenues par l'ACF.	236
8.17	Résultats d'emplacement du SVC au réseau test.	238
8.18	Résultats d'emplacement optimal du STATCOM au réseau test.	238
8.19	Comparaisons entre les différents résultats de l'EPO & de l'EPOM sans & avec FACTS.	241

## TABLE DES MATIERES

REMERCIEMENTS & DEDICACES

تمهيد

ABSTRACT

RESUME

LISTE DES ACRONYMES

LISTE DES SYMBOLES

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

### 1 - GENERALITES

1.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS	01
1.1.1 - Préambule	01
1.1.2 - Objectifs	05
1.2 - ETUDE & SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE	05
1.3 - POSITION DU PROBLEME	18
1.4 - OBJECTIFS & CONTRIBUTIONS SOUHAITES	19
1.4.1 - Objectifs	19
1.4.2 - Contributions	19
1.5 - ORGANISATION DE LA THESE	20
1.6 - TRAVAUX SCIENTIFIQUES	21
1.6.1 - Publications	21
1.6.2 - Communications	21
1.6.3 - Encadrements	21
1.7 - CONCLUSION	22

### 2 - MODELISATION DES RESEAUX ELECTRIQUES EQUILIBRES & FORMULATION DU PROBLEME DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE

2.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS	23
2.1.1 - Préambule	23
2.1.2 - Objectifs	24
2.2 - PRODUCTION & TRANSPORT DE L'ENERGIE ELECTRIQUE	24
2.2.1 - Production de l'énergie électrique	25
2.2.2 - Interconnexion, transport & distribution de l'énergie électrique	25
2.3 - FORMULATION DU PROBLEME DE L'EP	31
2.4 - BILAN DE TRANSIT DE PUISSANCE	32
2.5 - MODELISATION DES DIFFERENTS ELEMENTS DU RESEAU NON POLLUE	36
2.5.1 - Générateurs & régulateurs	36
2.5.2 - Transformateurs	39
2.5.3 - Lignes & câbles	40



2.5.4 - Charges linéaires & non linéaires statiques et dynamiques	43
2.5.5 - Compensateurs & réacteurs classiques	45
2.5.6 - Compensateurs & réacteurs modernes	46
2.6 - LOIS D'ECHANGES D'ENERGIE TRANSITEE A TRAVERS UNE LIGNE	46
2.6.1 - Puissance active & réactive	46
2.6.2 - Cas des lignes courtes	46
2.6.3 - Réglage des transits de puissance active	47
2.7 - FORMULATION DES EQUATIONS DE L'EP	48
2.7.1 - Caractéristiques des équations d'EP	52
2.7.2 - Principe de base de la solution de l'EP	53
2.7.3 - Contraintes pratiques sur les variables	53
2.8 - CONCLUSIONS	53

### **3 - CHOIX & MODELISATION DES FACTS POUR L'ETUDE DE L'EOULEMENT DE PUISSANCE**

3.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS	55
3.1.1 - Préambule	55
3.1.2 - Objectifs	55
3.2 - ELECTRONIQUE DE PUISSANCE & RESEAUX FUTURS	55
3.3 - FACTS CLASSIQUE : MOYENS DE CONTROLE, DE COMPENSATION & DE STABILITE	55
3.4 - CLASSIFICATIONS DES SYSTEMES FACTS	56
3.4.1 - Compensateurs parallèles	56
3.4.2 - Compensateurs séries	59
3.4.3 - Compensateurs hybrides : Série - parallèle	61
3.5 - MODELISATION & SIMULATION DES DISPOSITIFS FACTS	64
3.5.1 - TCR	64
3.5.2 - SVC	67
3.5.3 - TCSC	69
3.5.4 - STATCOM	76
3.5.5 - SSSC	77
3.5.6 - UPFC	78
3.6 - APPLICATION DES DISPOSITIFS FACTS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES	80
3.6.1 - SVC	80
3.6.2 - TCSC	84
3.6.3 - STATCOM	87
3.6.4 - UPFC	88
3.6.5 - Initialisation efficace des contrôleurs FACTS	91
3.7 - POSSIBILITES DE CONTROLEURS BASES SUR LES VSC	92
3.8 - CONCLUSIONS	93

### **4 - CHOIX & MODELISATION DU HTCC**

4.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS	94
4.1.1 - Préambule	94
4.1.2 - Objectifs	94
4.2 - SYSTEME HTCC OU HVDC	95
4.2.1 - Historique	95

4.2.2 - Choix et comparaison entre les systèmes HTCC et HTCA	95
4.2.3 - Avantages d'un système de transmission à HTCC	96
4.2.4 - Système HTCC	96
4.3 - GTO & IGBT	99
4.3.1 - GTO	99
4.3.2 - IGBT	99
4.3.3 - Systèmes de conversion d'énergie	99
4.4 - CONVERTISSEUR DE SOURCE DE TENSION : CST	100
4.4.1 - Signaux MLI	100
4.5 - CONSTITUTIONS & PRICIPE DE FONCTIONNEMENT DU HTCC-CST	101
4.5.1 - Constitutions	102
4.5.2 - Principe de fonctionnement	103
4.6 - HTCC-CST & INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES	103
4.7 - MODELISATION DU SYSTEME HTCC-CST	104
4.7.1 - EP contrôlé par un système HTCC-CST	105
4.7.2 - Modèle du système HTCC-CST équilibré	107
4.7.3 - Initialisation efficace du système HTCC-CST	108
4.8 - CONCLUSIONS	109

## 5 - METHODES D'OPTIMISATION CLASSIQUES

5.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS	110
5.1.1 - Préambule	110
5.1.2 - Objectifs	110
5.2 - METHODES DE RESOLUTION DETERMINISTES	111
5.2.1 - Méthode du gradient	111
5.2.2 - Méthode du gradient réduit	111
5.2.3 - Méthode de Newton	112
5.2.4 - Méthodes de quasi-Newton	113
4.2.5 - Programmation dynamique	114
5.2.6 - Méthode de programmation linéaire	114
5.2.7 - Programmation linéaire successive	115
5.2.8 - Méthode du point intérieur	116
5.2.9 - Programmation quadratique	116
5.2.10 - Programmation quadratique successive	116
5.2.11 - Méthode du Simplex	117
5.3 - DEVELOPPEMENT DE LA METHODE DU POINT INTERIEUR	117
5.3.1 - Programmation mathématique	117
5.3.2 - Méthode du point intérieur linéaire	118
5.3.3 - Principales méthodes des MPI	121
5.3.4 - Méthode générale de point intérieur	122
5.3.5 - Méthode du point intérieur non linéaire	127
5.4 - ETUDE COMPARATIVE	129
5.5 - CONCLUSIONS	130

## **6 - METHODES D'OPTIMISATION META-HEURISTIQUES**

6.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS	131
6.1.1 - Préambule	131
6.1.2 - Objectifs	131
6.2 - PROBLEMES D'OPTIMISATION	132
6.2.1 - Optimisation mono-objectif	132
6.2.2 - Optimisation multi-objectif	133
6.3 - ALGORITHMES D'OPTIMISATION APPROCHEES	135
6.3.1 - Heuristiques	135
6.3.2 - Méta-heuristiques	136
6.4 - PRINCIPE DES METHODES META-HEURISTIQUES LES PLUS REPONDUES	137
6.4.1 - Voisinage	137
6.4.2 - Cadre des méta-heuristiques	138
6.5 - METHODE DE MONTE CARLO	138
6.6 - ALGORITHMES DU RECUIT SIMULE	139
6.7 - RECHERCHE TABOU	140
6.8 - ALGORITHMES EVOLUTIONNAIRES	140
6.9 - ALGORITHME A EVOLUTION DIFFERENTIELLE	142
6.9.1 - Mutation	142
6.9.2 - Croisement	143
6.9.3 - Sélection	143
6.10 - OPTIMISATION PAR ESSAIMS DE PARTICULES	144
6.10.1 - Préambule	144
6.10.2 - Origine de la méthode OEP	144
6.10.3 - Algorithme général de l'OEP	147
6.10.4 - Variations de la méthode PSO	148
6.11 - OPTIMISATION PAR COLONIES DE FOURMIS : ACO	152
6.11.1 - Fourmis réelles	152
6.11.2 - Intelligence collective des fourmis	153
6.11.3 - Communication	154
6.11.4 - Fourmis artificielles	154
6.11.5 - Optimisation par colonies de fourmis & problème du voyageur de commerce	156
6.11.6 - Algorithme de base	156
6.11.7 - Variantes du système de fourmis	157
6.11.8 - Organisation de la méta-heuristique	159
6.12 - CONCLUSIONS	160

## **7 - ECOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL MIXTE & METHODES DE SOLUTION**

7.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS	161
7.1.1 - Préambule	161
7.1.2 - Objectifs	163
7.2 - FORMULATION DU PROBLEME de L'EPO & DE L'EPO MIXTE	163
7.2.1 - Fonction objective	166
7.2.2 - Variables	167

7.2.3 - Contraintes d'égalités	168
7.2.4 - Contraintes d'inégalités	168
7.3 - APPLICATIONS DES METHODES CLASSIQUES POUR RESOUDRE LE PROBLEME DE L'EPO MIXTE	171
7.3.1 - Application de la MPI au problème de l'EPO mixte	171
7.3.2 - Algorithme primal-dual	174
7.4 - APPLICATIONS DES METHODES MODERNES POUR RESOUDRE LE PROBLEME DE L'EPO MIXTE	176
7.4.1 - Préambule	176
7.4.2 - Représentation des solutions	176
7.4.3 - Fonction objective	176
7.4.4 - Considération des contraintes	177
7.4.5 - Critère de terminaison	177
7.4.6 - Recherche non déterministe	177
7.5 - APPLICATION DE LA METHODE OEP AU PROBLEME DE L'EPO MIXTE	178
7.5.1 - Stratégie d'optimisation	178
7.5.2 - Fonction objective	179
7.5.3 - Représentation des solutions	179
7.5.4 - Fonction d'aptitude	180
7.5.5 - Approche à phases multiples	182
7.6 - APPLICATION DE L'ACF AU PROBLEME DE L'EPO MIXTE	182
7.6.1 - Comportement des fourmis	182
7.6.2 - Représentation du problème de l'EPO	183
7.6.3 - Organigramme de la technique ACF appliquée à l'EPO	183
7.6.4 - Test de la méthode ACF au problème de l'EPO mixte	185
7.7 - APPLICATION DES AG AU PROBLEME DE L'EPO MIXTE	186
7.7.1 - Application des AG sans FACTS	187
7.8 - PLACEMENT OPTIMAL DES SYSTEMES FACTS	187
7.8.1 - Préambule	187
7.8.2 - Paramètres & variables de l'optimisation	189
7.8.3 - Domaines associés aux FACTS	190
7.8.4 - Critères et contraintes d'optimisation	190
7.8.5 - Procédure de solution	191
7.9 - CONCLUSIONS	195

## 8 - SIMULATION & RESULTATS

8.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS	196
8.1.1 - Préambule	196
8.1.2 - Objectifs	196
8.2 - CHOIX DU RESEAU	196
8.2.1- Réseau test standard	196
8.3 - SIMULATION & RESULTATS DE L'EP & DE L'EP MIXTE	196
8.3.1 - EP classique sans FACTS	196
1 - Résultats du calcul de l'EP	196
2 - Commentaires	197
8.3.2 - EP classique avec FACTS	198
1 - Compensateurs parallèles	198

2 - Compensateurs séries : TCSC	203
3 - Compensateurs hybrides : UPFC	205
4 - EP avec HTCC	207
8.4 - SIMULATION & RESULTATS DE L'EPO & DE L'EPO MIXTE SANS & AVEC FACTS	211
8.4.1 - Application de l'algorithme du point intérieur : MPI	211
1 - EPO sans HTCC	211
2 - EPO mixte	213
8.4.2 - Application de l'algorithme d'optimisation par essaims de particules : OEP	217
1 - EPO sans HTCC	218
2 - EPO mixte	219
8.4.3 - Application des algorithmes génétiques : AG	224
1 - EP sans HTCC	224
2 - EPO sans HTCC	224
3 - EP avec HTCC	225
3 - EPO mixte	225
8.4.4 - Application de l'algorithme d'optimisation de colonies de fourmis : ACF	228
1 - EPO sans HTCC	228
2 - EPO mixte	229
8.5 - PLACEMENT OPTIMAL DES SYSTEMES FACTS	234
8.5.1 - Placement optimal du compensateur : SVC	234
8.5.2 - Placement optimal du STATCOM	235
8.6.- RESULTATS, COMPARAISONS & COMMENTAIRES	236
8.7 - CONCLUSIONS	239

## 9 - CONCLUSIONS & PERSPECTIVES

9.1 - CONCLUSIONS	240
9.2 - PERSPECTIVES & PROPOSITIONS	243

## ANNEXES

A - DONNES DU RESEAU TEST (IEEE - 14 JdB)
B - ملخص موسع لأطروحة الدكتوراه
C - RESUME ETENDU DE LA THESE EN FRANÇAIS

## REFERENCES

---

# **CHAPITRE I**

## **GENERALITES**

---

# 1 - GENERALITES

## 1.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS

### 1.1.1 - Préambule

Ces dernières années, les réseaux électriques ont connu un accroissement considérable des interconnexions. Ils ont été exploités, de plus en plus, près de leurs limites de stabilité et de sécurité en raison des contraintes techno-économiques et d'une opposition croissante à la construction de nouveaux ouvrages (centrales, lignes, transformateurs, ..., etc) dans des zones à forte densité de population. Ceci entraîne une augmentation du coût et une dégradation du milieu naturel [01].

A l'heure de la dérégulation du marché de l'électricité, il est devenu, particulièrement, important pour le gestionnaire d'un réseau électrique, de placer en permanence, ce dernier dans les conditions d'un optimum économique défini sur la base de considérations tant à court qu'à long terme.

L'EPO consiste en une optimisation statique des variables de contrôle d'un réseau de façon à satisfaire la charge tout en minimisant les pertes actives et le coût de fonctionnement du réseau. L'horizon temporel sur lequel s'appliquent les résultats d'un calcul de l'EPO est, relativement, court de l'ordre de la minute, de façon à pouvoir supposer que la charge est connue et constante pendant cet intervalle de temps. C'est la raison pour laquelle on parle d'optimisation statique [02].

La fonction principale est d'arriver à ajuster quelques variables de contrôle dans un système d'alimentation, de sorte que le meilleur point de fonctionnement puisse être réalisé. L'objectif est de minimiser ou maximiser certaine fonction objective par la considération de certaines contraintes satisfaisantes [03] & [04].

Pour résoudre le problème de l'EPO, il est nécessaire de déterminer le niveau de production de chaque groupe et les transits de puissances dans le réseau. Il faut faire, aussi, face à la demande, en respectant les contraintes technico-économiques d'exploitation afin de minimiser les pertes actives dans le réseau électrique et le coût de la puissance active générée [05].

La construction des équipements de génération et de nouvelles lignes de transmission a été retardée, pendant les 2 dernières décennies, due à un certain nombre de nouvelles politiques sur la production énergétique et la consommation, la protection de l'environnement et le marché de déréglementation des entreprises d'électricité [06].

Etant donné un ensemble de centrales électriques alimentant un ensemble de consommateurs par l'intermédiaire d'un réseau de transport, il s'agit de déterminer la répartition des puissances actives fournies par ces centrales à un instant donné, de telle sorte que les pertes actives dans le réseau électrique soient minimales. Le problème général de la production et de la répartition optimale de la puissance, dans un système de production, de transport et de consommation, est donc, fort complexe.

Les systèmes électriques présentent des caractéristiques spécifiques de fonctionnement, différentes des autres types d'industries. Ces caractéristiques sont propres à la technologie actuelle de l'industrie électrique et indépendante des formes institutionnelles d'organisation. Il existe 2 grands types d'organisation [07] & [08].

- ✓ Organisation basée sur des monopoles verticalement intégrés et régulés.
- ✓ Organisation basée sur l'introduction de la concurrence dans certains maillons de la chaîne.

Or, le choix et la conception des formes organisationnelles et les performances inhérentes dépendront de la manière dont ces caractéristiques spécifiques sont prises en compte [07] & [08].

L'analyse de l'écoulement de puissance, dans un réseau électrique, est un élément essentiel dans l'étude de l'expansion ou de la planification des opérations d'un système de transmission ou de distribution. Ceci explique la nombreuse littérature consacrée à ce sujet et relatant depuis le début de l'ère des ordinateurs, l'évolution de la question des points de vue mathématique et informatique. De ces points de vue, on peut décomposer l'analyse de l'écoulement des charges en 3 sous problèmes de complexité croissante [09] :

- ✓ La recherche de la solution du système d'équations non linéaires réglant l'écoulement de charge dans un réseau (Problème de l'EP) [09].
- ✓ La recherche d'une solution, si elle existe, au problème de l'écoulement de puissance, compte tenues des limites supérieures et inférieures ou de relations supplémentaires imposées à ou entre certaines variables du système d'équations (Problème de l'EP sous contraintes) [09].
- ✓ La recherche de l'extremum d'une fonction objective donnée, pour toutes les solutions possibles du problème de l'écoulement de puissance sous contraintes (Problème de l'EPO) [09].

Les calculs d'écoulement de puissance fournissent les puissances actives  $P$  et réactives  $Q$  et les profils de tensions (amplitudes  $V$  et angles de phase  $\theta$ ) reliés aux conditions d'opération des JdB et des lignes du système en régime statique ou permanent. De l'étude de l'écoulement de puissances, on se rend compte que la demande totale d'un réseau de distribution est indépendante de l'opérateur du système et peut être satisfaite de différentes manières. Cependant, il est nécessaire de choisir une seule configuration. Cette situation oblige à spécifier 2 variables par JdB ensuite de décider de l'ajustement approprié des paramètres restants. Le choix d'un critère optimal est toujours subjectif, mais incombe à la formulation d'un problème dit optimal [10].

Les moyens classiques de contrôle des réseaux (transformateur à prises réglables en charge, transformateurs déphaseurs, compensateurs série ou parallèle commutés par disjoncteurs, modification des consignes de production, changement de topologie du réseau et action sur l'excitation des générateurs) sont trop lents et insuffisants pour répondre, efficacement, aux perturbations du réseau, compte tenu notamment, des nouvelles contraintes. Il faut, dès maintenant, compléter leur action en mettant en œuvre de puissants dispositifs électroniques à réponse rapide [01], [11]-[13].

Le développement récent des dispositifs FACTS ouvre de nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux par action rapide et continue sur les différents paramètres du réseau. Ainsi, les transits de puissance seront mieux contrôlés et les tensions mieux tenues. Ceci permettra d'augmenter les marges de stabilité et de tendre vers les limites thermiques des lignes. Le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation nécessite, alors, une surveillance permanente du système afin d'assurer la qualité du service, garantir sa sécurité et sa stabilité [11] & [14].

De plus, grâce à leur temps de réponse court à des changements dans les réseaux de puissance, les dispositifs FACTS sont apparus comme des outils efficaces pour l'amortissement des oscillations électromécaniques. Cette nouvelle fonction pour les dispositifs FACTS est d'autant plus importante que les réseaux internationaux sont, de plus en plus, interconnectés. Cela rend, toujours, plus sensible le problème des modes d'oscillation inter-régionaux [14].

Depuis son existence, les systèmes électriques ont été produits, transportés et distribués par le système à CA [15]. Mais, ces dernières années, l'incorporation des liaisons HTCC ou liens CC dans les réseaux de transmission à CA a apporté un changement spécial au transport de l'énergie électrique. Les facteurs techniques et économiques ont été modifiés et doivent transmettre à la décision et aux critères de sélection pour une bonne mixture de forme. Les lignes de transmission HTCC sont préférables à celles en CA, parce qu'elles sont plus économiques et plus fiables, en particulier dans les 2 applications suivantes [15] :

- ✓ Le raccordement entre 2 systèmes avec différentes fréquences.
- ✓ L'Interconnexion entre 2 systèmes très éloignés, où le transport par les lignes de transmission à CA devient, presque, impossible.

Les liens à CC constituent une application principale de la nouvelle technologie de l'électronique de puissance aux nouveaux réseaux électriques dits mixtes. L'économie du transport d'énergie par des moyens souterrains est, de plus en plus, favorable de la technologie à CC. Les liens HTCC ont la capacité de contrôler les puissances instantanées dans les systèmes voisins à CA. Des grands efforts de recherches ont été orientés pour réaliser des modèles de la technologie à HTCC pour les études de l'EP et de la stabilité des réseaux électriques [15].



Cependant, les modèles du lien HTCC pour les études de l'EPO mixte CA/CC/CA ont suscité l'attention limitée et sont, jusqu'à l'heure actuelle, en cours de développement [15].

Les systèmes HTCC, basés sur les technologies des convertisseurs de source de tension (CST), offrent des opportunités prometteuses dans divers domaines au sein de l'industrie des systèmes de puissance en raison de leurs avantages reconnus par rapport aux systèmes HTCC classiques à base de convertisseurs de commutation de ligne (CCL). La technologie HTCC-CST combine des convertisseurs de puissance, basé sur des IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor), avec des liens à courant continu pour transmettre la puissance dans l'ordre de milliers de mégawatts et de longues distances (> 600 [km]). En plus du contrôle de l'écoulement de puissance entre 2 réseaux à courant alternatif, les systèmes HTCC-CST peuvent fournir de réseaux faibles et même des réseaux passifs. Les systèmes HTCC-CST présentent, aussi, une réponse dynamique plus rapide grâce à la méthode de modulation de largeur d'impulsions (MLI) en comparaison avec l'opération de commutation de fréquence fondamentale des systèmes HTCC traditionnels [16].

Ces 2 dernières décennies, les techniques de l'intelligence artificielles (TIA) se sont émergées et leurs applications en électrotechnique ont promulgué des résultats encourageants. Ces méthodes, en général, n'exigent pas la convexité de la fonction objective et ont une grande probabilité pour converger vers le minimum global [05] & [11].

La complexité du problème de l'EPO surtout dans un réseau électrique mixte, avec l'apparition de nouvelles contraintes en matière de réduction du coût d'investissement des dispositifs FACTS et l'utilisation du système de transmission en haute tension à courant continu (HTCC), fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes exactes de résolution compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques [17].

Le développement de l'informatique, de l'automatisme et des interfaces homme-machine a créé une innovation dans le domaine de génie électrique et surtout dans les réseaux électriques. On parle aujourd'hui, de réseaux électriques modernes qui sont une combinaison d'une infrastructure électrique avec une intelligence embarquée que l'on peut lui associer (logiciel, automatismes, transmission et traitement de l'information) [18].

Un réseau électrique intelligent peut se résumer par une combinaison de l'infrastructure électrique et de l'intelligence embarquée que l'on peut lui associer (logiciel, automatismes, transmission et traitement de l'information). Cette intelligence peut être déployée à divers niveaux du réseau (production, matériel réseau, consommation, ..., etc). Bien que, le réseau intelligent constitue une évolution notable mais qui peut se faire par paliers à partir du réseau actuel. Ainsi, l'intelligence embarquée en réseau sera portée par des objets ou dispositifs qui caractérisent la chaîne de (mesurer, analyse, décision, agir et communication).

Cette évolution du réseau électrique est liée à divers facteurs, parmi lesquels on peut citer : les préoccupations environnementales de nos sociétés modernes, les tensions sur les énergies primaires et les conséquences sur la sécurité d'approvisionnement, le vieillissement des infrastructures, la dérégulation électrique, l'ouverture des marchés de l'énergie, la multiplication d'acteurs conjuguée à l'accès non-discriminatoire au réseau. Ces facteurs se sont renforcés ces dernières années en devenant, de plus en plus, des éléments de levier des changements à venir dans le système électrique [19].

L'introduction des techniques d'optimisation modernes (méta-heuristiques), dans les logiciels d'optimisation, de commande, de contrôle et de décision est un élément essentiel dans la recherche et dans le développement des réseaux électriques modernes [19].

Les méta-heuristiques constituent alors, une stratégie de résolution, de plus en plus, privilégiée puisque, elles sont des méthodes à grande flexibilité d'utilisation. Elles ont la possibilité de trouver des solutions dans le plus grand nombre de cas possibles [17] & [20].

L'apparition des méta-heuristiques remonte aux années quatre-vingts [17]. Ces algorithmes stochastiques d'optimisation globale peuvent être appliqués à tout problème, du moment qu'il soit formulé sous la forme de l'optimisation de critères. Ils progressent vers un optimum par échantillonnage

d'une fonction objective [17]. Ils se prêtent, aussi, à toutes sortes d'extensions, notamment, en optimisation multi-objectif [17].

Les méta-heuristiques sont, généralement, utilisées comme des méthodes génériques pouvant optimiser une large gamme de problèmes différents, sans nécessiter de changements profonds dans l'algorithme employé [20]. Elles sont souvent employées en optimisation combinatoire. Mais, on en rencontre, également, pour des problèmes continus ou mixtes (problèmes à variables discrètes et continues). D'une manière générale, les méta-heuristiques s'articulent autour de 3 notions [20]:

- ✓ Exploration/diversification.
- ✓ Exploitation/intensification.
- ✓ Mémoire/apprentissage.

L'exploration (ou diversification) désigne les processus visant à récolter de l'information sur le problème optimisé. L'exploitation (ou intensification) vise à utiliser l'information déjà récoltée pour définir et parcourir les zones intéressantes de l'espace de recherche. La mémoire est le support de l'apprentissage, qui permet à l'algorithme de ne tenir compte que des zones où l'optimum global est susceptible de se trouver, évitant ainsi, les optima locaux [17] & [20].

Nous sommes souvent assujettis dans le domaine d'optimisation à 2 contraintes contradictoires :

- ✓ L'impossibilité technique de résoudre, exactement, les problèmes dans un temps raisonnable.
- ✓ L'impératif de fournir à un décideur une solution de meilleure qualité possible.

Les méta-heuristiques progressent de façon itérative, en alternant des 3 phases de diversification, d'intensification et d'apprentissage. L'état de départ est souvent choisi, aléatoirement. L'algorithme se déroule, ensuite, jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit atteint [20].

Les nombreuses méta-heuristiques sont inspirées par analogie avec la biologie des organismes. L'étude de l'organisation de groupes d'animaux a donné naissance aux méthodes d'optimisation par essais particuliers (OEP), les théories de l'évolution ont inspiré les algorithmes génétiques (GA), ainsi les phénomènes de suivi de pistes chez les fourmis ont conduit à l'élaboration des algorithmes des colonies de fourmis (ACF). Ces 3 méta-heuristiques vont être appliquées à notre problème de l'EPO.

- ✓ L'OEP est issue d'une analogie avec les comportements collectifs de déplacements d'animaux. Dans cette population, chaque individu utilise l'information locale à laquelle il peut s'appuyer sur le déplacement de ses plus proches voisins pour décider de son propre déplacement. Des règles très simples comme «rester proche des autres individus», «aller dans la même direction», «aller à la même vitesse» suffisent pour maintenir la cohésion du groupe tout entier, et pour susciter des comportements collectifs complexes et adaptés [17]. La méthode, en elle-même, met en jeu des groupes de particules sous forme de vecteurs se déplaçant dans l'espace de recherche. Chaque particule est caractérisée par sa position et un vecteur de changement de position (appelé vitesse). La socio psychologie suggère que des individus se déplaçant sont influencés par leur comportement dans le passé et par celui de leurs voisins. On tient donc, compte, dans la mise à jour de la position de chaque particule, de la direction de son mouvement, de sa vitesse, de sa meilleure position et de la meilleure position de ses voisins [17].
- ✓ Les AG's ont été, initialement, développés par John Holland. A chaque génération (itération), un nouvel ensemble de chaînes de caractères (population) est créé en utilisant des parties des meilleurs éléments de la génération précédente, est des parties innovatrices, à chaque occasion [17]. Bien qu'ils soient basés sur le hasard, les algorithmes génétiques ne sont pas, purement, aléatoires. Ils exploitent, efficacement, l'information obtenue, précédemment, pour spéculer sur la position de nouveaux individus à explorer, avec l'espoir d'améliorer la performance. La fonction dont on recherche l'optimum est dite fonction objective [17].
- ✓ L'ACF a été inspiré par des études sur le comportement des fourmis réelles. Les fourmis d'une colonie communiquent, indirectement, via des modifications dynamiques de leurs pistes de phéromones et construisent, ainsi, une solution à un problème d'optimisation en s'appuyant sur leur expérience collective. Les éthologistes ont montré que les fourmis étaient capables de sélectionner le plus court

chemin pour aller du nid à une source de nourriture grâce au dépôt et au suivi de pistes de phéromone [17].

Ces 3 techniques sont considérées parmi les techniques les plus répondues dans le domaine de la méta-heuristique. C'est pour cela qu'elles soient utilisées dans plusieurs programmes et logiciels de commande et de contrôle des réseaux électriques et dans divers domaines d'applications, d'ELT et d'autres : l'écoulement de puissance, l'écoulement de puissance optimal, le dispatching économique, la stabilité, la sécurité, le diagnostic des défauts, la protection, l'analyse des harmoniques, la prédiction de la demande électrique, la prédiction des pannes, ..., etc.

### 1.1.2 - Objectifs

Les objectifs de ce chapitre sont :

- ✓ Etude & synthèse bibliographique au problème de l'EPO, l'EPO mixte et les méthodes utilisées pour résoudre ce type de problème.
- ✓ Position du problème de l'EPO mixte CA/CC/CA.
- ✓ Objectifs & contributions souhaités.
- ✓ Organisation de la thèse.
- ✓ Travaux scientifiques réalisés.

## 1.2 - ETUDE & SYNTHÈSE BIBLIOGRAPHIQUE

L'écoulement des charges ou de puissances est, explicitement, la solution d'un mode de fonctionnement, dit permanent ou stationnaire, d'un système de transmission d'énergie électrique. Différentes méthodes de solutions numériques sont utilisées pour la solution du problème de l'EP telles que l'élimination de Gauss, de Gauss-Seidel, ..., etc [10] & [21]-[26].

La plupart des auteurs, [09]-[10], [27]-[31], ont résolu le problème de l'EPO et l'EPO mixte par des méthodes numériques relatives aux équations non linéaires telles que la technique du gradient et ses variantes. Cependant, dans la littérature, d'autres types de formulation ont été introduits. A ce moment là, on a vu l'apparition des différents techniques d'optimisation modernes (heuristiques et/ou méta-heuristiques) dans les domaines des systèmes énergétiques comme l'algorithme d'optimisation par essais de particules, les algorithmes génétiques et l'algorithme de colonies de fourmis [11].

En 1886, l'institut américain des ingénieurs d'électricité compte environ plus de 400 membres [32]. La plupart des membres furent des électriciens. W. Stanley réalisa la première ligne de CA à Barrington. Une année plus tard, T. A. Edison commença la campagne sur des applications à CA [33].

En 1888, O. B. Shallenberger a édité un document bref expliquant l'écoulement de la puissance instantanée et les oscillations de la puissance provoquées par l'échange d'énergie, entre l'inductance et la source [34]. L'étape significative était venue en 1893 où A. E. Kennelly & C. P. Steinmetz, ont commencé, séparément, l'application de la théorie des impédances complexes ou symboliques [35]. Ceci caractérise le passage de la modélisation mathématique du domaine temporaire au domaine fréquentiel. Il a défini les vecteurs de phases de courant et de tension «phasors» [36]-[37].

En 1927, C. I. Budeanu a décrit le premier mode des puissances dans les systèmes monophasés avec des formes d'ondes déformées de la sinusoïde. Il a proposé une résolution tridimensionnelle de la puissance apparente  $S$ , la puissance active  $P$ , la puissance réactive  $Q$  et la puissance de distortion  $D$  [38].

En 1958, L. K. Kirchmayer a lancé le développement d'une solution optimale, pour la minimisation du coût d'exploitation d'énergie électrique. Ainsi, le problème du dispatching économique est apparu pour la première fois [39]-[40].

De 1959 à 1962, nous avons constaté que différentes approches ont été élaborées, pour résoudre ce type de problème. Beaucoup de ces approches sont basées sur des méthodes de programmation linéaire et

dynamiques. D'autres chercheurs ont utilisé des méthodes de programmation non linéaire. Ces méthodes conventionnelles sont basées, généralement, sur des linéarisations successives et utilisent la première et la deuxième dérivée de la fonction objective et de ses contraintes [05] & [11].

On peut considérer que le problème de l'EP fut résolu au cours des années 60 [09]. La performance des ordinateurs de l'époque jointe à un perfectionnement des techniques numériques d'algèbre linéaire ont facilité la factorisation de matrices creuses (la plupart de leurs éléments sont nulles) de grandes dimensions. Ceci a rendu possible la factorisation du Jacobienne d'un réseau de plusieurs centaines de JdB. L'utilisation et le développement des méthodes de Newton ou quasi-Newton a facilité la résolution de ce type de problèmes [09].

Depuis le début des années 1960, l'industrie de l'énergie électrique est devenue un usager ou un client potentiel de l'ordinateur pour son application en temps réel dans l'opération et l'exploitation des réseaux électriques. Grâce à cet instrument privilégié et efficace, plusieurs travaux ont été réalisés. Parmi eux, on situe 3 grandes catégories [10] :

- ✓ L'écoulement des charges, qui consiste à évaluer les paramètres de fonctionnement statiques d'un réseau électrique en régime permanent.
- ✓ La répartition économique dont l'objectif général est de minimiser les pertes et le coût global d'opération du système par une allocation des puissances active et réactive générées.
- ✓ L'écoulement optimal des charges qui, dépendamment, de la formulation du problème, peut avoir une minimisation des pertes actives dans le réseau électrique. La structure générale est la résolution des équations d'écoulement des charges et des équations de contraintes, d'égalités et/ou d'inégalités, spécifiques pour minimiser une fonction objective bien déterminée.

Le problème de l'EPO a été discuté depuis son introduction par Carpentier en 1962 [04], [06], [10] & [11]. Puisque l'EPO est un problème de programmation mathématique très grand et fortement non linéaire, cela a pris des décennies pour développer des algorithmes efficaces pour sa solution [11]. Divers techniques mathématiques ont été utilisées pour sa solution.

En 1963, J. Carpentier a utilisé l'ordinateur, successivement, dans les domaines de la répartition de puissance optimale et la répartition de tension optimale [09]-[10].

En 1967, A. M. Sasson & F. J. Jaimes ont utilisé une méthode digitale pour l'analyse et l'étude de l'EP [41]. W. F. Tinney & C. E. Hart ont résolu le problème de l'EP par la méthode de Newton-Raphson. Une année plus tard, G. W. Stagg & A. H. El-Abiad ont exploité l'ordinateur pour l'analyse des systèmes de puissance [42]-[43].

En 1968, H. W. Dommel & W. F. Tinney ont développé une méthode d'optimisation non linéaire pour déterminer la solution de l'EPO. Ils ont minimisé une fonction objective non linéaire des coûts de production du système ou les pertes, satisfaisant les conditions de Kuhn-Tucker [44]-[45]. Une fonction de pénalité permet de conduire à l'optimalité. Peschon et al. [46] ont présenté une méthode de minimisation des pertes actives par une sélection judicieuse des puissances réactives  $Q$  injectées dans le système par un ajustement approprié des prises de transformateurs. Ils ont, également, introduit un algorithme pratique qui conduit chaque solution vers un point optimal réalisable [46]. J. Carpentier et al. ont utilisé une méthode de résolution générale des problèmes du dispatching économique sans variables entières utilisant le procédé du gradient réduit généralisé [10] - [46].

En 1969, A. M. Sasson a utilisé la programmation non linéaire (PNL) pour la solution de l'EPO, la minimisation des pertes et le problème de dispatching économique [47]-[48]. C. M. Shen & M. A. Laughton ont proposé une méthode d'optimisation itérative indirect non linéaire pour déterminer la solution de l'EPO basée sur les conditions d'optimalité de Kuhn-Tucker [49]. H. Sato & J. Arrillaga ont amélioré une technique de solution du problème l'EP d'un réseau mixte avec l'intégration du système HTCC [50].

En 1969, Ahmed H. EL-Abiad & Fernando J. Jaimes ont utilisé une méthode d'optimisation à base des multiplicateurs de Lagrange pour déterminer la solution optimale des puissances et des tensions dans les réseaux électriques, satisfaisant les conditions de Kuhn-Tucker [51].

En 1971, B. Stott a résolu le problème de l'EP d'un réseau électrique à CA avec intégration du système CA-CC [52].

En 1972, R. L. Sullivan a formulé un problème de l'EPO axé sur l'optimisation des sources de l'énergie réactive  $Q$  générées tout en maintenant les contraintes sur les tensions des JdB. Leur formulation est résolue par une méthode de programmation non linéaire (PNL) [53]. J. Peschon et al. [54] ont résolu le problème de l'EPO par l'application des méthodes de programmation non linéaire.

En 1973, Gaston A. Pronovost a présenté une étude et analyse du problème de la répartition optimale de la production dans les réseaux électriques mixtes [55].

En 1974, O. Alsac & B. Stott ont résolu le problème de l'EP découplé et l'EPO avec les contraintes de sécurité [56]. M. Enns & W. F. Tinney ont présenté une synthèse bibliographique pour l'utilisation de l'ordinateur dans les systèmes électriques [57]-[58]. B. Stott a présenté une revue de littérature sur les méthodes d'analyse et de calcul et du problème de l'EP [59].

En 1974, B. Stott & O. Alsac ont utilisé la méthode de Newton découplée pour la solution du problème de l'EP. Une année plus tard, W. D. Stevenson a favorisé l'emploi des méthodes de Gauss-Seidel et de Newton-Raphson pour le calcul et l'analyse de l'EP [10], [60]-[61].

En 1975, G. Sheble & G. Heydt ont étudié et analysé le problème de l'EP d'un réseau électrique avec intégration du système de transmission en haute tension à courant continu (HTCC) [62].

En 1977, J. Reeve, G. Fahny & B. Stott ont proposé une méthode souple pour la solution du problème de l'EP par l'utilisation du système de transmission en haute tension à courant continu (HTCC) multi-sorties [63].

En 1978, B. Stott & E. Hobson ont donné une excellente discussion pour la résolution du problème de l'EPO en CC utilisant un modèle linéaire incrémenté [64]-[65].

En 1980, E. Hobson a développé une méthode de la programmation linéaire permettant de ressortir les contraintes nécessaires pour le contrôle de l'énergie réactive  $Q$ . Il en utilisant un modèle différentiel des lignes de transmission et des prises de transformateurs et d'autres équations linéaires du système. Le problème est, alors, résolu en attribuant des facteurs de poids aux générateurs du système [66]. M. M. El-Marsafawy & R. M. Mathur ont présenté une nouvelle technique rapide pour résoudre le problème de l'EP découplé par un système interconnecté CA-CC [67].

En 1981, H. Fudeh & C. M. Ong ont utilisé la méthode de Newton pour résoudre le problème de l'EP d'un réseau mixte par l'utilisation du système HTCC multi-sorties [68]. C. M. Ong & H. Fudeh ont, aussi, utilisé le système HTCC multi-sorties pour le contrôle de l'EP active au réseau CA [69].

En 1981, K. R. C. Mamandur & R. D. Chenoweth ont développé une méthode employant les relations de sensibilité linéarisée d'un réseau électrique pour établir à la fois une fonction objective qui minimise les pertes différentielles totales de la puissance active  $P$  et les indices de performance reliant les variables d'état aux variables de contrôle du système. La formulation duale permet d'évaluer l'ajustement des variables de contrôle pour améliorer le profil des tensions [70].

En 1982, R. C. Burchett et al. [71] ont développé un algorithme d'optimisation SDA (Steepest Descent Algorithm) pour l'étude de l'écoulement de puissance optimal dans les systèmes énergétiques [71].

En 1984, Adama D. Diarra a, lui - aussi, considéré les méthodes de Gauss-Seidel et de Newton-Raphson pour l'étude de l'EP. Il a, aussi, résolu le problème de la répartition optimale de la puissance réactive par la méthode du simplex pour le contrôle de tension nodales du réseau. R. C. Burchett, H. H. Happ & D. R. Vierath ont utilisé une méthode basée sur la convergence quadratique pour la solution du problème de l'EPO [10] & [72]. David I. Sun et al. [73] ont utilisé la méthode de Newton pour la solution du problème de l'EPO, satisfaisant les conditions d'optimalité de Kuhn-Tucker [73].

En 1985, M. V. F. Pereira et al. [74] ont proposé une approche de décomposition pour automatiser les systèmes de production, de transmission et de distribution de l'énergie électrique [74]. Ont présenté, aussi, un algorithme d'évaluation de la fiabilité des générateurs et des transmissions électriques dans les grands systèmes hydroélectrique [75]. Mario V. F. Pereira & Leontina M. V. G. Pinto ont appliqué l'analyse par

sensibilité des capacités de réserves pour la planification et l'augmentation de la capacité du transfert dans les lignes de transmission [76].

En 1986, R. Monta-Palomino & V. H. Quintana ont appliqué une méthode de la programmation linéaire séquentielle (PLS) pour la solution du problème de l'optimisation de la puissance réactive par l'utilisation du facteur de pénalité [77].

La génération des dispositifs FACTS a émergé, il y a environ 40 ans, sous forme d'éléments réactifs et passifs des bancs de commutation à thyristor. La première proposition des dispositifs FACTS était en 1986, par N. G. Hingorani (Vice président de division des Systems électriques, EPRI, California, USA) sous le nom de la technologie de transport basée sur le contrôle par des thyristors [11].

En 1987, M. V. F. Pereira et al. [78] ont proposé une approche de décomposition de l'écoulement de puissance optimal CA-CC. Leur formulation basée sur l'utilisation des équations du système à CC et l'incorporation de ces dernières dans l'algorithme de solution du problème de l'EPO [78].

En 1988, C. N. Lu et al. [79] ont, également, développé un modèle du transport en HTCC incorporé dans les techniques d'une programmation quadratique séquentielle (PQS) pour l'étude de l'EPO [79].

En 1988, Kirschen & Meeteren ont présenté une nouvelle technique de la programmation linéaire séquentielle (PLS) qui permet de contrôler la puissance active générée par la correction des amplitudes de tension utilisant une approche d'optimisation découplée [80].

En 1988, W. C. Merritt et al. [81] ont résolu le problème de l'EPO avec contraintes de sécurité dont le but de contrôler les profils de tensions [81]. G. Schnyder & H. Glavitsch ont, aussi, résolu le problème de l'EPO, en satisfaisant les contraintes de sécurité [82]. L. G. Dias & M. E. El-Hawary ont présenté une modélisation efficace des puissances actives et réactive pour l'étude du problème de l'EPO [83].

En 1989, M. Bjelogrije M. S. Calovic B & S. Babie ont utilisé la méthode de Newton pour résoudre le problème de l'EPO dont le but est de contrôler les profils de tensions et les puissances réactives [84].

En 1990, C. L. Wadhwa & N. K. Jain ont utilisé la technique de la programmation de but prioritaire (PBP) pour résoudre le problème de l'EPO multi-objective [85]. U. Martinis et al. [86] ont développé un modèle du système HTCC mais, l'algorithme de résolution est un algorithme séquentiel du gradient réduit [86]. Une année plus tard, Dagmar Niebur & Alain J. Germond ont présenté une classification de l'EP pour l'évaluation de la sécurité statique [87]. T. Smed et al. [24] ont proposé un nouveau modèle de la modélisation du système HTCC pour résoudre le problème de l'EP en courant continu [24]. L. G. Dias & M. E. El-Hawary ont résolu le problème de l'EPO avec contraintes de sécurité par la considération de l'état de contingence [88].

En 1991, W. Kewen & S. Wennan ont résolu le problème de l'EPO d'un réseau électrique de charges variables utilisant la méthode de Newton [89]. V. Miranda & J. T. Saraiva ont utilisé la logique floue (LF) pour résoudre le problème de l'EP mixte AC-DC [90]. G. Blanchon, J. F. Bonnans & J. C. Dodu ont appliqué une méthode de la programmation quadratique successive à l'optimisation des puissances dans les réseaux électriques de grands tailles [91]. Y. Yi-Hong & P. Ching-Tsai ont, aussi, utilisé la méthode d'optimisation du Newton pour la résolution du problème de l'EPO [92].

En 1992, R. Mukerji et al. [93] ont résolu le problème de l'EPO par l'utilisation des méthodes de la programmation quadratique et de la programmation non linéaire [93]. G. N. Taranto, L. M. V. G. Pinto & M. V. F. Pereira ont présenté une méthodologie de représentation des dispositifs FACTS dans les systèmes électriques [94]. S. K. Mukhejee, A. Recio & C. Dodigeris ont, aussi, utilisé la programmation non linéaire pour résoudre le problème de l'EPO [95].

En 1993, Y. Yi-Hong a utilisé la méthode de Newton pour résoudre le problème de l'EPO. Y. Yi-Hong, C. A. Liao & T. G. Lu ont appliqué la méthode de Newton pour évalué le contrôle des puissances apparentes, en satisfaisant les contraintes de sécurité [96]-[97].

En 1994, David Brillon a présenté une étude avec simulation des systèmes de transport d'énergie en haute tension à courant continu (HVDC ou HTCC) [98].

En 1995, Kit Po Wong & An Li ont utilisé la méthode des AG's pour résoudre le problème de l'EP dont le but est de minimiser les pertes de la puissance active du réseau [99]. L. L. Lai & J. T. Maimply ont utilisé la programmation évolutionnaire pour résoudre le problème de l'EP incorporant les dispositifs FACTS [99]. Leur formulation est basée sur l'utilisation du dispositif FACTS série et le transformateur déphaseur dont le but est de minimiser les pertes actives totales du réseau [100]. Une année plus tard, J Ndayizamba a contribué sur l'analyse de la compensation série avancée dans les réseaux de transport d'énergie électrique. Leur formulation est basée sur l'utilisation du dispositif FACTS série (TCSC) pour la compensation de la puissance réactive dont le but est de contrôler des réseaux électriques [14].

En 1997, C. R. F. Esquivel & E. Acha, ont utilisé l'algorithme de Newton pour contrôler l'EP dans les réseaux électriques. Ils ont, aussi, réalisé une comparaison critique de l'algorithme de Newton-Raphson en présence des FACTS (UPFC) pour l'étude de l'EP [25] & [101].

En 1997, M. Noroozian et al. [102] ont utilisé le dispositif UPFC pour le contrôle de l'EPO. Leur formulation est basée sur l'utilisation du dispositif UPFC (modèle d'injection) et l'intégration dans les équations de l'EP de Newton-Raphson [102]. H. Harsan, N. Hadjsaid & P. Pruvot ont, aussi, résolu le problème de l'EPO avec contraintes de sécurité par la considération de l'état de contingence [103].

En 1997, J. D. Weber a implémenté la méthode de Newton pour résoudre le problème de l'EPO. Il a minimisé une fonction objective non linéaire du coût de production, satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [104]. L. L. Lai & J. T. Maimply ont utilisé la méthode des AG améliorée pour résoudre le problème de l'EPO par la considération de l'état de contingence et la programmation évolutionnaire pour l'optimisation des puissances réactives [105]-[106]. Une année plus tard, G. M. Gilbert et al. [23] ont réalisé une comparaison d'analyse de l'EP par la méthode de Gauss-Seidel et l'algorithme de l'EPO.

En 1998, J. A. Momoh & J. Z. Zhu ont présenté une nouvelle approche de résolution du problème de l'EPO par l'utilisation du transformateur déphaseur [107]. J. Ch. Passelergue a présenté une étude sur l'interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques [108]. L. L. Lai a appliqué les techniques intelligentes dans les systèmes électro-énergétiques. Leur formulation est basée sur l'utilisation de la programmation évolutionnaire et les réseaux de neurones artificielles pour résoudre des problèmes dans les systèmes électriques avec et sans incorporation des dispositifs FACTS [109].

En 1998, A. Ambriz-Perez et al. [110] ont utilisé l'algorithme de Newton pour le contrôle de l'EPO dans les réseaux électriques en présence des dispositifs FACTS (UPFC) [110]. S. Y. Ge, T. S. Chung Y. K. Wong ont aussi, présenté une nouvelle méthode de la programmation linéaire pour l'incorporation des dispositifs FACTS dans l'étude de du problème de l'EPO [111].

En 1999, K. L. Lo, Y. J. Lin & W. H. Siew ont utilisé la logique floue (LF) pour l'ajustement approprié des paramètres de contrôle des FACTS pour l'étude du problème de l'EP [112]. A. M. Abed a présenté une étude de l'EP par l'utilisation des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques [113].

En 1999, I. G. B. M. S. P. Kesimpar a présenté une étude et réalisation des régulateurs des réseaux de neurones pour des convertisseurs triphasés de type GTO/IGBT [114].

En 1999, G. L. Torres & V. H. Quintana ont utilisé les techniques de la programmation non linéaire, la méthode de Newton et la méthode du point intérieur pour résoudre le problème de l'EPO [115]. A. J. F. Ken et al [116] ont présenté une analyse et modélisation du dispositif UPFC utilisant le logiciel MATLAB. S. Y. Ge & T. S. Chung ont utilisé, aussi, les dispositifs FACTS pour le contrôle de l'EP et la programmation linéaire pour résoudre le problème de l'EPO [117].

En 2000, C. R. F. Esquivel, E. Acha & H. A. Perez ont utilisé un modèle du SVC intégré et le transformateur abaisseur pour les études de l'EP par la méthode de Newton-Raphson [118]. A. Herbig a présenté un modèle de contrôle de l'EP par l'utilisation des dispositifs FACTS dans des systèmes d'énergie électrique. A. Perez, E. Acha & C. R. F. Esquivel ont, aussi, utilisé un modèle du SVC avancé pour l'étude de l'EP par la méthode de Newton-Raphson et l'étude de l'EPO par la méthode de Newton [119] - [120].

En 2000, Y. K. Fan et al. [121] ont résolu le problème de l'EP multiple par l'intégration du système CA-CC. H. Yoshida et al. [122] ont utilisé la méthode PSO pour résoudre le problème d'optimisation de la

puissance réactive et le contrôle du profil de tensions, satisfaisant les contraintes de sécurité sur les tensions nodales [122].

En 2000, H. C. Leung & T. S. Chung ont résolu le problème de l'EPO par une approche des AG's hybride en présence des dispositifs FACTS. Ils ont minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production et des pertes de la puissance active, satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [123].

En 2000, T. Venegas & C. R. F. Esquivel ont présenté, en régime permanent, une modélisation du TCSC pour l'analyse du problème de l'EP [26]. E. Acha H. A. Perez, & C. R. F. Esquivel ont utilisé un modèle du transformateur avancé pour l'étude de l'EP par la méthode de Newton-Raphson et l'étude de l'EPO par la méthode de Newton. Leur formulation est basée sur l'utilisation du transformateur régulateur en charge et du transformateur déphaseur. Ils ont minimisé une fonction multi-objective du coût de production et des pertes actives du réseau [124]. N. P. Padhy a utilisé un algorithme de la programmation évolutionnaire pour résoudre le problème de l'EPO [125]. K. Xie & Y. H. Song ont, aussi, résolu le problème de l'EPO par une méthode non linéaire du point intérieur [126].

En 2001, Kyu-Ho Kim et al. [127] ont utilisé un algorithme hybride pour la solution du problème de l'EPO dans un réseau interconnecté avec contraintes de sécurité. Leur formulation est basée sur l'hybridation de l'algorithme de la programmation évolutionnaire (EP) et de la programmation quadratique séquentielle (PQS) pour minimiser une fonction multi-objective non linéaire du coût de production et des pertes actives du réseau [127].

En 2001, T. S. Chung & Y. Z. Li ont résolu le problème de l'EPO par une approche des AG's hybrides en présence des dispositifs FACTS. Ils ont minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production et des pertes de la puissance active, satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [128].

En 2001, X. P. Zhang & E. J. Handschin ont utilisé les dispositifs FACTS à base de convertisseurs de source de tension pour le contrôle de l'EP et la méthode du point intérieur pour résoudre le problème de l'EPO [129]. J. H. Kim et al. [130] ont, aussi, utilisé la méthode du point intérieur pour résoudre le problème de l'EPO. Ils ont minimisé une fonction objective non linéaire du coût de production, satisfaisant les contraintes de sécurité [130].

En 2001, N. P. Padhy et al [131] ont utilisé la logique floue pour résoudre le problème de l'EPO incorporant les dispositifs FACTS. Ils ont minimisé une fonction multi-objective du coût de production et des pertes actives, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [131]. M. A. Abido & M. M. Al-Hulail ont, aussi, utilisé un algorithme hybride des AG's et de l'OEP pour obtenir un emplacement optimal de dispositif FACTS et la résolution du problème de l'EPO [132].

En 2002, A. G. Bakirtzis et al. [133] ont résolu le problème de l'EPO par la considération de l'état de contingence, utilisant la méthode des AG amélioré. Leur formulation est considérée la puissance active des générateurs et l'amplitude de tensions des JdB comme variables de contrôle continu, les rapports des transformateurs et les puissances réactives compensées comme des variables de contrôle discrètes. Ils ont minimisé une fonction objective du coût de production et des pertes actives, satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [133].

En 2002, M. A. Abido a utilisé l'algorithme d'optimisation par essais de particules (OEP) pour résoudre le problème de l'EPO. Leur formulation est d'améliorer une méthode évolutionnaire efficace et capable de résoudre le problème de l'EPO, Il minimise une fonction objective non linéaire du coût de production du système et de préserver la stabilité des amplitudes de tension des JdB dans les limites acceptables [134].

En 2002, C. Jenni a utilisé les dispositifs FACTS pour le contrôle des puissances réactives et des tensions dans un réseau de transport d'énergie électrique [135]. W. Ongsakul & P. Bhasaputra ont présenté une approche hybride des algorithmes du recherche tabou et du recuit simulé pour l'étude et la résolution du problème de l'EPO et, aussi, d'obtenir un emplacement optimal des dispositifs FACTS par une méthode de la programmation quadratique [136]. W. Rosehart & J. A. Aguado ont, aussi, utilisé la méthode du point intérieur pour résoudre le problème de l'EPO [137].



En 2003, A. G. Bhutad, S. V. Kulkarni & S. A. Khaparde ont réalisé l'étude de l'EP triphasé pour un réseau de distribution radiale [138]. U. P. Mhaskar, A. B. Mote & A. M. Kulkarni ont présenté une nouvelle formulation basée sur l'utilisation des variables d'état (amplitude et angle de phase des tensions) et des variables de contrôle (injection de la puissance réactive et de la tension) pour la solution de l'EP d'un système électrique en présence des dispositifs FACTS par la méthode de Newton-Raphson [139].

En 2003, L. J. Cai & I. Erlich ont utilisé les algorithmes génétiques (AG's) pour le choix des emplacements optimaux des dispositifs FACTS dans un réseau électrique. Ils ont minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production, du coût d'investissement des dispositifs FACTS et des pertes de la puissance active, satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [140].

En 2003, S. Gerbex a utilisé les méthodes méta-heuristiques pour le choix et l'emplacement optimaux des dispositifs FACTS dans un réseau électrique [141].

En 2003, M. A. Abdel-Moamen & A. N. P. Padhy ont présenté une bibliographie sur l'étude de l'EPO en présence des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques [142]. Ils ont, aussi, utilisé les FACTS (TCSC) pour le contrôle de l'EP et la minimisation des pertes actives au réseau. Ils ont, également, résolu le problème de l'EPO par la méthode de Newton [143]. C. A. R. Sepulveda & B. J. P Lazo ont utilisé l'algorithme de recuit simulé pour la solution du problème de l'EPO. Ils ont minimisé une fonction objective du coût de la puissance active, satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [144]. A. Oudalov a utilisé, aussi, les dispositifs FACTS pour le contrôle des réseaux électriques [145].

En 2004, K. R. Padiyar & N. Prabhu ont présenté une modélisation mathématique et analyse du système de transmission en haute tension à courant continu (HTCC). Leur formulation basée sur l'utilisation des convertisseurs de source de tension (CST) [146].

En 2004, C. R. Fuerte-Esquivel, E. Acha & H. Ambriz-Perez ont utilisé l'ordinateur pour résoudre les problèmes de l'EP et de l'EPO en présence des dispositifs FACTS par les méthodes de Newton-Raphson et Newton, respectivement [147]. A. Panosyan & B. R. Oswald ont utilisé la méthode de Newton-Raphson modifiée pour l'analyse du problème de l'EP mixte en CC par l'intégration du convertisseur CA-CC [148].

En 2004, T. Bouktir, L. Slimani & M. Belkacemi ont utilisé les algorithmes génétiques (AG's) pour la résolution du problème de l'EPO. Leur formulation est d'améliorer une solution de l'EPO dans un réseau de grande taille [149]. Ils ont minimisé une fonction objective non linéaire du coût de production tout en conservant les puissances des générateurs, les amplitudes des tensions, les capacités shunts, les réacteurs et les rapports des transformateurs dans des limites acceptables, satisfaisant les contraintes du réseau. M. Sydulu a utilisé les algorithmes génétiques au calcul des paramètres des dispositifs FACTS pour l'étude du problème de l'EP [150].

En 2004, J. Hao, L. B. Shi & Ch. Chen ont utilisé les AG pour l'optimisation et l'emplacement optimal de dispositif FACTS (UPFC) [151]. A. Jain et al. [152] ont utilisé les réseaux de neurones artificiels pour l'analyse du problème de l'EP. L. Cai a utilisé la commande adaptative pour les dispositifs FACTS dans des grands systèmes énergétiques [153]. L. J. Cai, I. Erlich & G. Stamtsis ont utilisé, aussi, les AG pour le choix et l'emplacement optimal des dispositifs FACTS dans un système électrique dérégulé [154]. Une année plus tard, K. Purchala et al. [155] ont présenté une étude utile de l'EP en courant continu pour l'analyse de l'EP active.

En 2005, N. M. J. Swaroopan & P. Somasundaram ont utilisé la logique floue pour la fuzzification de l'algorithme d'optimisation par essaims de particules (OEP) pour résoudre le problème de l'EPO mixte dans un réseau interconnecté. T. Bouktir & L. Slimani ont résolu le problème d'optimisation de l'EPO par l'algorithme des colonies de fourmis (ACF) [156] & [157].

En 2005, X. Tong & M. Lin ont résolu le problème de l'EPO par la méthode de Newton [158]. S. K. M. Kodsí & C. A. Canizares ont utilisé la méthode du point intérieur pour résoudre le problème de l'EPO avec contraintes [159]. H. Song, B. Lee & Y. H. Moon ont, aussi, utilisé la méthode du point intérieur pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance réactive, satisfaisant les contraintes de sécurité [160]. G. Glanzmann & G. Andersson ont utilisé les dispositifs FACTS pour le contrôle de l'EPO avec considération

des contraintes de sécurité dont le but de minimiser les pertes actives du réseau [161]. C. R. Wang et al. [162] ont utilisé l'algorithme d'optimisation par essaims de particules modifié pour résoudre le problème de l'EPO. Ils ont minimisé une fonction multi-objective du coût et des pertes actives, satisfaisantes les contraintes d'égalités et d'inégalités [162].

En 2005, E. C. Baptista, E. A. Belati, G. R. M. Costa ont appliqué un algorithme de la programmation non linéaire au problème de l'EPO. Leur formulation est basée sur l'utilisation de l'algorithme d'augmentation de la fonction Lagrangienne et l'optimisation par la méthode du point intérieur [163]. W. Min & L. Shengsong ont, aussi, utilisé la méthode du point intérieur pour résoudre le problème de l'EPO [164]. P. N. Biskas et al. [151] ont utilisé l'ordinateur pour l'implémentation des équations du système CC dans l'étude et l'analyse du problème de l'EPO [165]. R. A. Jabr a, aussi, utilisé la méthode du point intérieur pour résoudre le problème de l'EPO dont le but de minimiser les pertes actives du réseau [166]. F. Milano, C. A. Canizares & M. Invernizzi ont résolu le problème de l'EPO avec contraintes par la considération de l'état de [167].

En 2006, K. Lenin & M. R. Mohan ont utilisé l'algorithme des colonies de fourmis (ACF) pour l'optimisation de la puissance réactive dans le but est de réduire les pertes de la puissance active au réseau. R. Labdani, L. Slimani & T. Bouktir ont utilisé la méthode PSO pour résoudre le problème du dispatching économique. Ils ont minimisé une fonction objective non linéaire du coût de production, de garder les puissances des générateurs, les amplitudes des tensions, les capacités shunts, les réacteurs et les rapports des transformateurs dans limites acceptables [168] & [169].

En 2006, M. Younes, M. Rahli & M. Kandouci ont utilisé les algorithmes génétiques en code réel pour la répartition économique des puissances. Ils ont minimisé une fonction objective non linéaire du coût de production d'un réseau interconnecté, satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [05].

En 2006, S. T. Jaya Christa & P. Venkatesh ont utilisé l'algorithme d'optimisation par essaims de particules (OEP) pour l'emplacement optimal de l'UPFC au réseau électrique dont le but est d'augmenter la capacité de transfert du système de transmission [170].

En 2006, A. A. A. Esmine & G. Lambert ont, aussi, utilisé l'algorithme d'optimisation par essaims de particules pour résoudre le problème de l'EPO dont le but est de réduire les pertes active au réseau [171]. E. Catz a présenté une étude sur l'évolution technique des systèmes de transport et de distribution d'électricité [172]. C. A. Camacho & C. R. Fuerte-Esquivel ont étudié le problème de l'EP triphasé dans un système de transmission équilibré par l'incorporation des dispositifs FACTS série (SSSC) [173]. D. Povh et al. [174] ont présenté une étude sur les avantages d'un système interconnecté par un lien HTCC [174]. H. Ambriz-Pérez, E. Acha & C. R. Fuerte-Esquivel ont présenté un modèle du dispositif TCSC (modèle d'angle d'amorçage) pour l'étude de l'EPO. Leur formulation est basée sur la modélisation du dispositif TCSC et l'intégration de cette dernière dans l'algorithme de l'EPO de Newton. Ils ont minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production, des pertes actives et des puissances active et réactive générées, en satisfaisantes les contraintes d'égalités et d'inégalités [175]. J. Zhang & A. Yokoyama ont présenté une comparaison entre l'UPFC et l'IPFC pour la régulation de l'EP et le contrôle de l'EPO [176]. Ils ont, aussi, utilisé la méthode du point intérieur pour l'optimisation du problème de l'EPO incorporant le dispositif IPFC [177].

En 2007, J. Y. Kim, Hwa-Seok Lee & J. Ho Park ont utilisé l'algorithme d'optimisation par essaims de particules (OEP) modifié pour résoudre le problème de l'EPO [178]. M. Laouer et al. [15] ont étudié le problème de l'EP dans un réseau électrique mixte CA-CC par l'utilisation d'un modèle du lien HTCC. Leur formulation est basée sur l'utilisation de la méthode de substitution des puissances injectées (SPI) [15]. X. Tong et al. [179] ont résolu le problème de l'EPO par la méthode de Newton.

En 2007, K. Vijayakumar & R. P. Kumudinidevi ont utilisé les algorithmes génétiques pour l'installation optimal des dispositifs FACTS dont le but est d'augmenter la capacité de transfert du système de transmission [180].

En 2007, M. Saravanan et al. [181] ont utilisé la méthode méta-heuristique PSO pour l'emplacement optimal des dispositifs FACTS avec considération du coût d'investissement des dispositifs FACTS dont le but est d'augmenter la capacité de transfert du système de transmission [181].

En 2007, A. Pizano-Martinez et al. [182] ont présenté une modélisation du système HTCC à base de convertisseurs de source de tension (CST) pour l'étude de l'EPO utilisant la méthode de Newton-Raphson [182]. K. Vijayakumar, R. P. Kumudinidevi & D. Suchithra ont appliqué les algorithmes génétiques hybrides pour résoudre le problème de l'EPO dans un réseau électrique en présence des dispositifs FACTS [183].

En 2007, A. L. Devi & B. Subramanyam ont utilisé la logique floue pour l'emplacement optimal des générateurs de distribution dont le but est de minimiser les pertes actives dans un réseau électriques de distribution radial [184].

En 2007, J. Sun & L. Tesfatsion ont utilisé la programmation quadratique pour résoudre le problème de l'EPO en CC [185]. M. Geidl & G. Andersson ont résolu le problème de l'EPO d'un système d'énergie multiple de porteurs [186]. B. Naama et al. [187] ont utilisé une approche hybride de l'Intelligence artificielle (AG) et de la méthode analytique Quasi-newtonienne (QN) pour l'optimisation des puissances dans un réseau d'énergie électrique [187]. M. S. Kumari, G. Priyanka & M. Sydulu ont présenté une comparaison entre les algorithmes génétiques et l'optimisation par essaims de particules pour le problème de l'EPO en présence des dispositifs FACTS [188]. Y. R. Sood à utilisé la programmation évolutionnaire pour l'analyse et l'étude du problème de l'EPO dans un système électrique dérégulé [189].

En 2007, F. Capitanescu et al. [190] ont utilisé la méthode du point intérieur pour l'optimisation du problème de l'EPO. Ils ont minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production, des pertes actives et des puissances active et réactive générées, en satisfaisantes les contraintes d'égalités et d'inégalités [190]. V. A Sousa et al. [191] ont, aussi, utilisé la méthode du point intérieur pour l'optimisation du problème de l'EPO. A. M. Azmy a utilisé les systèmes experts pour l'étude et l'analyse du problème de l'EPO dont le but de contrôler les profils de tensions dans un réseau interconnecté [192]. D. Westermann & H. Sauvain ont présenté une étude de la commande coordonnée de large sonde par les dispositifs FACTS et du système HTCC dans un environnement en temps réel [193].

En 2008, H. Ambriz-Pérez, E. Acha & C. R. Fuerte-Esquivel ont présenté un modèle du système HTCC pour l'étude de l'EPO. Leur formulation est basée sur la modélisation du système HTCC et l'intégration de cette dernière dans l'algorithme de l'EPO de Newton. Ils ont minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production, des pertes actives et des puissances active et réactive générées [194]. Dans la même année, M. Basu a utilisé l'algorithme à évolution différentielle pour résoudre le problème de l'EPO en présence des dispositifs FACTS. K. Y. Chan, G. T. Y. Pong & K. W. Chan ont utilisé la méthode PSO hybride pour la solution des problèmes de l'EPO avec contraintes et la stabilité transitoire [195] & [196].

En 2008, B. Mahdad et al. [197] ont présenté une solution du problème de l'EPO d'un réseau de grande taille en présence des dispositifs FACTS (shunts) par l'utilisation des algorithmes génétiques (AG's). J. Yu et al. [198] ont utilisé la programmation quadratique pour résoudre le problème de l'EP mixte et le problème de la répartition optimale de la puissance réactive en présence du système HTCC et le dispositif UPFC.

En 2008, A. Boumediène & A. Laoufi ont utilisé l'algorithme d'optimisation des colonies de fourmis (ACF) pour résoudre le problème de l'EPO. Ils ont minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production et des pertes de la puissance active au réseau [199].

En 2008, I. Kheirizad, A. Mohammadi & M. H. Varahram ont présenté un nouveau algorithme hybride pour l'installation optimal des dispositifs FACTS. Leur formulation est basée sur l'application d'un algorithme hybride des AG's et du PSO pour obtenir un emplacement optimal de dispositif FACTS (SVC) dans les réseaux électriques [200].

En 2008, M. K. Sebaa a utilisé la commande intelligente pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux électriques et l'emplacement optimal des dispositifs FACTS. Leur formulation est basée sur l'application des algorithmes génétiques pour obtenir un emplacement optimal des dispositifs FACTS dont le but est d'améliorer la stabilité dynamique des réseaux électriques [201].

En 2008, R. N. Banu & D. Devaraj ont utilisé les AG pour résoudre le problème de l'EPO dont le but d'améliorer la sécurité du système, en régime équilibré, par l'incorporation des dispositifs FACTS [202]. M. Claus et al [189] ont présenté une étude pour la résolution des grands réseaux intelligents par les systèmes HTCC et les dispositifs FACTS [203]. B. Mahdad et al. [204] ont utilisé un algorithme efficace à base des algorithmes génétiques parallèles pour résoudre le problème de l'EPO en présence des dispositifs FACTS dans un système électrique de grande taille [204].

En 2008, M. A. Abido a présenté une étude pour l'augmentation de la stabilité des systèmes électriques par l'utilisation des dispositifs FACTS [205]. L. Abdelmalek & M. Rahli ont présenté une étude de la répartition optimale des puissances actives par les méthodes Hessiennes [206]. Une année plus tard, T. Anibal de Azevedo et al. [207] ont utilisé la méthode du point intérieur pour résoudre un problème d'optimisation. Leur objectif est d'optimiser la puissance active sous contraintes dans les systèmes électro-énergétiques.

En 2009, L. Slimani a contribué à la solution de l'écoulement de puissance optimal d'un réseau électrique par l'application des techniques d'optimisation méta-heuristiques dans un environnement de l'électricité dérégulé [18].

En 2009, K. Chandrasekaran et al. [208] ont présenté une nouvelle méthode PSO pour l'incorporation des dispositifs FACTS aux réseaux électriques. Leur objectif est de minimiser une fonction multi-objective du coût de production et du coût d'investissement des dispositifs FACTS.

En 2009, P. Pezzini et al. [209] ont utilisé les algorithmes génétiques à l'emplacement optimal des dispositifs FACTS pour l'amélioration de l'efficacité énergétique des réseaux de distribution.

En 2009, S. B. Warkad, Dr. M. K. Khedkar & Dr. G. M. Dhole ont utilisé les algorithmes génétiques pour résoudre le problème de l'EPO mixte dans les réseaux électriques. Leur formulation est basée sur l'utilisation du système de transmission en haute tension à courant continu (HTCC). Ils ont minimisé une fonction objective du coût de la production, en tenant compte des contraintes d'égalités et d'inégalités [210].

En 2009, A. A. A. El-Ela, M. A. Abido & S. R. Spea ont résolu le problème de l'EPO par les algorithmes génétiques [211]. K. Mohamed et al [212] ont présenté une analyse de performance des défauts dans le système HTCC à base de convertisseurs de source de tension (CST) [212].

En 2010, N. Mezhoud et al. [213] ont présenté une étude de l'écoulement de puissance optimal par la méthode de Newton en présence des dispositifs FACTS (SVC). Leur objectif est de minimiser une fonction objective du coût et des pertes actives du réseau, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités nécessaires [213].

En 2010, C. Su & Z. Chen ont utilisé l'algorithme d'optimisation par essaims de particules (OEP) pour la résolution du problème de l'EPO. Leur objectif est d'améliorer la stabilité du système électro-énergétique. J. Hazra & A. K. Sinha ont utilisé, aussi, l'algorithme OEP pour résoudre le problème de l'EPO multi-objective [214] & [215].

En 2010, P. Umapathy et al. [216] ont utilisé la méthode d'optimisation par essaims de particules (OEP) pour résoudre le problème de l'EPO. Leur formulation est basée sur la variation du facteur d'inertie de l'algorithme OEP.

En 2010, M. V. Rao & C. B. K. Nivedita ont utilisé la méthode d'optimisation par essaims de particules (OEP) pour l'emplacement optimal du système HTCC et les dispositifs FACTS dans un système de transmission électrique [217].

En 2010, D. V. M. Chary & J. Amarnath ont utilisé les réseaux de neurones artificiels pour l'installation optimale des dispositifs FACTS dont le but est d'augmenter la capacité de transfert du système de transmission [218].

En 2010, K. Upamanyu, K. Bansal & M. Singh ont utilisé l'algorithme des colonies de fourmis (ACF) pour résoudre le problème de l'EP avec contraintes [219]. A. V. N. Babu et al. [220] ont résolu le problème de l'EP dans un réseau électrique en présence du dispositif IPFC par la méthode de Newton-Raphson [220].

En 2010, A. A. A. El-Ela, M. A. Abido & S. R. Spea ont utilisé les algorithmes à évolution différentielles pour résoudre le problème de l'EPO [221]. H. Zechun, X. Wang & G. Taylor ont, aussi, utilisé les algorithmes génétiques et les méthodes stochastiques pour résoudre le problème du dispatching économique [222].

En 2010, B. Mahdad et al. [223] ont utilisé un algorithme efficace hybride à base de la logique floue et l'optimisation par essaims de particules parallèles pour résoudre le problème de dispatching économique dans un système électrique de grand taille [223].

En 2011, J. Lavei, A. Rantzer & S. Low ont utilisé la programmation quadratique pour résoudre le problème de l'EPO. L. Slimani & T. Bouktir ont utilisé un algorithme itératif non déterministe pour résoudre le problème de l'EPO [224] & [225].

En 2011, N. Sinsuphun et al. [226] ont utilisé des algorithmes à base des essais intelligents pour la minimisation des pertes actives du réseau comme un objectif de la solution du problème de l'EPO. Leur formulation basée sur l'utilisation des 3 méthodes d'optimisation telles que les algorithmes génétiques (AG), l'algorithme d'optimisation par essaims de particules (OEP) et l'algorithme à évolution différentielle (ED) [226].

En 2011, N. M. Tabatabaei et al. [227] ont utilisé la méthode méta-heuristique PSO adaptative pour obtenir l'installation optimale des dispositifs FACTS dont le but est de minimiser une fonction multi-objective du coût de production et du coût d'investissement des dispositifs FACTS.

En 2011, J. L. Thomas, M. Boyra & G. Bergna ont présenté une étude sur les technologies des liaisons haute tension à courant continu pour l'interconnexion des réseaux électriques du pourtour méditerranéen. H. N. Duc a utilisé les dispositifs FACTS et les mesures à distance pour l'amélioration de l'amortissement des oscillations de puissances des réseaux électriques [228] & [229].

En 2012, C. Kumar & Ch. P. Raju ont utilisé la méthode d'optimisation PSO pour résoudre le problème de l'EPO avec contraintes. Ils ont minimisé une fonction objective non linéaire du coût de production et des pertes de la puissance active, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités. A. Ahmed A. Esmin & G. Lambert-Torres ont utilisé, aussi, la méthode d'optimisation PSO pour résoudre le problème de l'EPO [230] & [231].

En 2012, F. Gonzalez-Longatt, J. Roldan & C. A. Charalambous ont présenté une solution de l'EPO par l'utilisation du système HTCC à base de convertisseurs de sources de tension (HTCC-CST). L. Slimani & T. Bouktir ont appliqué l'algorithme à évolution différentielle pour résoudre le problème de l'EPO d'un réseau électrique connecté avec une centrale d'énergie éolienne [232] & [233].

En 2012, M. L. Reddy, M. R. Reddy & V. C. V. Reddy ont résolu le problème de l'EPO par l'application de l'algorithme d'optimisation par essaims de particules (OEP) dont le but est de minimiser le coût de production [234].

En 2012, N. Ghanemi & D. Labeled ont utilisé la méthode de substitution des puissances injectées (SPI) pour étudier le problème de l'EP dans un réseau électrique mixte CA-CC. A. E. Dahej, S. Esmaili & A. Goroohi ont utilisé une méthode hybride basée sur les méta-heuristiques (AG et PSO) pour obtenir l'installation optimale des dispositifs FACTS dont le but est de minimiser les pertes de la puissance active et de garder les tensions des JdB dans les limites acceptables [235] & [236].

En 2012, S. Suresh, A. V. N. Babu & S. Sivanagaraju ont utilisé un algorithme évolutionnaire basée sur l'intelligence artificielle pour résoudre le problème de l'EPO avec contraintes en présence des dispositifs FACTS (SSSC). Ils ont minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production et des pertes de la puissance active, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [237].

En 2012, J. S. Sarda et al. [238] ont utilisé un algorithme évolutionnaire basé sur l'intelligence artificielle pour l'installation optimale des dispositifs FACTS dont le but est de minimiser une fonction multi-objective non linéaire du coût de production et des pertes actives du réseau, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités.

En 2012, B. Bhattacharyya, S. K. Goswami & V. K. Gupta ont utilisé la méthode PSO pour l'installation optimale des dispositifs FACTS dont le but est d'augmenter la capacité de transfert du système. Ils ont

minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production, du coût d'investissement des dispositifs FACTS et des pertes de la puissance active, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [239].

En 2012, A. A. E. Shammah, A. M. Azmy & A. Abou Elela ont utilisé un algorithme heuristique pour le choix d'emplacement optimal des capacités de compensation dans un réseau électrique de distribution [240].

En 2012, S. A. Jumaat et al. [241] ont utilisé la programmation évolutionnaire (PE) et l'algorithme d'optimisation par essais de particules (OEP) pour le choix d'emplacement optimal des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques. Ils ont minimisé une fonction objective du coût d'investissement des dispositifs FACTS et des pertes de la puissance active du réseau.

En 2012, B. Bhattacharyya & V. K. Gupta ont utilisé l'algorithme à évolution différentielle (ED) et l'algorithme d'optimisation par essais de particules (OEP) pour le choix d'emplacement optimal des dispositifs FACTS afin de rendre un fonctionnement économique du système [242].

En 2013, Ulas Kilic & Kursat Ayan ont utilisé les AG pour résoudre le problème de l'EPO mixte AC-DC et du stabilité transitoire. B. Mahdad & K. Srairi ont résolu le problème de l'EPO multi-objective par l'utilisation d'un algorithme à évolution différentielle [243] & [244]. R. Effatnejad et al. [245] ont résolu le problème du dispatching économique par l'application de l'algorithme des colonies de fourmis (ACF).

En 2013, M. R. Rao & A. V. N. Babu ont présenté une étude de l'EPO basée sur l'utilisation des méthodes méta-heuristiques. K. Dh. Babu & M. D. Reddy ont utilisé la logique floue et l'algorithme de la méthode PSO pour obtenir un emplacement optimal du dispositif SVC dans les réseaux électriques [246] & [247].

En 2013, B. Sharma, S. Sehgal & A. Nain ont résolu le problème de l'EPO par l'application des algorithmes génétiques et l'algorithme d'optimisation par essais de particules (OEP) [248]. Ils ont minimisé une fonction objective du coût de production, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités nécessaire [248].

En 2013, S. A. Jumaat et al. [249] ont utilisé la méthode PSO multi-objective pour obtenir l'installation optimale des dispositifs FACTS. Ils ont minimisé une fonction multi-objective des pertes actives et du coût de la production dont le but est d'augmenter la capacité de transfert du système de transmission.

En 2013, F. M. Tuaimah, Y. Nadhum Abd & Fahad A. Hameed ont utilisé l'algorithme des colonies de fourmis (ACF) pour résoudre le problème de l'EPO appliqué au réseau interconnecté d'Iraq. Ils ont minimisé une fonction multi-objective du coût de la production et des pertes de la puissance active [250].

En 2013, A. Messaoudi a utilisé un algorithme à évolution différentielle (ED) pour résoudre le problème du dispatching économique. Il a minimisé une fonction objective des pertes de la puissance active et le contrôle de tension des JdB [251].

En 2013, S. Dhivya & T. Vigneswaran ont utilisé l'algorithme Primal-Dual de la méthode du point intérieur pour résoudre le problème de l'EPO et du dispatching économique avec contraintes de sécurités. Ils ont minimisé une fonction multi-objective des pertes de la puissance active et le contrôle de tension des JdB dans les réseaux électriques [252].

En 2013, J. P. Rodriguez a présenté une modélisation détaillée du système de transmission en haute tension à courant continu à base des convertisseurs de source de tension HTCC-CST dans le programme d'électromagnétique transitoire (EMTP) [16].

En 2013, F. D'eustachio a présenté une étude sur les enjeux des systèmes HTCC dans les réseaux de transport d'électricité. C. N. Ravu & C. Ch A. Rajan ont résolu les problèmes de l'EPO et du dispatching économique par l'utilisation de l'algorithme à évolution différentielle. Ils ont minimisé une fonction multi-objective de l'écoulement de puissance avec et sans pollution, minimisation du coût de production de l'énergie électrique en tenant compte des pertes de la puissance active et des déviations des tensions aux niveaux des JdB de charge [253] & [254]. A. Pachori, H. Amhia & V. Moranya ont utilisé le logiciel MATLAB/SIM pour l'étude de l'EP par la méthode de Newton-Raphson en incorporant le dispositif SVC pour le contrôle des tensions aux JdB et la compensation de la puissance réactive, dont le but de réduire

les pertes actives au réseau [255]. B. Mahdad & K. Srairi ont, aussi, utilisé l'algorithme à évolution différentiel pour résoudre le problème de l'EPO multi-objective par la considération de l'état de contingence [256].

En 2014, N. Mezhoud, S. Leulmi & A. Boukadoum ont utilisé l'algorithme d'optimisation par essais de particules pour résoudre le problème de l'EPO mixte en présence des dispositifs FACTS shunts (SVC) et le système de transmission en haute tension à courant continu (HTCC). Ils ont minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production et des pertes de la puissance active, en tenant compte des contraintes d'égalités et d'inégalités nécessaire [257].

En 2014, G. Sasank Das & B. Mohan ont utilisé les algorithmes génétiques pour l'installation optimale des dispositifs FACTS. Ils ont minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production et des pertes actives, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités. A. Gupta & P. R. Sharma ont utilisé, aussi, les algorithmes génétiques pour obtenir le choix optimal d'emplacement des dispositifs FACTS. Ils ont minimisé une fonction objective non linéaire des pertes actives du réseau, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités et en gardant, en régime permanent, les tensions dans des limites acceptables [258] & [259].

En 2014, K. Pandiarajan & C. K. Babulal ont appliqué une hybridation des algorithmes génétiques et l'algorithme d'optimisation par essais de particules pour minimiser une fonction objective non linéaire des pertes actives au réseau, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités [260].

En 2014, A. Elsheikh et al. [261] ont utilisé la méthode PSO pour résoudre le problème de l'EPO et la compensation de la puissance réactive. Leur formulation est basée sur le choix d'emplacement optimal des capacités de compensation pour minimiser une fonction objective non linéaire du coût de production, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités.

En 2014, H. G. Amulya, T. M. V. Kumar & K. R Mohan ont utilisé les algorithmes génétiques (AG) et l'algorithme d'optimisation par essais de particules (OEP) pour l'emplacement optimal des dispositifs FACTS dans les lignes de transmission. R. Pierre a présenté une modélisation dynamique et de commande des réseaux haute tension à courant continu multi-terminaux [262] & [263].

En 2014, J. P. Roselyn, D. Devaraj & S. S. Dash ont utilisé les algorithmes génétiques (AG) pour le contrôle de tensions des JdB en présence des dispositifs FACTS. Ils ont minimisé une fonction multi-objective non linéaire du coût de production et du coût d'investissement des dispositifs FACTS, en tenant compte des contraintes d'égalités et d'inégalités [264].

En 2014, N. Mezhoud, S. Leulmi & A. Boukadoum ont présenté une modélisation du système de transmission en haute tension à courant continu (HTCC) pour résoudre le problème de l'EPO mixte par l'application de l'algorithme d'optimisation par essais de particules [265].

En 2014, Nabil Qachchachi, Hassane mahmoudi & Abdennebi El-Hasnaoui, ont utilisé, aussi, le système de transmission en haute tension à courant continu (HTCC) pour résoudre le problème de l'EPO mixte dans les réseaux électriques intelligents [266]. Shahab Bahrami, Vincent W. S. Wong & Juri Jatskevich ont utilisé, aussi, le système de transmission en haute tension à courant continu (HTCC) pour résoudre le problème de l'EPO mixte par l'application d'un algorithme de relaxation SDP (Semidefinite program) [267].

En 2015, B. Sravan Kumar, M. Suryakalavathi & G.V.Nagesh Kumar ont résolu le problème de l'écoulement de puissance optimal en présence du dispositif SVC (Static VAR Compensator). Ils ont minimisé une fonction objective des pertes actives, en satisfaisant les contraintes d'égalités et d'inégalités utilisent l'algorithme FPA (Flower Pollination Algorithm) [268].

En 2015, Pooja P. Kulkarni & Dr. N. D. Ghawghawe ont utilisé l'emplacement optimal et le choix des paramètres optimaux du dispositif TCSC pour augmenter la capacité du transfert des puissances dans les lignes de transmission [269].

En 2015, Emil Igglund et al. [270] ont utilisé les liens DC pour l'étude de l'écoulement de puissance optimal dans des zones interconnectés HVAC et HVDC [270].

En 2015, M. Gomez-Gonzalez, A. López, F. Jurado ont utilisé l'algorithme OEP pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal [271].

En 2015, P. Balachennaiah, M. Suryakalavathi & Palukuru Nagendra ont utilisé plusieurs méthodes de programmation successives linéaires, du point intérieur et de l'algorithme génétique pour optimiser les pertes actives et la stabilité des tensions dans un système électriques très grandes [272].

En 2016, J. Praveen & B. Srinivasa Rao ont résolu le problème de l'écoulement de puissance optimal par la méthode OEP incorporant le dispositif FACTS (IPFC) [273].

En 2016, M. Sahraei-Ardakani & K. W. Hedman ont utilisé la programmation linéaire pour l'ajustement efficace de réglage des dispositifs FACTS pour l'étude de l'écoulement de puissance optimal mixte [274].

En 2016, A. Immanuel & Ch. Chengaiah ont utilisé un algorithme d'optimisation adaptative hybride pour résoudre le problème de l'écoulement de puissance optimal multi-objective en présence des dispositifs FACTS [275].

### 1.3 - POSITION DU PROBLEME

Jusqu'à maintenant, plusieurs modèles mathématiques ont été développés par différents chercheurs pour la planification, l'exploitation et la gestion des réseaux électriques. Malgré l'élégance de la formulation dans certain cas et une précision exceptionnelle dans d'autres, la majorité de ces modèles ne conviennent pas à une application industrielle en temps réel. Les raisons retenues et évoquées sont, principalement, le temps de calcul mis pour atteindre une solution optimale du problème lors de la simulation, d'événements, fortuits et aussi, l'espace mémoire requis en cas d'analyse de grands réseaux [10].

Avec la dérégulation du marché de l'électricité, on s'attend, irrémédiablement, à une augmentation du nombre des échanges non planifiés. Si ces échanges, qui obéissent aux lois de Kirchhoff, ne sont pas contrôlés, des problèmes peuvent survenir dans le réseau. Il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de contrôler ces transits de puissance afin d'exploiter le réseau de manière plus efficace et plus sûr [127].

La possibilité de contrôler les puissances circulant dans un réseau, sans avoir recours ni à la réallocation des productions ni à des modifications de topologie, représente un grand intérêt pour les exploitants, notamment, dans le contexte de l'ouverture du marché de l'électricité [11].

En général, les dispositifs à commutations électromécaniques sont utilisés pour contrôler l'EP et l'EPO. Mais, ils présentent un intérêt limité de par le nombre de commutations et les coûts de maintenance élevés. Grâce au développement croissant dans le domaine de l'électronique de puissance, une nouvelle famille d'éléments appelés FACTS peut être mise à profit dans le but de pouvoir contrôler l'EP et les tensions dans un réseau électrique (RE). En régime de fonctionnement permanent, ils permettent de contrôler les transits de puissance dans les RE [10] - [11].

L'écoulement de puissance optimal est un secteur d'étude essentiel dans les réseaux électriques, où on doit générer moins d'énergie pour la même demande, avec une bonne gestion et une distribution pré-calculée des générateurs d'énergie avec le moindre coût de production possible et diminuant des pertes de la puissance active.

Le problème de l'écoulement de puissance optimal mixte est le problème de la recherche du minimum d'une certaine fonction objective soumise à un nombre limité de contraintes. Le choix de la fonction objective dépend du critère d'optimalité défini. Les contraintes à satisfaire sont, d'une part, celles liées aux lois physiques gouvernant le comportement du système. D'autre part, ce sont les limitations dans la capacité des équipements connectés et celles liées aux critères de conception et de fonctionnement du modèle en régime permanent.

La base de solution du problème de l'EP mixte CA-CC a le même intérêt que celui du système à CA. Ceci nous permettra de savoir, constamment, dans n'importe quel point, l'état d'énergie du système mixte CA-CC, pour une meilleure exploitation [15].



La connaissance de tension des JdB du réseau est très significative parce qu'ils permettent de calculer, exactement, l'EP entre ces JdB. La résolution du problème de l'EP dans les systèmes mixtes CA-CC est différente des autres en CA. Nous devons présenter de nouveaux paramètres et nous faire quelques modifications dans les méthodes de base pour simplifier la complexité du problème. En terme mathématique, le problème général de l'EPO mixte est exprimé comme un problème général d'optimisation non linéaire avec contraintes.

$$\text{Min } f(x, u) \quad (1.1)$$

Sous les contraintes d'égalités et d'inégalités :

$$h(x, u) = 0 \quad \& \quad g(x, u) \leq 0 \quad (1.2)$$

Aux contraintes d'égalités se rajoutent, généralement, des contraintes d'inégalités de plusieurs types :

- ✓ Contraintes sur les puissances actives générées par tous les générateurs.
- ✓ Contraintes sur les puissances réactives générées par tous les générateurs.
- ✓ Contraintes sur les amplitudes des tensions en chaque JdB du réseau.
- ✓ Contraintes sur les angles de phase des tensions en chaque JdB du réseau.
- ✓ Contraintes sur les puissances réactives injectées par différents équipements.
- ✓ Contraintes sur les rapports de transformation des transformateurs.

En présence des dispositifs FACTS classiques et intelligents et du système HTCC en ajoute :

- ✓ Contraintes sur la susceptance du SVC.
- ✓ Contraintes sur la réactance de TCSC.
- ✓ Contraintes sur les rapports de transformation des transformateurs des convertisseurs.
- ✓ Contraintes sur l'amplitude et l'angle de phase de tension du convertisseur, pour le cas du STATCOM, l'UPFC, SSSC et le HVDC.

## 1.4 - OBJECTIFS & CONTRIBUTIONS SOUHAITES

### 1.4.1 - Objectifs

Dans ce travail, nous sélectionnons une nouvelle formulation mathématique, la plus adéquate possible, non linéaire de l'EPO d'un réseau électrique mixte CA/CC/CA en vue de la minimisation de la fonction objective caractérisant la réduction des pertes de la puissance active et du coût de production, pour une meilleure sûreté de fonctionnement et une meilleure sécurité des différents ouvrages.

Sa résolution sera préconisée par l'application des méthodes méta-heuristiques assistée par des FACTS dits intelligents. Le principe repose sur les propriétés de découplage des paramètres caractéristiques d'un système de fourniture d'énergie électrique mixte.

L'objectif de l'étude et l'analyse de l'EPO mixte CA/CC/CA est de déterminer les caractéristiques de fonctionnement, en régime permanent, des systèmes de génération et de transmission de puissance pour un ensemble donné des JdB en vue de :

- ✓ Satisfaire l'équilibre entre l'offre et la demande de l'énergie dans un RE mixte existant.
- ✓ Déterminer les tensions (CA et CC) et les puissances actives  $P$  & réactives  $Q$  dans un endroit donné du réseau en vue d'une, éventuelle, nouvelle extension du réseau électrique.

La solution de l'EPO mixte CA/CC/CA doit fournir les amplitudes et les angles de phase de tensions, les puissances actives  $P$  et réactives  $Q$  dans les unités individuelles, la transmission des pertes et la puissance réactive générée et/ou absorbée aux JdB contrôlés en tension aux réseaux CA, les amplitudes et les angles de phase des tensions continus, la puissance réactive  $Q$  injectée par différents compensateurs intelligents, les pertes de la puissance active dans les liaisons ou câbles à courant continu.

### 1.4.2 - Contributions

Dans ce travail de recherche, nous essayons à contribuer à la solution de l'EPO d'un réseau électrique mixte CA/CC/CA par l'application des techniques d'optimisation méta-heuristiques en présence des dispositifs FACTS intelligents dans les systèmes électro-énergétiques modernes tels que l'optimisation par essaim de particules (OEP), l'optimisation par les algorithmes génétiques (AG) et l'optimisation par colonies de fourmis (ACF) assistée par les FACTS intelligents.

En plus de l'étude classique du problème de l'EPO mixte, notre travail consiste aussi, à réfléchir sur la possibilité d'emploi d'une nouvelle approche basée sur l'introduction de la notion des FACTS intelligents. Finalement, notre étude pivote autour des points suivants :

- ✓ Étude de l'EPO sans FACTS.
- ✓ Étude de l'EPO avec FACTS classiques et intelligents.
- ✓ Étude de l'EPO mixte CA/CC/CA sans FACTS.
- ✓ Étude de l'EPO mixte CA/CC/CA avec FACTS classiques et intelligents.

La validation des méthodes proposées sera effectuée par la simulation programmée sous l'environnement MATLAB, par comparaison avec certaines références bien établies telles que [147] & [194].

## 1.5 - ORGANISATION DE LA THESE

Cette thèse est composée de 9 chapitres, décrits comme suit :

Dans le 1<sup>er</sup> chapitre, après une étude et analyse bibliographique synthétisée, position du problème, les objectifs et les contributions souhaités du présent travail ont été stimulés.

Le 2<sup>ème</sup> chapitre présente la modélisation des réseaux électriques équilibrés & formulation du problème de l'EP. Cette étude comporte une présentation des différentes étapes relatives à un système de production, de transport et de distribution de l'EE. La modélisation des différents éléments du réseau non pollué, la position et la formulation du problème de l'EP sont, elles - aussi, complètement, esquissées. Les lois d'échanges d'énergie transitée à travers une ligne sont, également, abordées.

Le 3<sup>ème</sup> chapitre présente le choix et la modélisation des dispositifs FACTS à l'étude de l'EP. Cette étude comporte les classifications des systèmes FACTS, le choix du type de FACTS pour la résolution des problèmes de l'EP ou la répartition des puissances dans les RE. L'introduction de la notion des FACTS intelligents est, elle-aussi, complètement, esquissée.

Le 4<sup>ème</sup> chapitre présente la modélisation du système de transmission en haute tension à courant continu (HTCC). Cette étude comporte, après un bref historique sur l'énergie à CC, les éléments de constitution du système HTCC, le principe de fonctionnement et l'interconnexion des réseaux électriques par le système HTCC. La modélisation du système HTCC et l'incorporation de cette dernière pour l'étude et la résolution du problème de l'EP dans les RE sont, elles-aussi, complètement, évoquées.

Le 5<sup>ème</sup> chapitre esquisse 7 techniques d'optimisation classiques (déterministes), telles que la méthode du gradient, la méthode de newton, la méthode de quasi-newton, la programmation dynamique, la méthode du point Intérieur, la programmation quadratique et la méthode du simplex.

Le 6<sup>ème</sup> chapitre évoque quelques techniques d'optimisation heuristiques et méta-heuristiques basées sur la théorie d'intelligence artificielle, telles que la méthode monte carlo, les algorithmes du recuit simulé, l'algorithme du recherche tabou, les algorithmes évolutionnaires, l'algorithme à évolution différentielle : les algorithmes génétiques, l'optimisation par essais de particules et l'optimisation par l'algorithme des colonies de fourmis.

Le 7<sup>ème</sup> chapitre comporte l'étude de l'EPO et l'EPO mixte par l'application des méthodes classiques et méta-heuristiques. Le début du chapitre est consacré à la formulation du problème de l'EPO mixte. Par contre, la suite du chapitre est consacrée à une étude de l'EPO mixte par l'application des méthodes méta-heuristiques sans et en présence des dispositifs FACTS intelligents.

Le 8<sup>ème</sup> chapitre consiste à implémenter une simulation numérique utilisant le logiciel MATLAB. Une étude comparative sera faite entre les différentes techniques utilisées. La validation de nos résultats sera confrontée aux résultats donnés par quelques références bien établies [17]-[20] & [194].

Le dernier chapitre expose les conclusions et les propositions sur les perspectives et la continuation de ce travail pour de futures recherches doctorales (HDR) et scientifiques ou technologiques.

## 1.6 - TRAVAUX SCIENTIFIQUES

### 1.6.1 - Publications

1. N. Mezhoud, S. Leulmi & A. Boukadoum, "AC-DC Optimal Power Flow Incorporating Shunt FACTS Devices Using HVDC Model and Particle Swarm Optimization Method", International Review of Electrical Engineering (IREE), Vol. 9, N° 2, pp. 382-393, March-April 2014.
2. N. Mezhoud, S. Leulmi & A. Boukadoum, "HVDC Modelling In Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization", International Journal of Advanced Engineering Applications (IJAEA), Vol. 7, N° 2, pp. 42-52, April 2014.
3. N. Mezhoud, S. Leulmi & A. Boukadoum, "Optimal Power Flow in HVDC Modelling Using Particle Swarm Optimization", Revista Tecnica de la Facultad de Ingenieria Universidad del Zulia, Rev. Téc. Ing. Univ. Zulia, Vol. 37, N° 2, pp. 37-47, ISSN : 0254-0770, August 2014.

### 1.6.2 - Communications

1. N. Mezhoud, A. Boukadoum, S. Leulmi & F. Boukhenoufa, "Etude de l'Écoulement de Puissance Optimal par la Méthode de Newton en Présence des Dispositifs FACTS (SVC)", 10<sup>th</sup> International Conference on Electrical Networks, ICEN'10, Sedi Bel-Abbes, Algeria, pp. 48-54, September 28 - 29, 2010.
2. A. Bahri, A. Boukadoum, S. Leulmi, B. Ayachi & N. Mezhoud, "Stabilité Transitoire d'un Système Electrique Multimachine par la Théorie des Catastrophes & les TIA", 10<sup>th</sup> International Conference on Electrical Networks, ICEN'10, Sedi Bel-Abbes, Algeria, pp. 156-161, September 28 - 29, 2010.
3. F. Boukhenoufa, A. Boukadoum, A. Leulmi, F. Laouafi, S. Leulmi, & N. Mezhoud, "Régulation Optimale de la Tension & Compensation de la Puissance Réactive avec Contraintes de Sécurité, d'un Réseau Electrique, par la Méthode Hybride MPI & AG", 10<sup>th</sup> International Conference on Electrical Networks, ICEN'10, Sedi Bel-Abbes, Algeria, pp. 27-32, September 28 - 29, 2010.


### 1.6.3 - Encadrements

1. H. Bouzitoune, A. Alidra & B. Mohamed ben Ali, "Etude des Régimes de Fonctionnement de la Machine Synchrone (Alternateurs, Moteurs et Compensateurs Synchrones)", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de Licence en Installation Electrique Industrielle, Département de Génie Electrique, Université du 20 Août 1955 - Skikda, Juin 2011.
2. A. Badi, A. Guiter & B. Djeghim, "Protection des Moteurs Asynchrones de Grandes Puissances", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de Licence en Installation Electrique Industrielle, Département de Génie Electrique, Université du 20 Août 1955 - Skikda, Juin 2011.
3. Kh. Benhmidcha & B. N, "Construction des Machines Electriques Tournantes", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de Licence en Electrotechnique Industrielle, Département de Génie Electrique, Université du 20 Août 1955 - Skikda, Juin 2011.
4. K. Labiad, I. Kahlouch & Ch. Hariche, "Etude de l'Écoulement de Puissance Optimal par l'Utilisation des dispositifs FACTS", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de l'Enseignement Secondaire Technique en Electrotechnique, Ecole Normale Supérieur d'Enseignement Technologique de Skikda, Juin 2012.

5. Y. Naouar, S. Molakmim & S. Agoun, "Etude & Modélisation des Machines Synchrones", Mémoire en vue d'Obtention du Diplôme de l'Enseignement Secondaire Technique en Electrotechnique, Ecole Normale Supérieur d'Enseignement Technologique de Skikda, Juin 2012.
6. A. Tourech, & A. Laouar, "Etude & Modélisation des Machines Asynchrones", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de l'Enseignement Secondaire Technique en Electrotechnique, Ecole Normale Supérieur d'Enseignement Technologique de Skikda, Juin 2012.
7. I. Hamadouche & S. Iemzaouda, "Modélisation & Simulation des Plaques Photovoltaïques", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de l'Enseignement Secondaire Technique en Physique, Ecole Normale Supérieur d'Enseignement Technologique de Skikda, Juin 2012.
8. S. Batach, & S. Sid, "Contribution à l'Etude de l'Ecoulement de Puissance Optimal par l'Utilisation du Dispositif UPFC (Unified Power Flow Controller)", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de l'Enseignement Secondaire Technique en Electrotechnique, Ecole Normale Supérieur d'Enseignement Technologique de Skikda, Juin 2013.
9. F. Z. Boutahra, & N. Boukabour, "Contribution à la Modélisation & Simulation d'un Système Photovoltaïque", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de l'Enseignement Secondaire Technique en Electrotechnique, Ecole Normale Supérieur d'Enseignement Technologique de Skikda, Juin 2013.
10. S. Ahmed Boudouda & M. Belagoune, "Contribution à l'Etude de l'Ecoulement de Puissance Optimal par des Approches Méta-heuristiques", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de Master en Electrotechnique (Réseaux Electriques), Université du 20 Août 1955 - Skikda, Juin 2016.
11. T. Larit, "Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité des Réseaux Electrique par l'Intégration des Dispositifs FACTS", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de Master en en Electrotechnique (Electrotechnique Industrielle), Université du 20 Août 1955 - Skikda, Juin 2016.
12. M. N. Louahem, "Contribution à la Modélisation & la Simulation des Systèmes Photovoltaïques", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de Master en en Electrotechnique (Electrotechnique Industrielle), Université du 20 Août 1955 - Skikda, Juin 2016.
13. M. A. Fatoui, R. Rahai & A. Boucharbet, "Contribution à l'Etude de Compensation de la Puissance Réactive par l'Utilisation des Dispositifs FACTS", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de Licence en Electrotechnique, Université du 20 Août 1955 - Skikda, Juin 2016.
14. M. Sayad, S. S. B hamdi & K. Lakaichi, "Contribution à l'Etude, la Modélisation & la Simulation des Machines Asynchrones", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de Licence en Electrotechnique, Université du 20 Août 1955 - Skikda, Juin 2016.
15. S. Mousaoui, Z. boulouma & S. Boukalouar, ""Contribution à l'Etude de l'Ecoulement de Puissance par l'Utilisation des Dispositifs FACTS", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de Licence en Electrotechnique, Université du 20 Août 1955 - Skikda, Juin 2016.
16. Kh. Boukerfa, A. Maar & A. Bechnikh, "Modélisation & Simulation des Systèmes Photovoltaïques", Mémoire en Vue d'Obtention du Diplôme de Licence en Electrotechnique, Université du 20 Août 1955 - Skikda, Juin 2016.

## 1.7 - CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté une revue de la littérature de plusieurs articles de références intéressants qui touchent le sujet de cette thèse. Nous avons d'abord, discuté la formulation du problème, les objectifs, les contributions souhaités de nos travaux de recherche et les travaux scientifiques réalisées durant les années de travail de cette thèse.




**CHAPITRE II**

**MODELISATION DES RESEAUX ELECTRIQUES**

**EQUILIBRES & FORMULATION DU**

**PROBLEME DE L'ECOULEMENT DE**

**PUISSANCE**



## 2 - MODELISATION DES RESEAUX ELECTRIQUES EQUILIBRES & FORMULATION DU PROBLEME DE L'ECOLEMENT DE PUISSANCE

### 2.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS

#### 2.1.1 - Préambule

L'électricité est une forme d'énergie très commode et extrêmement utile. Elle joue un rôle très important dans notre société industrialisée moderne. L'extension des systèmes de transport et d'interconnexion d'énergie électrique en tant que vecteur de répartition d'énergie électrique est, intimement, liée à ce développement. Les systèmes d'alimentation font face, aujourd'hui, à plusieurs changements.

Sous des conditions normales, les systèmes de transmission électrique (STE) fonctionnent en régime permanent. Les calculs exigeant la caractérisation de cet état sont appelés : Ecoulement de puissance (EP). L'exploitation de certaines conditions dites contraintes d'égalités et d'inégalités mène à l'étude de l'écoulement de puissance optimal (EPO).

Plusieurs méthodes numériques sont utilisées pour résoudre ce type de problèmes. La non linéarité des équations obtenues rend le problème complexe. Ainsi, l'extension de solutions analytiques devient quasi impossible. La stratégie, prépondérément utilisée, est de faire recours aux méthodes numériques caractérisées par l'emploi du cerveau artificiel dénommé, communément, l'ordinateur.

Dans ce travail, on va appliquer la méthode supposée, actuellement, puissante et bien connue sous le nom de la méthode de Newton-Raphson.

Dans cette étude, on va se limiter, seulement, à l'étude des systèmes électriques constitués, principalement, par 3 grandes phases :

- ✓ La production caractérisée par les générateurs et leurs relatifs auxiliaires.
- ✓ Le transport constitué, par les lignes, les câbles, les transformateurs et leurs correspondants accessoires. Cette phase peut être décomposée en 3 sous régions [276] :
  - Système d'interconnexion avec des niveaux de tension : THT, EHT & UHT.
  - Système de transmission d'énergie avec des niveaux de tension : HT, THT & EHT.
  - Système de répartition ayant des niveaux de tension : MT & HT.
- ✓ La distribution caractérisée, elle-aussi, en plus des charges par les mêmes éléments que celles de la deuxième phase, ci-dessus indiquée, à des puissances et à des niveaux de tension beaucoup plus inférieures. Cette région peut, éventuellement, se distinguer par 3 sous systèmes :
  - Systèmes de distribution : BT & MT.
  - Systèmes ou charges industriels : BT.
  - Systèmes de consommation ou d'utilisation correspondant aux charges domestiques & commerciales : BT & TBT.

Outre les 4 éléments principaux (générateurs, transformateurs, lignes ou câbles et charges), un système électrique comporte, dans ces 3 grandes phases distinctes, des :

- ✓ Appareils de mesure.
- ✓ Dispositifs de contrôle et de compensation.
- ✓ Appareils de protection et de coupure.
- ✓ Équipements accessoires et auxiliaires.

Tous ces dispositifs ou appareils sont, principalement, distincts et spécifiques à chaque système, ou même à chaque sous système.

Cette complexité de réseau, en tout régime de fonctionnement confondu :

- ✓ Permanent, stationnaire ou établi ;
- ✓ Transitoire ;
- ✓ Subtransitoire ;

nécessite une modélisation ou schématisation élémentaire ou globale simplifiée, claire et exhaustive. L'étude du régime établi correspondante à l'EP, objet de notre travail, s'appuie sur des choix de modèles ou des schémas équivalents très spécifiques répondant aux exigences demandées par la qualité de l'électricité et son ouverture sur le marché.

Dans ce chapitre, on s'intéresse à la modélisation des RE équilibrés non pollués répondant aux objectifs cités ci-dessous.

### 2.1.2 - Objectifs

Le choix des méthodes classiques et leur développement, relatives à l'étude de l'EP, se schématisent par les jalons suivants :

- ✓ La présentation des différents étages relatifs à un système PTDC.
- ✓ La position & la définition du problème de l'EP.
- ✓ L'analyse et détermination du bilan énergétique convoité par l'EP.
- ✓ Le choix des modèles des différents éléments d'un réseau spécifique à l'EP.
- ✓ L'analyse d'échange ou de transit de puissance.
- ✓ La formulation des équations de l'EP.

## 2.2 - PRODUCTION & TRANSPORT DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

Le stockage massif de l'énergie électrique sous une forme, immédiatement disponible, n'est, actuellement, pas possible dans des fonctionnements économiques satisfaisantes. Le problème majeur de l'exploitation est, donc, de maintenir, en permanence, l'équilibre entre l'offre disponible et la demande potentielle. Etant entendu que l'équilibre instantané, entre la production et la consommation, est une condition presque, pratiquement, impossible, mais elle reste nécessaire pour le bon fonctionnement d'un système PTDC. Dans tout ce qui suit, nous l'appellerons système électrique, plutôt que réseau électrique, terme qui peut avoir diverses significations. Le terme réseau électrique sera réservé à l'ensemble des moyens de transport et de consommation de l'électricité. Traditionnellement, on distingue au sein d'un système électroénergétique 3 niveaux de fonctions différentes caractérisées par :

- ✓ **Le système de production de l'électricité** : Il est constitué par des usines de production d'énergie électrique, souvent appelées centrales. Ces dernières servent à convertir les énergies primaires en électricité. Elles sont les véritables sources d'énergie. Ces sources sont de 2 types :
  - **Les sources conventionnelles** : Les centrales hydrauliques, les centrales thermiques et les centrales nucléaires.
  - **Les sources non conventionnelles ou renouvelables** : Les centrales solaires et les centrales de production éolienne. Il existe, aussi, des centrales qui utilisent l'énergie des vagues créées par le vent et bien d'autres formes d'énergie renouvelables.

Malgré que la tendance actuelle est de se pencher et d'exploiter au mieux les seconds types de sources. Les premières, malgré la hausse et le non contrôle de leur coût de revient dus, principalement, aux différents conflits politico-économiques, à l'instabilité de certaines régions et à la volonté de la dominance et d'exploitation des autres, restent toujours les mieux adaptées. Par conséquent, elles sont les plus demandées et les plus utilisées [276].

Après la conversion de toutes ces sources primaires, thermiques, nucléaires, solaires ou éoliennes, sous des formes intermédiaires spécifiques, elles se transforment en énergie électrique à travers, généralement, la conversion électromécanique.

L'énergie électrique est une forme d'énergie propre et convenable pour être, au mieux, exploitée par les 2 autres niveaux sous cités :

- ✓ **Les réseaux d'interconnexion, de transport et de répartition** : Leur rôle est d'assurer la liaison entre la source de production de l'énergie électrique (en amont) et les réseaux de distribution et de consommation (en aval). Ces derniers sont composés de multitudes et divers utilisateurs de diverses

puissances : industrielles, commerciales et domestiques. Ce niveau assure, donc, la mise en commun et la répartition, sur une très vaste région, de l'électricité produite.

- ✓ **Les réseaux de distribution et de consommation** : Les réseaux de distribution sont des réseaux intermédiaires nécessaires pour desservir des millions de consommateurs, industriels, commerciaux ou domestiques. Ces nombreux réseaux de distribution, alimentés chacun séparément par les réseaux de transport, assurent le convoyage de la puissance électrique vers les divers utilisateurs ou consommateurs d'énergie électrique. Toutefois, certains très gros utilisateurs d'électricité peuvent être desservis, directement, par un réseau d'interconnexion et de transport.

### 2.2.1 - Production de l'énergie électrique

Un réseau est constitué par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation ou consommation de l'électricité depuis la centrale de génération jusqu'aux maisons de campagne les plus éloignées.

La puissance consommée par un réseau doit être fournie, instantanément, par les alternateurs, car on ne peut pas emmagasiner, en grande quantité, l'énergie électrique. La puissance demandée par l'ensemble des clients d'un réseau subit, souvent, de grandes fluctuations selon l'heure de la journée et selon la saison de l'année. Ainsi, tout déséquilibre entre la puissance que désiraient les utilisateurs et la puissance, réellement, disponible sur le réseau et, donc véritablement, consommée par ces utilisateurs se traduit par des fluctuations de la tension et de la fréquence du réseau. Par conséquent, il faut donc ajuster la puissance produite à celle demandée. Ces fluctuations de l'appel de la puissance obligent les fournisseurs d'électricité à prévoir 3 classes de centrales de génération :

- ✓ Les centrales de base de grandes puissances qui débitent leur pleine capacité en tout temps.
- ✓ Les centrales intermédiaires de puissances moyennes qui peuvent réagir, rapidement, à la fluctuation de la demande.
- ✓ Les centrales de pointes de puissances moyennes qui ne débitent leur pleine capacité que pendant de courtes périodes.

### 2.2.2 - Interconnexion, transport & distribution de l'énergie électrique

Habituellement, le transport de l'énergie électrique ne suscite pas le même intérêt que son voisin en amont. Son utilisation est, souvent, caractérisée par une tendance à négliger l'étude de ce sujet important.

L'énergie électrique se chemine à travers des conducteurs tels que les lignes aériennes, les câbles souterrains et les simples fils de raccordement. Elle est transportée après son passage dans des postes de transformation par l'augmentation des niveaux de tension sur les lignes de THT, de HT, de MT et de BT selon une échelle de tension recommandée par divers organismes de normalisation. Les compagnies d'électricité divisent leurs réseaux en 4 catégories :

- ✓ **Le réseau d'interconnexion ( $U \geq 400$  [kV])** : Généralement, la plupart des réseaux d'interconnexion et de transport fonctionnent en courant alternatif. Ce type de réseau transporte, généralement, l'électricité avec des niveaux de tension très importants.
- ✓ **Le réseau de transport (220 à 500 [kV])** : Il comprend les centrales, ainsi que les lignes et les postes de transformation.
- ✓ **Le réseau de répartition (60 à 220 [kV])** : Il est constitué des lignes de transport et des postes de transformation intermédiaires.
- ✓ **Le réseau de distribution (6 à 60 [kV])** : Il regroupe les lignes et les postes de transformation servant à alimenter les clients. Ces derniers se subdivisent en 3 grandes classes :
  - Réseau de distribution HT ( $\leq 50$  [kV]).
  - Réseau de distribution MT (1 à 35 [kV]).
  - Réseau de distribution BT (0.5 à 1 [kV]).



Les postes de transformation servent à élever, régulariser et stabiliser la tension au moyen de compensateurs statiques, de réactances capacitatives ou inductives, des régulateurs ou des stabilisateurs, de transformateurs à prises (gradins) variables et récemment par l'emploi des dispositifs électroniques tels que les FACTS.

Un transformateur est une machine électrique statique qui a comme fonction d'élever ou de réduire le niveau de tension. En effet, le transport d'électricité s'accompagne par des pertes par effet Joule ( $P = \alpha RI^2$ , avec  $\alpha = 1$  pour un système monophasé et  $\alpha = 3$  pour un système triphasé). La puissance électrique se dissipe par échauffement lors de l'écoulement des électrons dans un corps conducteur. L'élévation du niveau de tension permet de réduire les pertes d'énergie. En fait, pour une même puissance transmise, en doublant la tension d'un réseau de transport, les pertes sont diminuées au quart des pertes initiales. La règle générale, si  $U' = nU$  alors  $P'_J = \frac{P_J}{n^2}$  pour toutes autres conditions identiques (puissance transportée, distance établie, matériau et dimensionnement des conducteurs utilisés...). Puisque la production de l'électricité et la consommation se réalisent à des niveaux de tension plus faibles, des transformateurs sont nécessaires pour la mise à niveau de tension.

Les postes d'interconnexion servent à relier le réseau considéré avec d'autres réseaux, régionaux ou internationaux, afin d'augmenter la stabilité et de permettre les échanges d'énergie. Les réseaux électriques de transport modernes sont, souvent, maillés. Ils sont alimentés en courant alternatif à 50 ou 60 [Hz] par des générateurs de puissance nominale et l'implantation territoriale très planifiées et font l'objet d'une coordination, convenablement, centralisée.

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont, principalement, pour mission :

- ✓ **La fonction de transport** : Elle sert à collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation.
- ✓ **La fonction d'interconnexion** : Elle permet l'exploitation économique et sûre des moyens de production tout en assurant une compensation des différents aléas.

Le réseau maillé à CA demeure à notre avis la meilleure solution dans la mesure où il permet par l'usage de transformateurs de choisir la tension la mieux adaptée à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'énergie électrique. Cependant, on peut prédire que les réseaux électriques à CA verront, certainement, leur structure se modifier par la mise en oeuvre, notamment, des ressources offertes par l'électronique de puissance et la microélectronique, pour résoudre les problèmes liés à l'apparition de nouvelles contraintes, comme, notamment, la production décentralisée ou dispersée et l'extension des interconnexions.

L'interconnexion a des avantages et des inconvénients. Parmi ses avantages, on cite :

- ✓ L'augmentation de la fiabilité des systèmes : c'est-à-dire, assuré l'EP.
- ✓ L'utilisation économique et optimale des sources de production.
- ✓ L'assurance des groupes de réserve.

Parmi les problèmes d'interconnexion, on note :

- ✓ L'augmentation du coût.
- ✓ L'augmentation des pertes dans les lignes.

Le maillage permet d'améliorer la fiabilité de la fourniture de l'énergie électrique par la mise en commun de toutes les ressources et réserves disponibles et de réduire les coûts par l'optimisation de la production.

Le rôle principal du réseau de transport d'électricité est de véhiculer l'énergie électrique des moyens de production de capacité importante (afin de bénéficier l'économie d'échelle) vers les grands centres de consommation (gros consommateurs et distributeurs). Ces moyens de production massifs sont, généralement, éloignés des centres de consommation [07]. Ainsi, les réseaux de transport couvrent, généralement, de grandes étendues et transportent l'énergie à l'échelle nationale et continentale.

Le réseau de répartition transporte, quant à lui, l'énergie à l'échelle régionale. Suivant les pays, le réseau de répartition est rattaché au réseau de transport ou au réseau de distribution [07]-[08].

Le transport d'électricité se réalise à HT ou à THT (généralement, supérieur à 150 [kV]). L'utilisation de la HT permet de diminuer les pertes lors du transport de l'énergie.

Pour des raisons de sécurité, l'électricité produite et consommée à des niveaux de tension plus faibles que ceux auxquels elle est transportée. Des transformateurs ayant pour fonction d'augmenter ou de diminuer la tension sont, donc, nécessaires pour passer d'un niveau de tension important à un autre niveau plus faible.

Un réseau de transport d'électricité est, principalement, constitué de lignes électriques, et de transformateurs, eux mêmes assimilables à des lignes électriques avec des caractéristiques particulières. Ces lignes (ou couloirs de lignes) relient les JdB électriques où différentes lignes peuvent être connectées [07] & [277].

### **1 - Réseau de transport : Fonctionnement**

Les réseaux de transport de l'électricité ont des particularités physiques qui se distinguent, significativement, des autres réseaux. Tous d'abord, le transport de l'électricité peut se faire sous 2 formes, sous courant alternatif (CA) ou sous courant continu (CC). Le CA est un courant électrique qui change, périodiquement, de sens plusieurs fois par seconde. Un CC est un courant électrique qui ne change pas de sens. Selon que le transport de l'électricité se fait sous CC ou CA, les flux qui transitent sur les éléments du réseau sont contrôlables ou non [07].

Le concept du réseau de transport synchrone, fait référence à ces caractéristiques technologiques de fonctionnement du réseau. Un tel réseau de transport fonctionne, physiquement, comme une seule machine synchronisée. Dans des conditions normales, le fonctionnement d'un réseau synchrone de transport de l'électricité peut être décrit par des équations algébriques. Ces équations sont, fondamentales pour comprendre l'utilisation des éléments du réseau, pour la maîtriser et la maintenir dans des limites autorisées ou spécifiées. Nous insisterons en particulier sur les équations du réseau à CA, CC et sur les pertes liées au transit de puissance sur le réseau [07].

### **2 - Réseau de transport : Courant alternatif & courant continu**

Il existe 2 technologies principales pour les éléments du réseau de transport d'électricité. Pour les distinguer, nous adaptons la définition de la dispatchabilité aux éléments du réseau. La dispatchabilité est la propriété physique de pouvoir réguler la puissance fournie ou consommée [278]. La dispatchabilité d'un élément du réseau consiste, donc, à pouvoir contrôler la qualité de flux de puissance qui transite via cet élément [07] & [279].

Les lignes électriques à CA les plus connues ne sont pas dispatchables [07]. De nouvelles technologies permettent à certains éléments du réseau d'être dispatchables. Parmi les éléments du réseau dispatchables, nous ne nous intéressons qu'aux lignes en HT à CC dites lignes HTCC ou lignes CC.

Les lignes CC fonctionnent en CC. Une station dite de conversion ou de redressement est nécessaire pour intégrer une ligne CC dans un réseau CA. Une station de conversion ou de redressement permet de convertir du CA en CC et inversement. Son coût d'investissement est loin d'être négligeable. Ce dispositif permet à l'opérateur d'une ligne CC de contrôler, directement, l'EP de puissance qui y transite. Des réseaux reliés, uniquement, par des liaisons à CC peuvent être considéré comme indépendantes du point de vue du comportement physique, du fait de la dispatchabilité des lignes CC.

L'étendue d'un réseau de transport synchrone est définie par l'existence d'au moins un chemin qui n'est constitué que d'éléments du réseau alternatif pour aller d'un JdB à un autre point du réseau. Certains réseaux sont reliés à la fois par des éléments en CC et des éléments en CA.

Un réseau de transport synchrone se définit, physiquement, à partir de tous les éléments en CA connectés entre eux. Ils constituent une grande mais unique machine synchrone. Cette définition considère

un réseau de transport composé de plusieurs réseaux de transport interconnectés par au moins une liaison à CA [07]. Une fois interconnectés en CA, ses sous réseaux se comportent, physiquement, comme un seul réseau. Des actions dans n'importe quel JdB du réseau (injection ou soutirage) peuvent modifier sa fréquence et l'écoulement de puissance sur toutes les lignes composant le réseau.

### 3 - Equilibre du système électrique

L'équilibre d'un réseau de transport exige qu'à tout moment, la puissance injectée (production) soit égale à la puissance soutirée (consommation) plus les pertes générées sur le réseau. Ainsi, les systèmes électriques subissent-ils une forte contrainte d'équilibre en temps réel entre les injections et les soutirages [08] & [280].

Cet équilibre production/consommation est nécessaire tout d'abord car les systèmes électriques à CA fonctionnent comme une grande machine synchronisée. Le fonctionnement de cette machine est très complexe et, particulièrement, vulnérable aux instabilités. Ces instabilités se produisent, principalement, quand l'équilibre production/consommation n'est pas respecté. Assurer l'équilibrage continu, même lors des incidents, est un moyen de maintenir la stabilité du système. En fait, même de faibles écarts hors de la position d'équilibre modifient la vitesse de fonctionnement de l'ensemble du système. Par conséquent, la fréquence  $f = 50$  ou  $60$  [Hz] sera modifiée. Ainsi, un problème d'instabilité peut surgir.

En fonctionnement normal, on peut considérer que la fréquence est uniforme à un instant donné sur l'ensemble du réseau : les alternateurs, étant reliés entre eux par l'ensemble des forces électromagnétiques, tournent tous à la même vitesse électrique ou à la même fréquence. La fréquence reste avant tout un excellent indicateur de déséquilibre entre la production et la consommation. Ainsi, pour maintenir cet équilibre, la fréquence est asservie à une valeur nominale. En effet, de nombreux éléments techniques du système électrique (moyens de production, certains appareils électriques comme les moteurs) ont été conçus pour fonctionner à une fréquence de référence, en Algérie, cette valeur nominale est de  $50$  [Hz].

Au-delà d'une certaine gamme de variations de la fréquence, les groupes de production peuvent s'emballer ou même se déconnecter du réseau. En outre, les écarts de variations de l'ordre de  $2$  à  $4$  [Hz] [08] sont, souvent, inadmissibles pour ces groupes et même pour certains autres composants ou éléments. Ainsi, des écarts, même mineurs, de la fréquence de référence peuvent déstabiliser ou endommager des éléments du système de transport et entraîner des conséquences graves telles qu'une panne totale du système ou un blackout.

Par ailleurs, l'équilibrage permanent du système électrique est rendu difficile par le fait que l'électricité est très coûteuse à stocker (coût des piles électriques). A cette absence de stockage, bon marché s'ajoutent de nombreuses incertitudes, notamment, sur la consommation qui change presque, constamment, mais sans préavis ni engagement. Il en résulte que les systèmes électriques sont en permanence en cours d'ajustement de leurs productions pour maintenir leurs équilibres et leur fréquence de référence.

Outre l'équilibrage à tout instant de la production avec la consommation, l'exploitation d'un réseau de transport doit respecter les contraintes de capacité de transport. En d'autres termes, il faut, toujours, veiller à ce que l'EP transitant par les différents éléments d'un réseau soit inférieur au seuil permis (EP maximal).

Ces contraintes de capacité ont une importance particulière dans les réseaux électriques car les flux d'électricité sont difficiles à contrôler et suivent des chemins gouvernés par des lois physiques complexes, dites lois de Kirchhoff. Nous décrivons par la suite les lois physiques qui gouvernent les flux électriques sur un réseau de transport.

### 4 - Equations du réseau : Lois de Kirchhoff

Les lois de Kirchhoff sont fondamentales et très importantes pour comprendre comment les éléments du réseau sont utilisés et ainsi, pour s'assurer que l'utilisation restera dans les limites autorisées de

fonctionnement des contraintes de l'ensemble du système et de ses éléments. L'EP sur les différents éléments d'un réseau de transport à CA ne peuvent pas être contrôlés, directement. Lorsqu'on injecte de l'électricité dans un JdB et que l'on soutire dans un autre JdB du réseau, on ne peut pas choisir le chemin suivi par cette électricité. Les flux électriques suivent tous les chemins possibles entre le JdB d'injection et le JdB de soutirage. La répartition de ces flux est conforme aux équations de réseau développées sur la base des lois de Kirchhoff [08]. Il est important de noter qu'elles ne posent pas de problème. Mais, elles entraînent une difficulté supplémentaire au moment de la gestion des contraintes du réseau. Les lois de Kirchhoff sont une spécificité des réseaux électriques.

A partir des 2 lois de Kirchhoff (loi des mailles ou de tensions et loi des nœuds ou des courants), il est possible d'écrire les équations de performances du réseau. Ces équations expriment l'EP sur les lignes en fonction des caractéristiques électriques du réseau de transport (topologie, impédances des lignes et des transformateurs) et de l'ensemble des injections et soutirages sur le réseau (générateurs et moteurs). Ces lois de Kirchhoff permettent, donc, de modéliser la répartition des flux sur le réseau sous un certains nombre d'hypothèses concernant l'état du système électrique (ensemble des lignes, effectivement, connectées et ensemble des éléments du réseau en maintenance) et les utilisations simultanées du réseau par les consommateurs et les producteurs d'électricité.

Les équations du réseau (établies par des lois de Kirchhoff pour un réseau en régime de CA) sont non linéaires et considèrent la puissance active comme la puissance réactive. Cependant, les principales conséquences directes des lois de Kirchhoff peuvent être vues sous des formes simplifiées (linéaires) des équations du réseau sous l'approximation du CC ou (EP en CC). Cette approximation permet de connaître la répartition du flux sur les lignes du réseau par le biais des coefficients d'influence ou par l'emploi du facteur de transport et de distribution d'énergie, (FTDE) et de l'ensemble des injections et des soutirages. Un coefficient d'influence (FTDE) permet d'exprimer la variation relative du flux de puissance, sur une ligne particulière, due au changement de l'injection et du soutirage associés à une paire de JdB [281]-[282]. Sous l'approximation du CC, les FTDE peuvent être obtenus à l'aide d'inversions matricielles basées sur les caractéristiques du réseau (les impédances et la topologie).

## 5 - Pertes Joule

Jusqu'à maintenant, nous avons implicitement supposée que le transport d'électricité s'effectuait sans perte. En réalité, le transport d'électricité est source de pertes par effet Joule. Sous l'effet Joule, la puissance électrique se dissipe par échauffement lors de l'écoulement des électrons dans un corps conducteur comme les lignes électriques. En fait, les pertes sont proportionnelles à un coefficient de pertes d'une ligne et au carré de la puissance transportée [7].

## 6 - Limites de fonctionnement du système électrique

L'évaluation de la fiabilité du système électrique permet de planifier les besoins du système électrique. Deux concepts complémentaires définissent la fiabilité du système électrique :

- ✓ La sûreté.
- ✓ L'adéquation.

La sûreté du système électrique renvoie à la capacité du système électrique à supporter des perturbations soudaines telles que la perte d'un élément du système (règle  $N - 1$ ). L'adéquation du système électrique et sa capacité à pourvoir à la demande associée d'électricité de tous les clients à tout moment, en tenant compte des arrêts programmés ou fortuits d'éléments du système [07]-[08], [278] & [283].

Les éléments (lignes, transformateurs, ..., etc.) qui composent le réseau de transport d'électricité ont des contraintes ou des limites de fonctionnement. Si les flux de puissance dépassent ces limites de fonctionnement, les éléments peuvent être gravement affectés. Afin d'assurer la sûreté et l'adéquation du système électrique, il est, donc, nécessaire de porter une attention particulière quant à l'utilisation de ces

éléments [07]-[08] & [283]. Or, on ne peut pas contrôler, directement, l'utilisation des éléments du réseau car l'EP sur les différents éléments du réseau suit les équations du réseau. Deux actions sont, principalement, utilisées pour maîtriser l'EP, la modification de la topologie du réseau et la modification des injections. La modification de la topologie du réseau (par exemple, la déconnexion de certaines lignes, le bouclage ou le débouclage de JdB ou par modifications de commandes des éléments flexibles comme les FACTS) peut être utilisée pour contrôler l'EP [278] & [284]. Lorsque cette méthode est possible, elle est, extrêmement, efficace, mais requiert des moyens d'optimisation conséquents. Le contrôle de l'EP sur les éléments du réseau est plus, couramment, réalisé en modifiant les injections. En dernier recours, le délestage de consommation, c'est-à-dire la coupure de certains consommateurs permet de réguler l'EP. Dans ce cas, la sécurité du système est assurée tandis que son adéquation ne l'est plus [07]-[08], [278] & [280].

Quand le flux sur une ligne électrique y atteint la capacité maximale d'utilisation, on dit qu'il y a une congestion [283]. Le dépassement de la capacité maximale d'utilisation génère un risque de rupture d'approvisionnement, extrêmement, coûteux pour la société. En effet, lorsqu'une ligne est déconnectée suite à un défaut, le flux supporté, initialement, par cette ligne va se reporter sur les lignes voisines. Ce phénomène est appelé (report de charge). Ce report automatique des flux risque à son tour de surcharger d'autres lignes interconnectées du réseau et met en cause la sûreté du système électrique dans son ensemble. Par effet domino, les reports de charges peuvent entraîner un effondrement du réseau. C'est pour cette raison que les systèmes de transport sont souvent exploités en temps normal, en dessous de leurs limites physiques absolues. De plus, des marges de sécurité sont prises en utilisant des critères ou des règles de sécurité. Deux types de limites sont considérés : les limites physiques en fonctionnement normal, aussi appelées limites thermiques et les limites provenant des règles de sécurité [07]-[08] & [283].

#### **a - Limites thermiques en fonctionnement normal**

Les lignes électriques et les transformateurs ont des capacités de transport, physiquement, limitées. Ces limites sont, principalement, thermiques et sont liées à l'échauffement des lignes lors du passage du courant électrique. L'effet Joule entraîne un échauffement de la ligne par la transformation d'une partie de la puissance électrique en puissance thermique. Cet échauffement de la ligne provoque une dilatation et un allongement des lignes électriques. Lorsque cet allongement est trop important, un court-circuit entre la ligne et le sol peut survenir, mettant en péril le matériel ainsi que les biens et personnes alentour [07]-[08], [18] & [283].

L'énergie dégagée par effet Joule augmente avec le carré du courant électrique ( $R \cdot I^2$ ) circulant sur cette ligne. Cependant, on doit garantir, à tout instant, que le courant dans les éléments du réseau de transport se situe en dessous d'un seuil, préalablement, fixé. En cas de dépassement, on dispose alors d'un temps limité, variable selon l'ampleur du dépassement, pour ramener le transit de l'énergie à une valeur acceptable. Si les actions nécessaires ne sont pas effectuées dans ce temps limité, le mécanisme de protection contre la surcharge déconnectera l'élément du réseau avant l'apparition d'un court-circuit. En général, les limites physiques ou plutôt thermiques peuvent être présentées comme une limite maximale de puissance active qui peut transiter sur un élément déterminé du réseau. Pour s'assurer de la sûreté du système, l'exploitation du réseau de transport doit assurer que l'EP dans les différents éléments respecte toujours ces limites physiques maximales [07]-[08] & [283].

#### **b - Limites provenant des règles de sécurité**

Les règles de sécurité sont utilisées pour l'exploitation du réseau de transport en vue de diminuer le risque d'un effondrement en chaîne du réseau suite à la déconnexion fortuite d'un ou de plusieurs éléments du réseau [07]-[08], [278] & [283]. La règle de sécurité la plus répandue est celle connue sous le nom de la règle N-1. La règle N-1 impose que le réseau puisse admettre un fonctionnement acceptable, tout en respectant les contraintes physiques, en cas de défaillance de n'importe quel équipement du système [07]-

[08]. Pour ce faire, on définit une série de scénarios qui considère l'état du réseau suite à la défaillance d'un seul élément, à la fois, dit incident hypothétique ou contingence. Par exemple, une ligne, un transformateur, une charge ou autre. En effet, pour un ensemble d'injections et de soutirages donné, on évalue la répartition des puissances pour chaque type de scénarios. L'écoulement des puissances sur chaque élément, évalué après un incident donné, doit respecter les contraintes physiques. Ces aléas de défaillance sont appelés contingences [07]-[08].

### 2.3 - FORMULATION DU PROBLEME

L'électricité est une forme d'énergie très commode et utile. Elle a des caractéristiques techniques et économiques très avantageuses telles que :

- ✓ La production diversifiée.
- ✓ La facilité de transport à travers des lignes et des câbles.
- ✓ La consommation sous différentes formes, sans dégradation naturelle.

Comme tout système physique ne peut s'échapper aux inconvénients, l'électricité, quant à elle, est lésée par 2 majeurs préjudices [276] :

- ✓ Non stockable en grande quantité.
- ✓ Risques & dangers qui puissent causer des conséquences fabuleuses.

Les risques et les dangers peuvent être minimisés par la conception et la réalisation d'un bon système de protection. Ce dernier est déterminé à partir des résultats provenant de la bonne modélisation et simulation des différents types de défauts et des différentes études de stabilité [276].

Quant au problème de stockage, en grande quantité, de l'énergie électrique, on fait appel à un système de contrôle et de compensation fiables. Ces systèmes sont actionnés par les résultats de la répartition des charges (EP). Cette dernière étude est l'objet principal de ce chapitre. L'étude de la répartition des charges ou de l'EP consiste à calculer, sous certaines conditions, la tension, le courant, les puissances active et réactive, ainsi que le facteur de puissance en tout point du réseau électrique dans des conditions bien déterminées [276].

Pour ce faire, lors de l'établissement des équations de l'EP, on procède toujours à l'élimination des courants et des facteurs de puissances, pour en aboutir à un modèle non linéaire de l'EP du type :

$$P = f(V_i, V_j, Y_{ij}, \delta_i, \delta_j, \theta_{ij}) \quad (2.1)$$

$$Q = g(V_i, V_j, Y_{ij}, \delta_i, \delta_j, \theta_{ij}) \quad (2.2)$$

$$\bar{V}_i = V_i \angle \delta_i \quad (2.3)$$

$$\bar{V}_j = V_j \angle \delta_j \quad (2.4)$$

$$\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \angle \theta_{ij} \quad (2.5)$$

Les indices  $i$  et  $j$  se réfèrent aux JdB considérés. A chaque JdB, on lui associe 4 quantités dont 2 sont, généralement, spécifiées et les 2 autres sont à déterminer par le calcul de l'EP. Les 4 quantités sont :

- ✓ La puissance active  $P_i$ .
- ✓ La puissance réactive  $Q_i$ .
- ✓ Le module de la tension  $|\bar{V}_i|$  ou  $V_i$ .
- ✓ L'angle de phase de la tension  $\delta_i$ .

Le choix judicieux des schémas équivalents des différents éléments du réseau électrique et la détermination ou la connaissance de leurs paramètres électriques (résistances, inductances, capacités et

conductances) associés au schéma unifilaire favorisent l'établissement du diagramme d'impédance, en régime établi, correspondant au schéma équivalent monophasé, direct ou de séquence  $> 0$ , du système triphasé.

A partir du diagramme d'impédance et de la connaissance des différents paramètres et des données du réseau électrique considéré, on peut facilement construire la matrice d'admittance des JdB,  $Y_{JdB}$  ou celle d'impédance de JdB,  $Z_{JdB}$  par des algorithmes bien établis dans l'industrie d'électrotechnique.

La connaissance de  $Y_{JdB}$  ou  $Z_{JdB}$ , introduites dans le système d'équations algébriques non linéaires avec ou sans contraintes, constitue le problème de la répartition de puissances normale (EP) ou optimale (EPO). La solution de ce problème, décrivant le système de puissances, est basée sur différentes techniques numériques itératives. Cette solution doit satisfaire le principe de conservation ou de l'équilibre d'énergie basé sur la loi des courants de Kirchhoff dictée par : La somme algébrique de tous les courants établis au niveau d'un JdB est nulle [276].

## 2.4 - BILAN DE TRANSIT DE PUISSANCES

Un réseau est constitué par un ensemble d'éléments caractérisés par :

- ✓ Les centres de production (centrales thermiques, hydrauliques,.....) qui génèrent la puissance active  $P_{Gi}$  et une partie de la puissance réactive  $Q_{Gi}$ .
- ✓ Les centres de consommation (villes, usines,....) qui consomment de l'énergie active  $P_{Ci}$  et réactive  $Q_{Ci}$ .
- ✓ Le réseau proprement constitué d'éléments passifs (transformateurs, lignes) qui consomment de la puissance active  $P_{Li}$  (pertes Joules).

Par ailleurs, ces éléments consomment à travers l'inductance et produisent à travers la capacité des lignes, par exemple, de la puissance réactive  $Q_{Li}$ .

Chaque poste est assimilé à un JdB sur lequel arrivent et partent les alimentations associées aux centrales, aux charges et aux lignes de transport. A chaque JdB  $i$  du réseau correspond une tension  $\bar{V}_i$  donnée par :

$$\bar{V}_i = V_i \angle \delta_i = V_i (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) \quad \text{avec} \quad V_i = |\bar{V}_i| \quad (2.6)$$

L'étude du transit de puissances consiste de déterminer, à tout instant, à partir des éléments disponibles et raccordés au réseau (groupes de production, transformateurs, lignes et charges), les valeurs des puissances actives et réactives s'écoulant sur le réseau et les valeurs des tensions  $\bar{V}_i$ , en module  $V_i$  et en argument  $\delta_i$  aux JdB correspondants. On en déduit, hormis les valeurs des puissances échangées sur le réseau, si les tensions des différents éléments dans les postes sont dans les plages admissibles de fonctionnement, par exemple :

- ✓ La surcharge éventuelle des lignes.
- ✓ Les surtensions éventuelles à 50 [Hz] sur les JdB  $V_i > V_{i \max adm}$ .
- ✓ Les déficits éventuels de la puissance réactive.
- ✓ La sécurité limite, c'est-à-dire la perte d'un groupe de production qui se traduit, nécessairement, par le délestage d'une charge (risque de perte de synchronisme) ou la perte d'une ligne qui entraînerait une redistribution du transit de puissance avec risque de surcharge sur d'autres lignes. Ceci peut prélude à l'écoulement d'un réseau [285] - [286] :

- ✓ Le délestage dans un réseau électrique consiste à stopper, volontairement, l'approvisionnement d'un ou de plusieurs consommateurs pour rétablir, rapidement, l'équilibre entre la production et la consommation du réseau. Il s'agit d'une mesure de sauvegarde destinée à éviter les risques d'effondrement en tension électrique et/ou en fréquence qui pourraient entraîner la coupure de la totalité d'un sous réseau ou de tout le réseau (blackout).

Pour faire une telle étude, il faut, donc, connaître le schéma unifilaire du réseau et les caractéristiques des différents éléments, comme mentionné, précédemment.

- ✓ Impédances cycliques ou symétriques homopolaires, directes et inverses, de tous les éléments du réseau caractérisant un déséquilibre ou une perturbation.
- ✓ Couplage des transformateurs, inertie des machines tournantes, caractéristiques des régulations, leur vitesse et les tensions correspondantes.
- ✓ Les charges exprimées en puissances active et réactive.
- ✓ Puissances nominales des transformateurs et des générateurs.

Pour cette étude, ces valeurs sont, en principe, connues ou données par le client. Certaines valeurs se calculent (impédance de lignes) ou se mesurent sur site ou en usine. Si certains éléments sont inconnus, on peut utiliser des valeurs d'éléments de même type. Pour la connaissance de ces valeurs, la méthodologie consiste à affranchir les étapes suivantes :

- ✓ Numéroté les JdB de 1 à  $n$ .
- ✓ Choisir le JdB  $n$  comme JdB de référence de tension et de phase  $V_n \angle \delta_n$  ou  $V_n \angle 0$ .
- ✓ Introduire entre 2 JdB, les valeurs des admittances homopolaires, directes et inverses des lignes correspondantes, dans le cas d'un régime déséquilibré.
- ✓ Préciser à chaque JdB  $i$  le type d'élément connecté :
  - Charges avec leurs caractéristiques.
  - Groupes de productions raccordées avec leurs limites et leurs caractéristiques :

$$P_{G_{\min}}/P_{G_{\max}} \quad \& \quad Q_{G_{\min}}/Q_{G_{\max}} \tag{2.7}$$

Le bilan de puissance active du réseau s'écrit :

$$\sum P_{Gi} = \sum P_{Ci} + \text{pertes actives du réseau} \tag{2.8}$$

La somme des puissances actives injectées par les générateurs  $P_{Gi}$  est égale à la somme des puissances actives absorbées par les charges  $P_{Ci}$ , augmentée des pertes actives ou par effet Joule du réseau (résistance des lignes, des câbles, des transformateurs ...etc.). L'ordre de grandeur des pertes est de 5 [%] de la puissance générée [286]-[287].

Par contre, le bilan des puissances réactives du réseau s'écrit :

$$\sum Q_{Gi} = \sum Q_{Ci} + \text{générations ou consommations réactives du réseau} \tag{2.9}$$

La somme des puissances réactives injectées ou absorbées par les générateurs  $Q_{Gi}$  est égale à la somme des puissances réactives consommées ou produites par les charges  $Q_{Ci}$  augmentées de la somme des consommations/productions réactives du réseau (réactance des lignes, des câbles, des transformateurs, banc de condensateurs, ... etc.). L'ordre de grandeur des consommations/productions réactives du réseau est très variable et peut être, relativement, élevé. Le problème qui survient, à ce niveau, est qu'il n'est pas possible de prédire les termes qui viennent du réseau de manière directe. En effet, ces derniers dépendent



des niveaux réels de tension et de la répartition du transit de puissance dans les lignes et les transformateurs. Or, c'est précisément ce transit que nous cherchons à déterminer [285]-[287].

Le calcul du transit de puissance n'est pas trivial sans une bonne saisie de données. Le système peut ne pas converger. Il faut s'y prendre, souvent, à plusieurs fois, avant de trouver la solution.

La non connaissance des pertes actives en ligne entrave à l'imposition de  $P$  dans tous les JdB (générateurs, internes, d'équilibre ou balancier et charges).

Pour résoudre ce problème d'EP, on doit choisir un JdB particulier, en plus du JdB de référence. Son rôle est d'assurer, en pratique, par un groupe important ou un accès à un réseau important auquel la puissance active ne pourra être imposée, mais résultera du calcul. Pour chaque JdB indépendant du réseau, il faut imposer 2 des 4 grandeurs  $P$ ,  $Q$ ,  $|V|$  et  $\delta$  (argument de  $V$ ). Vue sa nature, le JdB d'équilibre ou le balancier se verra, également, imposé comme référence de tension et de phase  $V \angle \delta$  ( $\delta$  pris, assez naturellement, égal à 0). Nous introduisons, donc, dans le schéma équivalent du système étudié, ce générateur particulier (le balancier). Celui-ci permettra de faire intervenir dans les calculs les pertes actives du réseau tout en respectant les bilans de puissances décrits précédemment. Considérons, le problème élémentaire d'un générateur ( $P_G$  &  $Q_G$ ) alimentant une charge ( $P_C$  &  $Q_C$ ) à travers une ligne triphasée (Fig. 2.1) [285]-[287]. Cette dernière sera modélisée par son schéma équivalent en  $\pi$ . Ce schéma doit répondre à la contrainte :

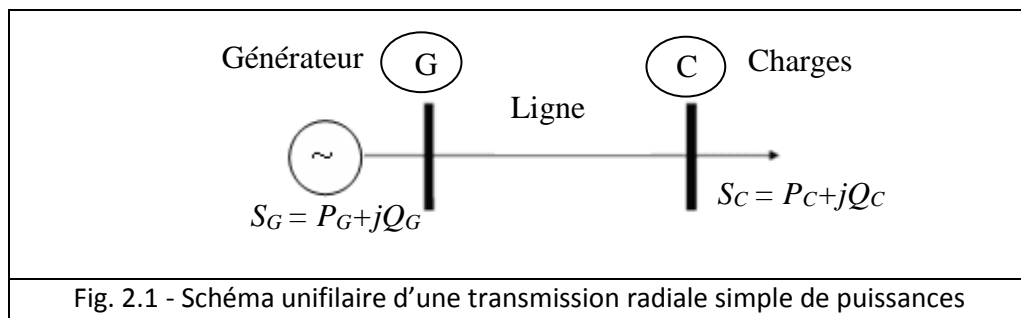


Fig. 2.1 - Schéma unifilaire d'une transmission radiale simple de puissances

$$S_C = \bar{V}_C \bar{I}_C^* = P_C + jQ_C \quad (2.10)$$

$$S_G = \bar{V}_G \bar{I}_G^* = P_G + jQ_G \quad (2.11)$$

Les inconnues théoriques de base sont  $V_G \angle \delta_G$  &  $V_C \angle \delta_C$ . Nous en déduisons, aisément, le courant, la puissance de transit, les pertes en ligne, ...etc. Ainsi, la résolution complète du calcul de la répartition des charges est déterminée. Les éléments connus sont :

- ✓ Les caractéristiques du réseau :  $Z_{\text{JdB}}$  ou  $Y_{\text{JdB}}$ .
- ✓ L'existence d'un générateur caractérisée par 2 grandeurs :  $P_G$  &  $|V_G|$ .
- ✓ L'existence de la charge représentée par 2 grandeurs :  $P_C$  &  $Q_C$ .

Il importe, donc, de fixer arbitrairement, mais logiquement, un niveau de tension dans le système. Cette référence de tension s'exprime en module. Il nous faut encore une référence de phase. Généralement, on choisit la tension du générateur balancier comme référence. Le générateur de la figure 2.1 apparaîtra, donc, comme un générateur aux bornes duquel nous imposerons le module de la tension et sa phase (seulement  $V \angle 0^\circ$ ). Ce concept de balancier est indispensable au niveau du modèle utilisé et le problème du choix du générateur se pose. Le schéma 2.2 se résout, alors, directement [285]-[287].

En l'absence des transformateurs (ou, à partir d'un modèle simplifié et dans le cas particulier du système de conversion unitaire, lorsque les transformateurs sont modélisés par une simple impédance que l'on peut intégrer dans  $Z_{\text{Ligne}}$ ), le schéma équivalent de la figure 2.3 se déduit.

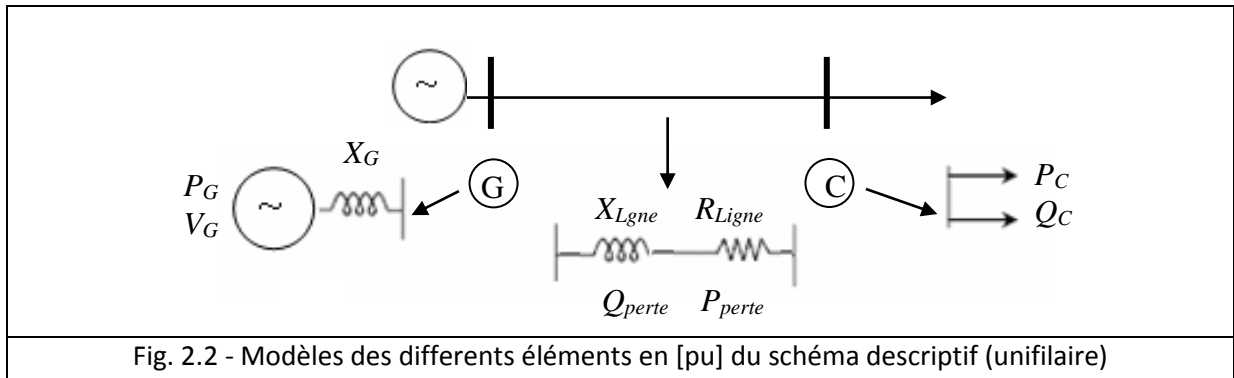


Fig. 2.2 - Modèles des différents éléments en [pu] du schéma descriptif (unifilaire)

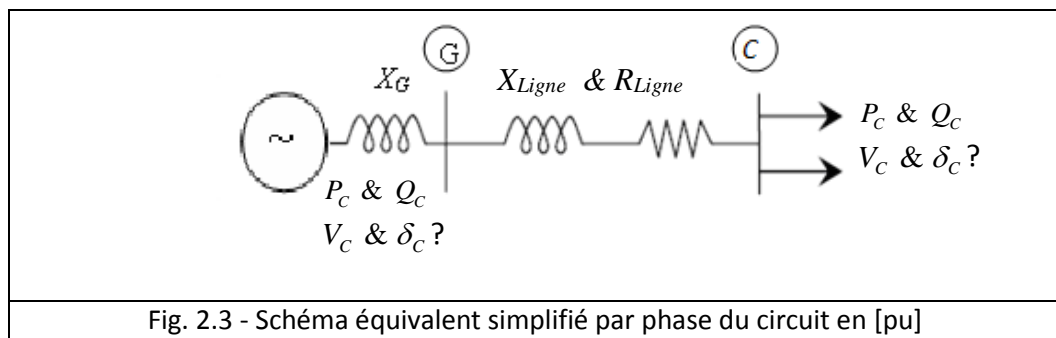


Fig. 2.3 - Schéma équivalent simplifié par phase du circuit en [pu]

Pour rendre ce cas réel, il faut imaginer que nous devons alimenter une charge ( $P_C$  &  $Q_C$ ) à partir d'un générateur qui joue, en fait, le rôle de balancier. En effet, il doit s'adapter à la demande du réseau. Les expressions des puissances actives et réactives injectées aux JdB G et C (Fig. 2.3) sont données par les équations (2.12)-(2.15) ci-dessous. Elles font intervenir les tensions et les phases de chaque JdB. La connaissance des modules de tensions et de leurs phases en chaque JdB nous permet de déterminer toutes les puissances complexes injectées ainsi que les transits (S et I complexes) entre chaque JdB. Selon les conventions de la figure 2.3 avec  $Z_{Ligne} = Z \angle \gamma$ , nous avons :

$$P_G = \frac{V_G^2}{Z} \cos \gamma - \frac{V_G V_C}{Z} \cos (\delta_G - \delta_C + \gamma) \quad (2.12)$$

$$Q_G = \frac{V_G^2}{Z} \sin \gamma - \frac{V_G V_C}{Z} \sin (\delta_G - \delta_C + \gamma) \quad (2.13)$$

$$P_C = \frac{V_C^2}{Z} \cos \gamma - \frac{V_G V_C}{Z} \cos (\delta_C - \delta_G + \gamma) \quad (2.14)$$

$$Q_C = \frac{V_C^2}{Z} \sin \gamma - \frac{V_G V_C}{Z} \sin (\delta_C - \delta_G + \gamma) \quad (2.15)$$

Les équations (2.14)-(2.15) consistent en un système de 2 équations à 2 inconnues ( $V_G$  &  $\delta_G$ ). Sa résolution permet de déterminer les valeurs de l'ensemble des tensions nodales complexes.

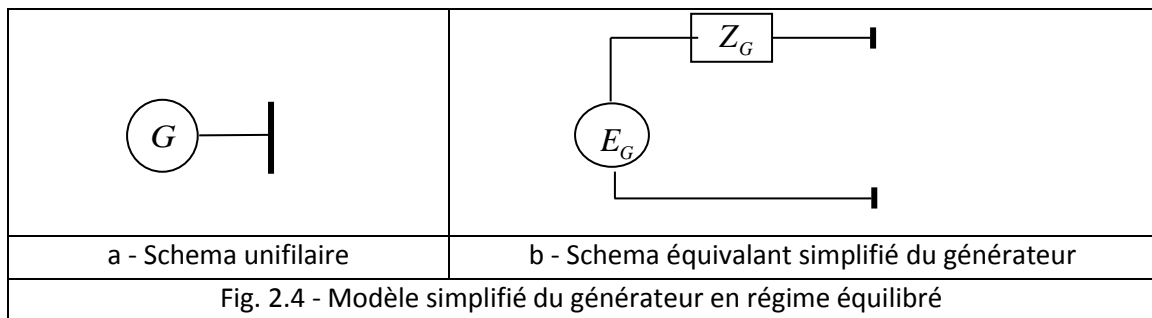
En supposant que les tensions et les phases sont connues dans chaque JdB, les équations (2.12)-(2.13) permettent, ensuite, de calculer les puissances actives  $P_G$  & réactives  $Q_G$  [285]-[287].

## 2.5 - MODELISATION DES DIFFERENTS ELEMENTS DU RESEAU NON POLLUE

### 2.5.1 - Générateurs & régulateurs

#### 1 - Générateurs

Les générateurs peuvent produire une puissance active et fournir ou absorber une puissance réactive dans certaines limites. Les groupes importants tentent de maintenir à leurs bornes un niveau de tension donné. La machine est, généralement, modélisée, tout simplement, par une f.e.m  $E_G$  placée derrière une impédance  $Z_G$  (Fig. 2.4) Pour l'étude d'un régime de fonctionnement normal, cette impédance représente l'impédance d'induit Elle est appelée, en régime de fonctionnement normal, impédance synchrone, notée par  $Z_G$ . L'ordre de grandeur, dans la base de la machine, est de 1 [pu] [285]-[287].



#### 2 - Régulateurs

Comme l'énergie électrique ne se stocke pas, il faut, donc, en permanence, assurer l'équilibre, production/ consommation tout en respectant des critères de qualité [287] :

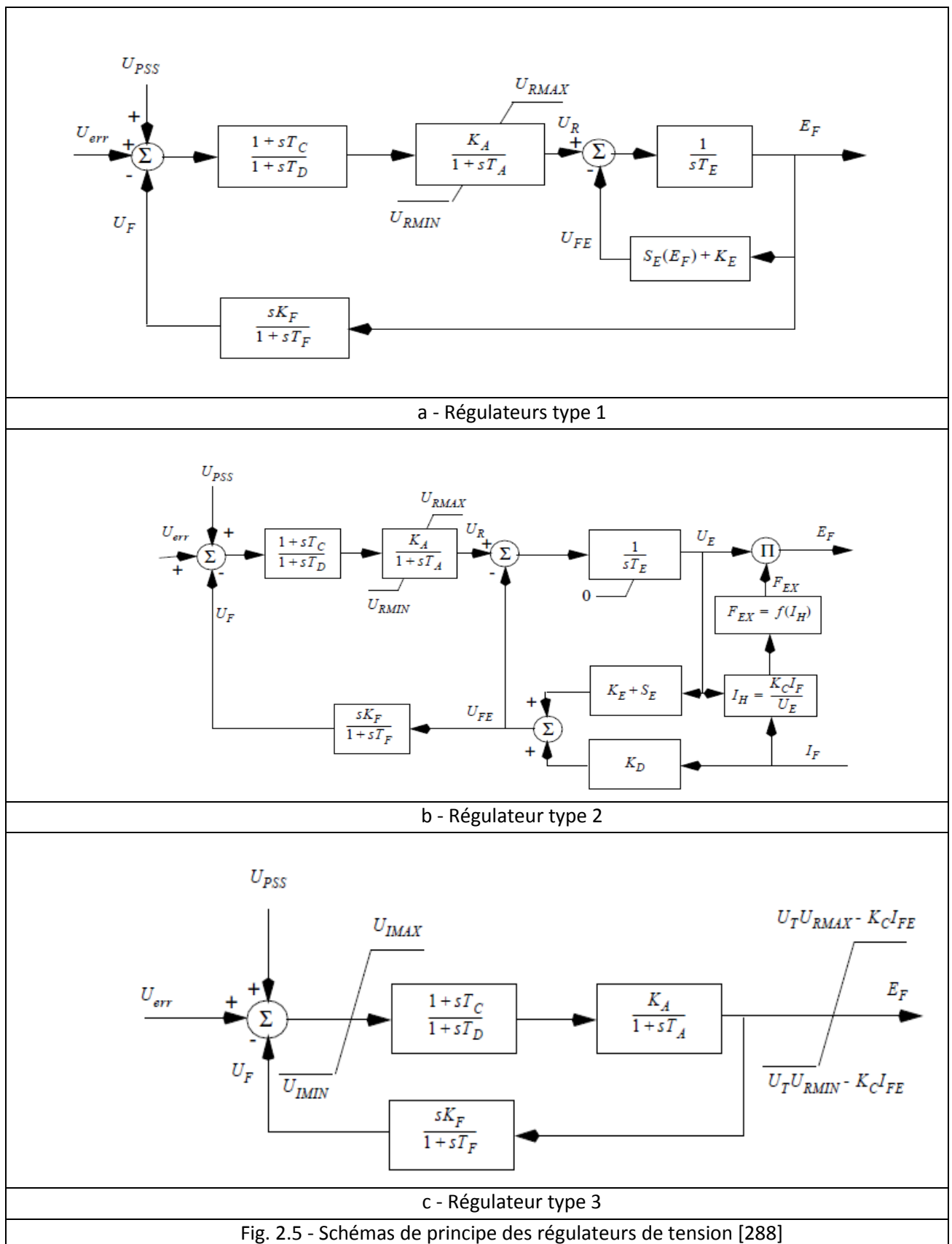
- ✓ La tension et fréquence varient dans des limites prédéfinies ou spécifiées.
- ✓ La sinusoïdalité de la forme d'onde.
- ✓ La continuité de service.
- ✓ La stabilité du système.

À l'aide des régulateurs (Fig. 2.5) de chaque turbine, on établit un équilibre entre la puissance active générée, la puissance active demandée plus les pertes actives de transmission. Le critère essentiel pour maintenir un tel équilibre est une fréquence constante de 50 ou 60 [Hz]. Par une manipulation du courant de champ ou d'excitation de chaque rotor, ainsi que la f.e.m du stator, on établit un parfait équilibre entre la puissance réactive générée dont une portion provient des lignes, la puissance réactive demandée plus les pertes réactives. La constance de l'amplitude des tensions de JdB est le critère essentiel pour maintenir un tel équilibre [10].

Le réglage de la tension est, également, nécessaire pour garantir le bon fonctionnement global du système, tant sous l'aspect économique que sous l'angle de la sûreté de fonctionnement ou de la sécurité du système entier. Un bon réglage permet, en même temps, de diminuer les pertes du réseau et d'éviter le risque d'effondrement en tension.

Il existe 2 types de réglages :

- ✓ Le réglage central;
- ✓ Le réglage local;



### a - Réglage central

Il se fait à l'aide des régulateurs des générateurs et des prises de transformateurs qui se trouvent au début de la ligne (Fig.2.6). Ce réglage n'est, généralement, pas commode pour tous les points du système [289].

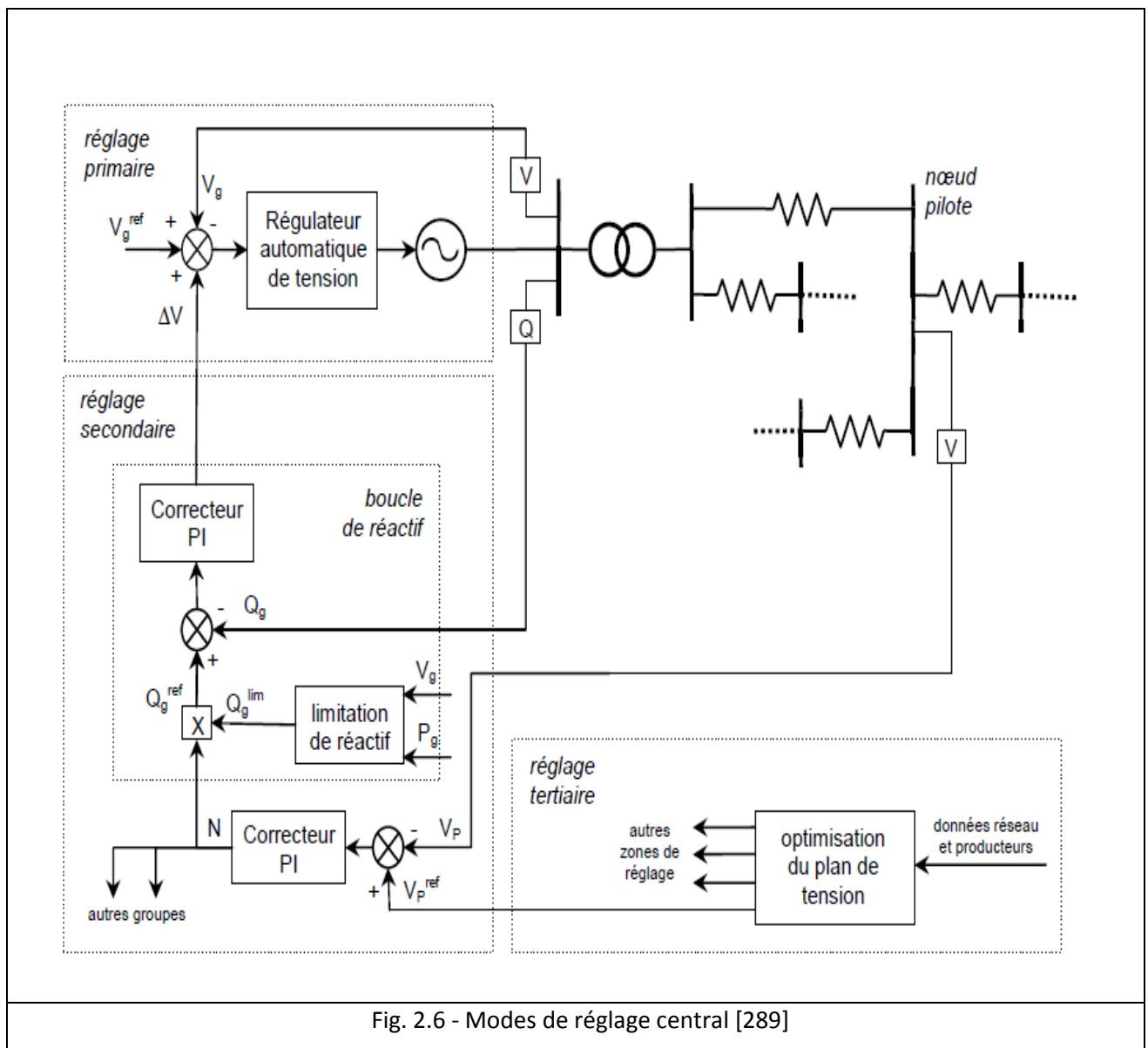
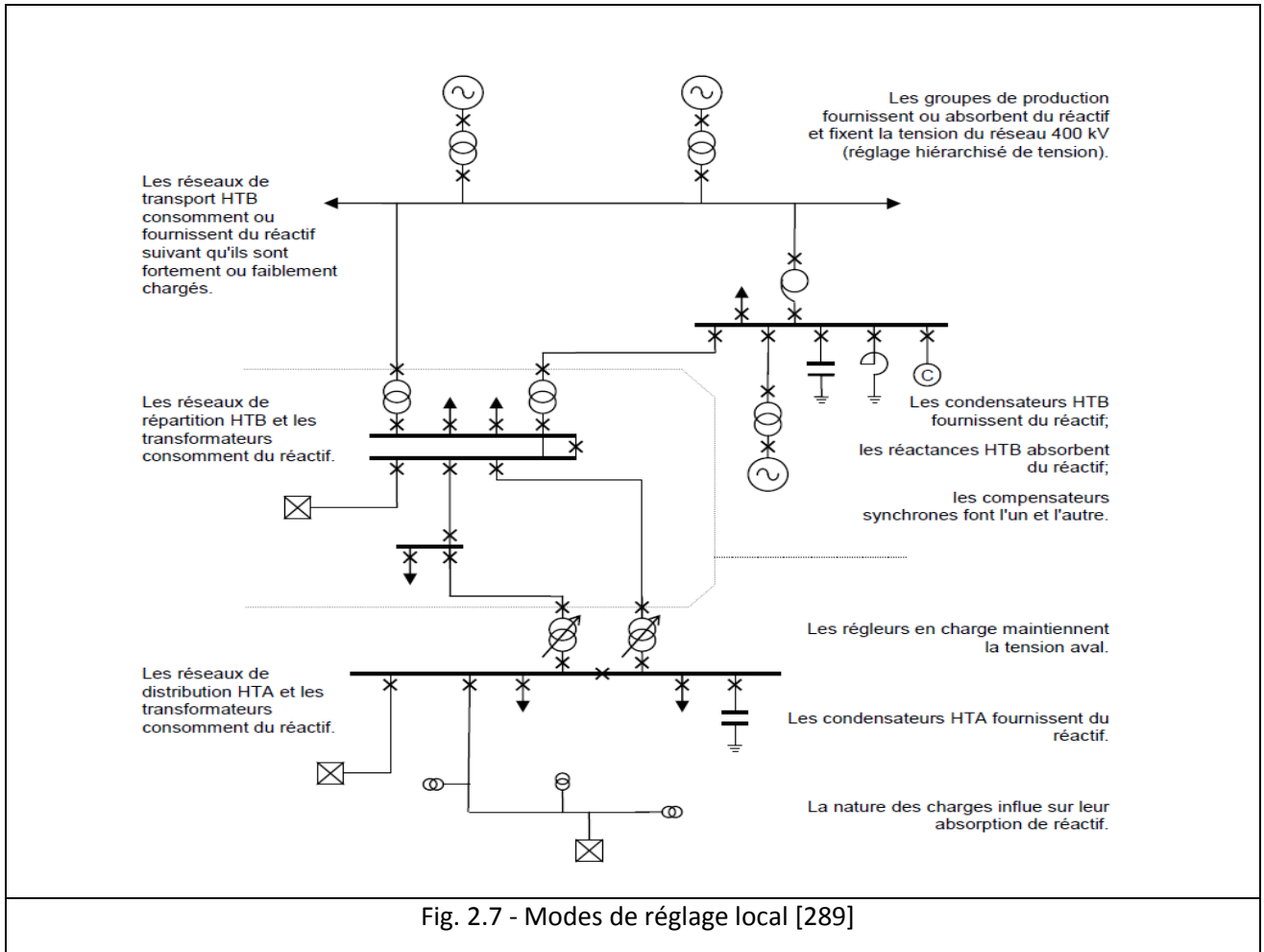


Fig. 2.6 - Modes de réglage central [289]

### b - Réglage local

La tension est une grandeur locale qui est sensible à de nombreux facteurs. Elle dépend, principalement, des forces électromotrices des générateurs qui sont les sources de tension du système électrique, mais aussi des charges et des transits de puissance réactive qui induisent des chutes de tension entre les sources et les points de consommation. Limiter les transits de puissance réactive permet de réduire sensiblement les pertes par effet Joule, et donc de réduire la production de puissance active nécessaire. Cela permet aussi, par conséquent de faciliter le réglage du plan de tension grâce à la diminution des chutes de tension. Du fait de ces chutes de tension, la puissance réactive se transporte mal. Il est donc, nécessaire dans la mesure du possible de produire l'énergie réactive au plus près de ses points de consommation, c'est-à-dire de réaliser un équilibre local entre les puissances réactives produites et consommées (compensation de la puissance réactive). Afin de préserver au mieux l'équilibre local production/consommation de puissance réactive et de maintenir à tous les niveaux la tension dans les limites contractuelles, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution disposent de moyens de réglage adaptés à chaque niveau. La figure 2.7 esquisse les différents éléments influant sur la tension et l'énergie réactive.



### 2.5.2 - Transformateurs

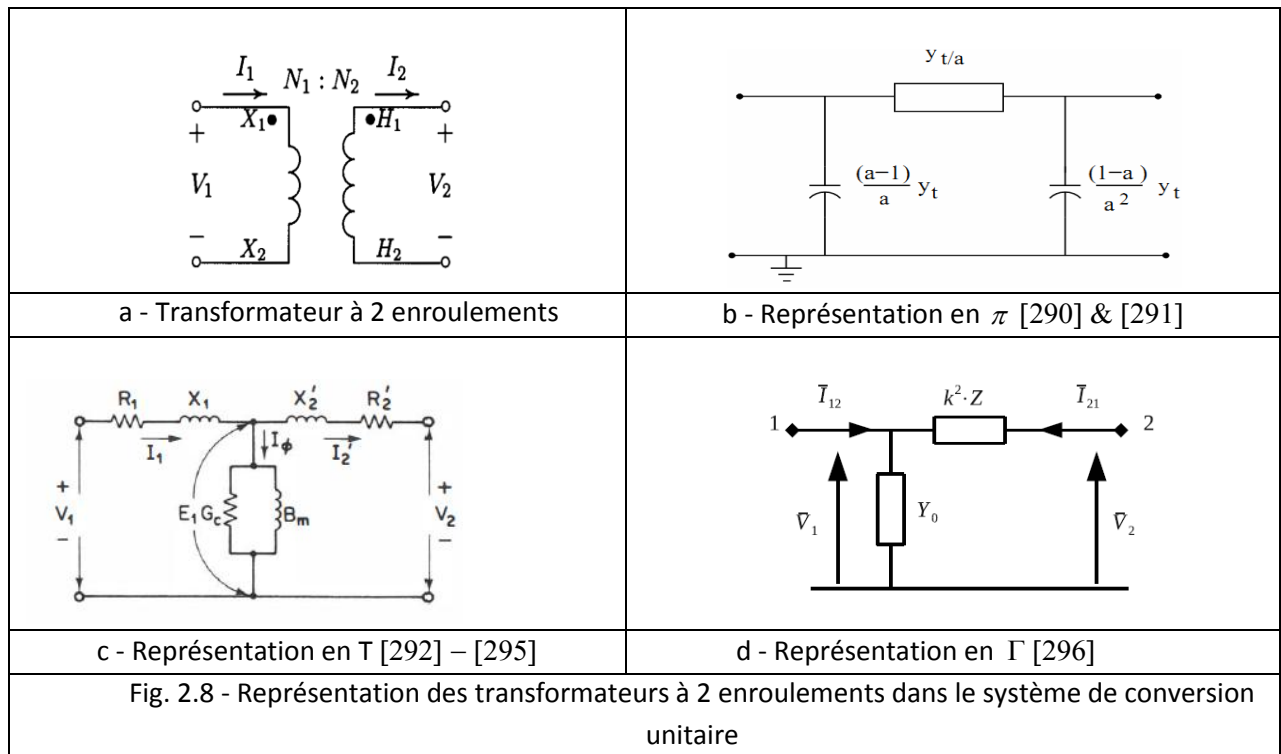
Un transformateur est, classiquement, représenté par un schéma comprenant un quadripôle équivalent en  $\pi$ ,  $T$ ,  $\Gamma$  ou  $L$  (Fig. 2.8) associé ou en cascade avec un transformateur parfait de rapport de transformation nominal  $m = n_1/n_2$ .  $n_1$  désigne le nombre de spires primaires et  $n_2$  caractérise le nombre de spires secondaires. L'utilisation du système de conversion unitaire réduit son schéma équivalent au quadripôle, car le rapport  $m$ , dans ce cas, devient unitaire ( $m = 1$ ). D'où, la non nécessité d'utiliser le transformateur idéal.

En pratique, le quadripôle en  $\Gamma$  peut être remplacé par un schéma en  $\pi$  symétrique comme pour une ligne. Si  $Z_s$  et  $Y_p$  désignent, respectivement, l'impédance série et l'admittance shunt en dérivation ou en parallèle du quadripôle en  $\Gamma$ .

$$Z_{ik} = Z_s = f(R_{ik}, X_{ik}) \quad \& \quad Y_{ik} = \frac{Y_p}{2} = f(B_{ik}, G_{ik}) \quad (2.16)$$

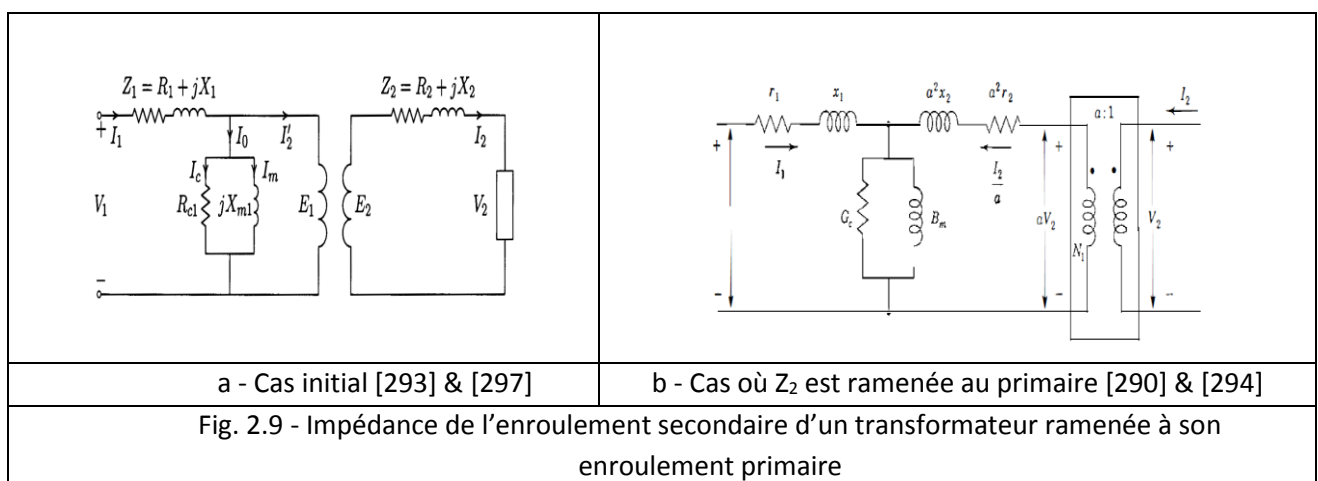
Cette approximation est justifiée,  $Y_p$  étant grande par rapport à  $Z_s$  [287]. De plus, si les caractéristiques du réseau secondaire sont ramenées à la tension primaire (Fig. 2.9), on doit considérer le transformateur parfait (si on a un système physique). Une impédance  $Z_2$  du réseau secondaire, ramenée au primaire, est représentée, pour un système d'unité physique, par une impédance  $Z'_1$  donnée par :

$$Z'_1 = m^2 Z_2 \quad (2.17)$$



Les tensions des réseaux secondaires, calculées dans cette représentation, doivent être divisées par  $m$  pour obtenir les tensions réelles. Dans un réseau donné, les transformateurs les plus rencontrés sont de plusieurs types :

- ✓ Transformateur à 2 enroulements monophasés et triphasés;
- ✓ Transformateur à 3 enroulements monophasés et triphasés;
- ✓ Transformateur d'isolement;
- ✓ Transformateur à pas fixe;
- ✓ Autotransformateurs;
- ✓ Transformateur à prise variable ou à gradins;
- ✓ Transformateur déphaseur ;



### 2.5.3 - Lignes & câbles

#### 1 - Lignes courtes & lignes moyennes

Une ligne ou un câble, reliant 2 JdB  $i$  et  $k$ , est modélisé par un schéma dont l'impédance série caractérisant le conducteur et l'admittance shunt ou en dérivation simulant l'isolant sont données par :

$$\bar{Z}_{ik} = Z_{ik} \angle \phi_{ik} = R_{ik} + jX_{ik} \quad (2.18)$$

$$\bar{Y}_{ik} = Y_{ik} \angle \theta_{ik} = G_{ik} + jB_{ik} \quad (2.19)$$

Comme les lignes ou câbles sont des éléments passifs, les éléments mutuels sont symétriques :

$$\bar{Z}_{ik} = \bar{Z}_{ki} \quad \& \quad \bar{Y}_{ik} = \bar{Y}_{ki} \quad (2.20)$$

Une ligne peut être considérée comme une série de circuit à constantes uniformément réparties sur toute sa longueur. Ces circuits sont composés d'une infinité d'éléments identiques constitués d'inductance et de résistance linéiques.

Leur représentation schématique dépend de leur longueur  $l$ . Pour les lignes courtes et les lignes moyennes, les modèles à paramètres localisés (concentrés) suffisent pour leur représentation (Fig. 2.10). Ainsi, l'effet de la conductance  $G$  et de la capacité  $C$  simulant l'isolant des lignes courtes est négligeable. Ceci est dû au niveau, relativement, faible de la tension  $U$  et par conséquent du champ électrique  $\vec{E}$  par rapport au champ électrique critique de l'air  $E_{air} \cong 30 [kV/cm]$  [276]. Dans ce type de ligne, on aura que la présence du champ électromagnétique  $\vec{H}$  caractérisé par l'impédance série  $Z$  du conducteur donnée par l'expression (2.18) avec  $Y_{ik} = 0$ .

Cependant, plus la longueur  $l$  [km] de la ligne augmente et plus les niveaux de tension  $U$  [kV] augmentent. Ainsi, certain effet capacitif et/ou conductif commencent à apparaître. Ceux-ci sont, principalement, dus à l'augmentation du champ électrique  $\vec{E}$  qui commence à percevoir la capacité diélectrique de l'isolant. Par conséquent, l'admittance de la ligne apparaîtra, seulement, sous forme capacitive de sorte que les équations (2.18) - (2.19) deviennent :

$$\bar{Z}_{ik} = R_{ik} + jX_{ik} \quad (2.21)$$

$$\bar{Y}_{ik} = jB_{ik} = j\omega C_{ik} \quad \text{avec} \quad G_{ik} = 0 \quad (2.22)$$

La ligne moyenne sera caractérisée par l'un des circuits équivalents donnés par la figure 2.10. Pour une conception convenable des lignes, quelque soit leur longueur  $l$ , la conductance  $G_{ik}$  peut être supprimée telle qu'on peut écrire :

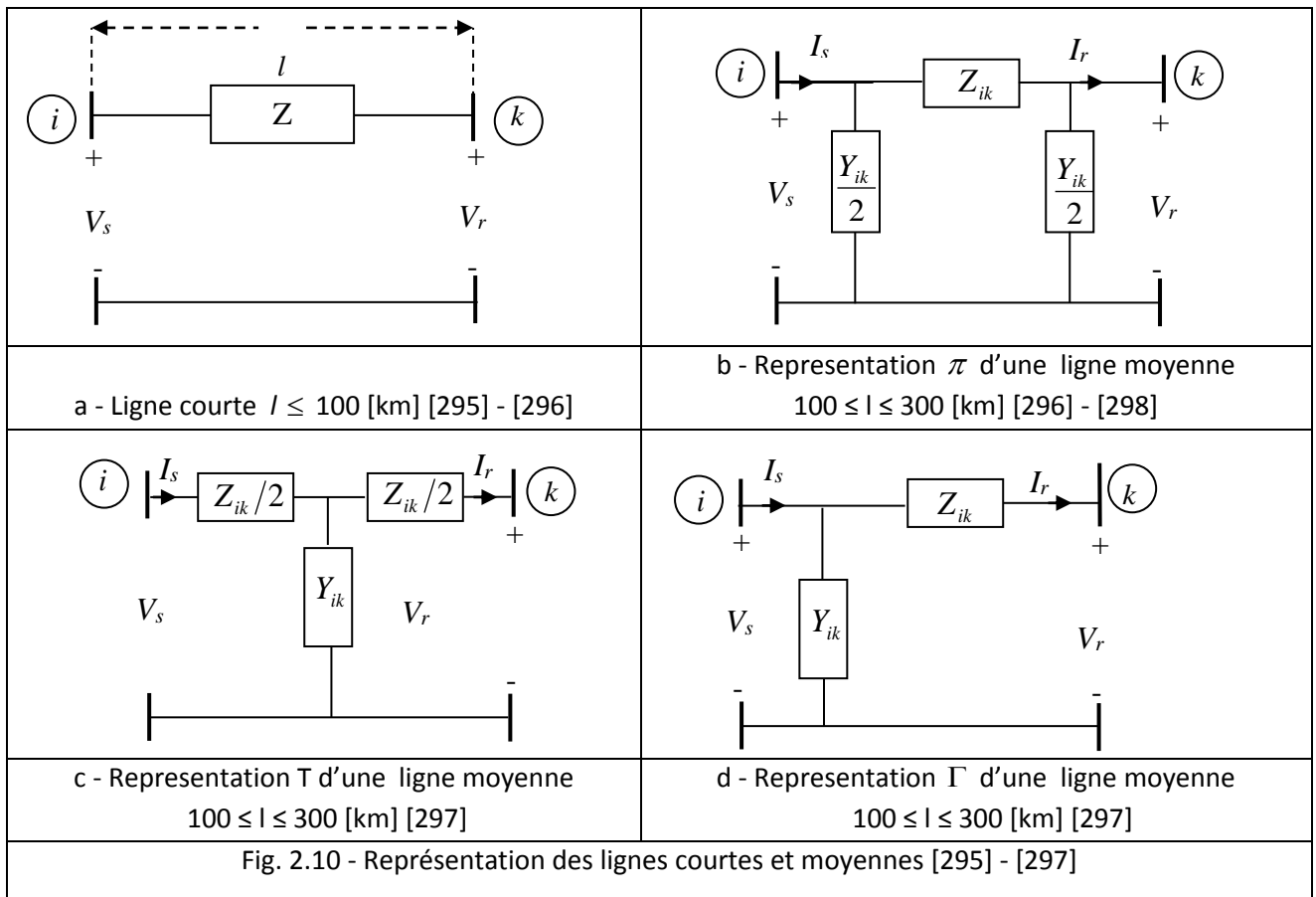
$$Y_{ik} = jB_{ik} = j\omega C_{ik} \quad \text{avec} \quad G_{ik} = 0 \quad (2.23)$$

Parfois, pour des fréquences industrielles (50 ou 60 [Hz]), la résistance ohmique  $R_{ik}$  des conducteurs devient négligeable devant la réactance inductive  $X_{ik}$  telle qu'on peut écrire :

$$Z_{ik} = jX_{ik} = j\omega L_{ik} \quad \text{avec} \quad R_{ik} \ll X_{ik} \quad (2.24)$$

Dans cette gamme de fréquence, l'effet de peau est, lui-aussi, négligeable dans le calcul de  $Z_{ik}$  et de  $Y_{ik}$ . Dans notre étude, les perturbations électromagnétiques et les distorsions harmoniques sont, elles - aussi, négligées.

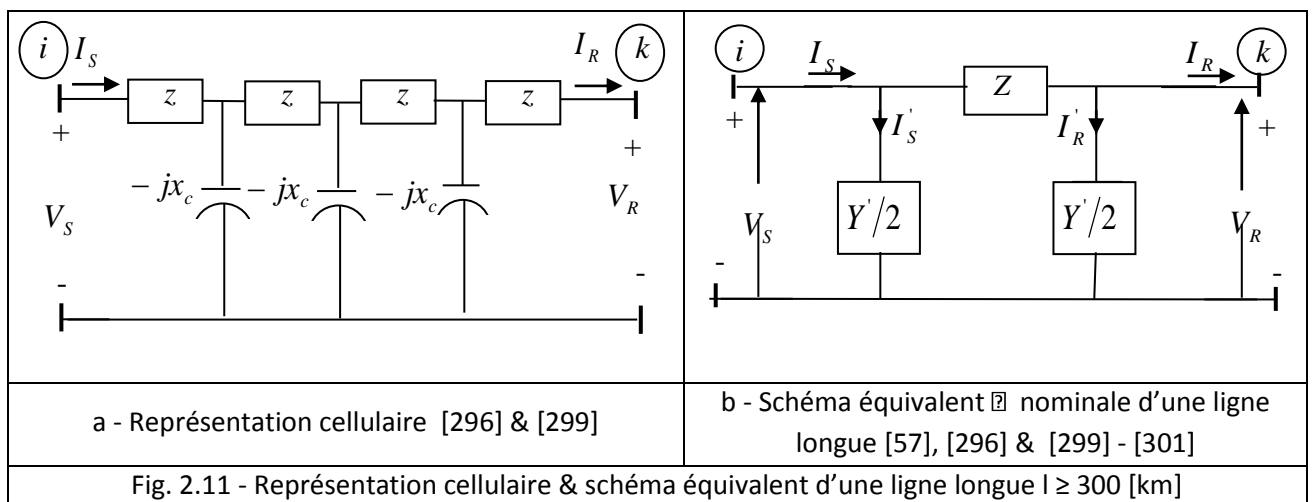




## 2 - Lignes longues

L'importance relative du courant de fuite de la ligne pour tous les types de problèmes varie, directement, avec la tension de la ligne et inversement avec le courant de charge. Ainsi, il devient nécessaire à considérer dans l'analyse l'impact du modèle distribué sur la ligne longue.

Une ligne longue peut être considérée comme un nombre infini de cellules d'impédances linéiques séries et de capacités linéiques shunts (Fig. 2.11). Le courant de charge (à la réception)  $I_R$  est inégal, en module et en phase, au courant de la source (à la transmission)  $I_S$  parce que ce courant est détourné (manœuvré), le long de la ligne, à travers l'isolant entre chaque phase et le neutre ou entre 2 phases consécutives [299]. Ce courant détourné ou de fuite est dû à l'augmentation du champ électrique de la ligne  $E_{ik}$  par rapport au champ électrique critique de l'isolant  $E_{crair} = 30$  [kV / cm].



### 2.5.4 - Charges linéaires & non linéaires statiques & dynamiques

Nous pouvons classer les charges en 2 familles : Linéaires et non linéaires. Chacune d'elles peut être :

- ✓ Statiques (lampes, four à arc ..., redresseurs, convertisseurs ...etc.).
- ✓ Dynamiques (moteurs & associations convertisseurs - moteurs).

#### 1 - Charges linéaires : statiques & dynamiques

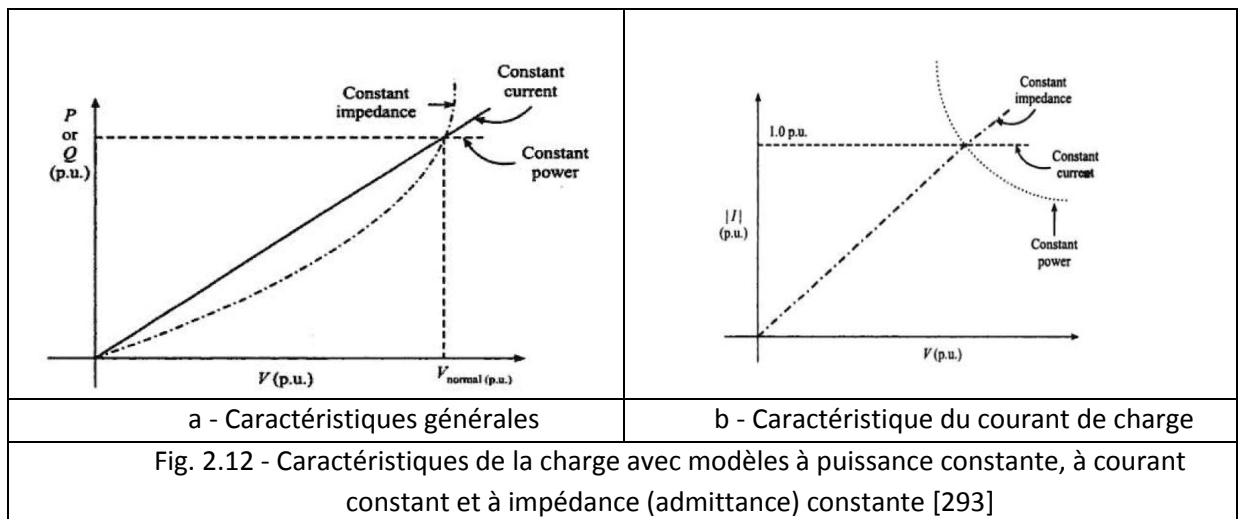
##### a - Charges linéaires statiques

La consommation d'énergie électrique est l'acte de l'ensemble des secteurs de la vie : Industries, commerciaux, services et domestiques. Elle se présente sous des formes très diverses : moteurs synchrones et asynchrones, appareils de chauffage, éclairages, appareils électroménagers ...etc.

A la différence des générateurs, nous ne pouvons individualiser chaque consommation. C'est l'agrégat ou l'ensemble de consommation en un JdB du réseau qui constitue la charge caractérisant ce JdB. La puissance appelée par la charge varie avec la tension et la fréquence qui règnent au début de cette charge. Toutefois, une analyse en régime stationnaire suppose la constance de la fréquence.

Nous supposons qu'une charge peut être vue comme consommatrice de puissances active et réactive ( $P_C, Q_C$ ) constantes.  $Q_C$  peut être positive (cas d'une charge équivalente inductive) ou négative (cas d'une charge équivalente capacitive). Un noeud intermédiaire (poste d'aiguillage) qui n'est pas relié, directement, à une charge et/ou à un générateur sera considéré comme un noeud de charge dont les valeurs de  $P$  et  $Q$  sont nulles [286]-[287]. Conventionnellement, les charges sont représentées par 3 types de modèles en terme de caractéristiques de leur tension (appelées charges linéaires statiques) (Fig. 2.12):

- ✓ Le modèle à puissance constante.
- ✓ Le modèle à courant constant.
- ✓ Le modèle à impédance (admittance) constante.



Les 3 types de simulation des charges forment la base fondamentale pour leur modélisation. A l'exception de quelques charges, comme les moteurs, qui demandent une considération spéciale durant les grandes perturbations, la charge statique est décrit par :

$$P_C = P_{C0} \left( \frac{V}{V_0} \right)^{mp} \tag{2.25}$$

$$Q_C = Q_{C0} \left( \frac{V}{V_0} \right)^{mq} \tag{2.26}$$

$P_{C_0}$  et  $Q_{C_0}$  sont, respectivement, les puissances active et réactive correspondantes à la tension nominale  $V_0$ .  $mp$  et  $mq$  caractérisent des coefficients compris entre 0 et 3 selon la nature de la charge et de ses caractéristiques et  $V$  est la tension de fonctionnement [290].

- ✓ Le cas  $mp = mq = 0$  signifie que les composantes active et réactive de la charge statique sont simulées par une caractéristique à puissance constant ;
- ✓ Le cas  $mp = mq = 1$  indique que les puissances active et réactive de la charge statique sont représentées par une caractéristique à courant constant ;
- ✓ Le cas  $mp = mq = 2$  désigne que les puissances active et réactive de la charge statique sont représentées par une caractéristique à impédance constante [290] ;

Fréquemment, la représentation de la charge statique utilisée en fonction de la tension et de la déviation de la fréquence peut être exprimée par :

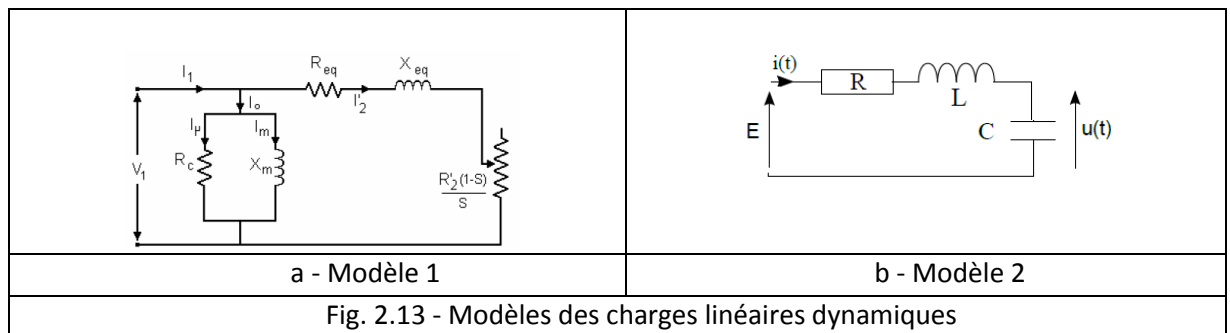
$$P_C = P_{C_0}(a_0V^0 + a_1V^1 + a_2V^2)(1 + k_p\Delta f) \tag{2.27}$$

$$Q_C = P_{C_0}(b_0V^0 + b_1V^1 + b_2V^2)(1 + k_q\Delta f) \tag{2.28}$$

Avec  $a_i, b_i, k_p$  et  $k_q$  sont, respectivement, les paramètres de sensibilité de la tension et de la fréquence de la charge.

### b - Charges linéaires dynamiques

Parfois, les grands moteurs à induction doivent être représentés, individuellement, par les modèles spéciaux pour obtenir un comportement dynamique correct. Les modèles des charges dynamiques ont commencé à être employés pendant ces dernières années, particulièrement, pour les études de l'EP et de la régulation de la tension. Mais, on s'attend à ce qu'ils soient employés à l'avenir plus, largement, et même pour d'autres types d'études. La figure 2.13 esquisse ce type de charges.



## 2 - Charges non linéaires : statiques & dynamiques

### a - Charges non linéaires statiques

Une charge non linéaire statique est une charge qui n'est pas, exclusivement, constituée de dipôles électriques linéaires. Ceci a plusieurs conséquences :

- ✓ Alimentée par des tensions sinusoïdales, cette charge est traversée par des courants qui ne sont pas, purement, sinusoïdaux : on parle de courants harmoniques.
- ✓ Le facteur de puissance ne peut pas être assimilé au  $\cos \varphi$  pour la bonne raison que le courant n'est pas sinusoïdale.

La plupart des dispositifs de l'électronique de puissance se comportent comme des charges non linéaires statiques. Par exemple, une lampe halogène alimentée, directement, est une charge linéaire statique alors que cette même lampe alimentée à travers un gradateur devient une charge non linéaire statique.

Dans certains cas, la distinction entre charge linéaire statique et une charge non linéaire statique est plus délicate, dans une certaine gamme de tension et de courant. Une réactance à noyau de fer peut être considérée comme une charge linéaire statique. Au delà d'un certain seuil, la saturation se fait sentir et cette réactance doit être considérée comme une charge non linéaire statique.

**b - Charges non linéaires dynamiques**

Les charges non linéaires représentent de nombreux équipements industriels et domestiques et se répartissent dans de nombreux secteurs industriels. Ces appareils possèdent en entrée un système de conversion d'énergie sous une forme donnée en une autre forme en adéquation avec l'utilisation voulue. C'est des convertisseurs statiques qui sont mis en œuvre et qui peuvent être répertoriée en 4 familles :

- ✓ Convertisseurs AC-DC, cela représente l'ensemble des redresseurs ;
- ✓ Convertisseurs DC-DC, hacheurs et alimentations à découpage ;
- ✓ Convertisseurs DC-AC, onduleurs de tension ou de courant ;
- ✓ Convertisseurs AC-AC, gradateurs, convertisseurs de fréquences ;

**2.5.5 - Compensateurs & réacteurs classiques**

**1 - Compensateur dynamique**

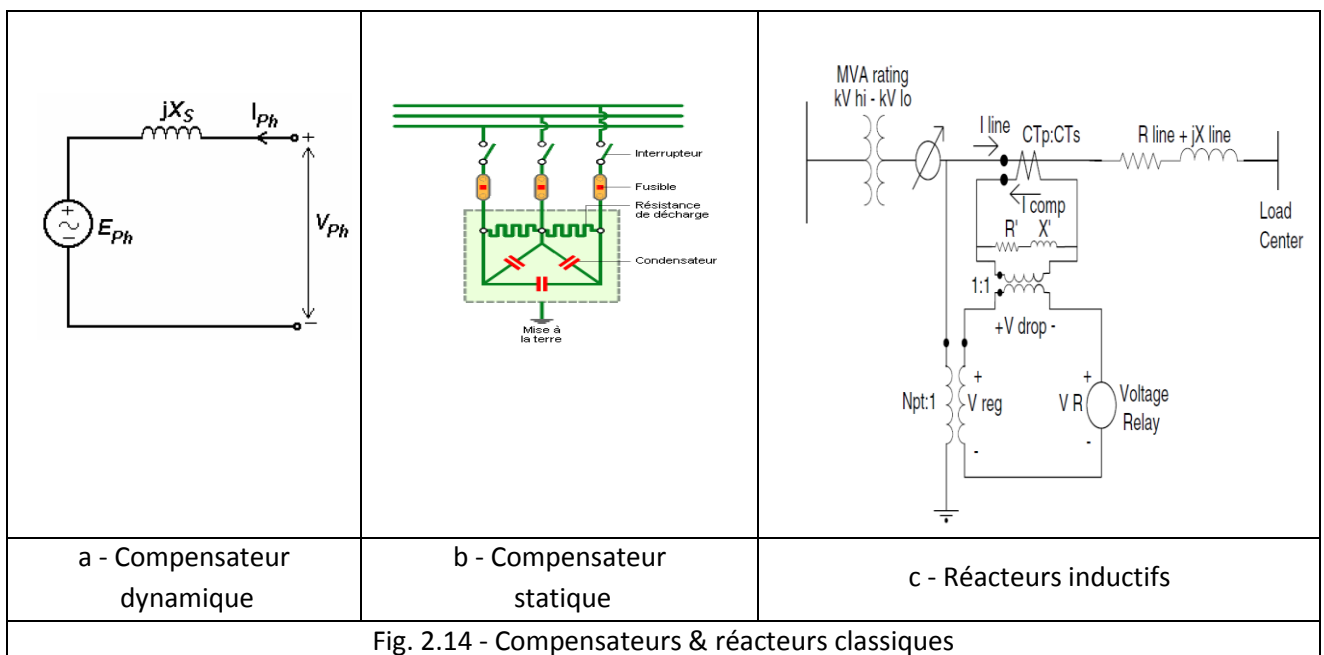
Il peut être représenté comme un générateur de puissance réactive, c'est-à-dire modélisé comme un générateur qui fournit une puissance réactive  $P_g = 0$ . La figure 2.14a esquisse ce type de compensateur.

**2 - Compensateur statique**

Une compensation shunt peut être représentée par une capacité qui peut être fixe ou variable et modélisée, donc, par une admittance shunt  $Y_i$ . La figure 2.14b esquisse ce type de compensateur.

**3 - Réacteurs inductifs**

Les inductances (Fig. 2.14c) sont utilisées pour compenser la puissance réactive fournie par les lignes très longues (> THT) et les réseaux de câbles souterrains en heures creuses et lors de manoeuvre de mise sous tension. Elles sont branchées soit directement, soit au secondaire d'un transformateur et permettent une limitation des surtensions.



### 2.5.6 - Compensateurs & réacteurs modernes

Il s'agit de mettre en œuvre des stratégies pour exploiter les sources de compensation existantes sur le réseau (compensateur statique, compensateur synchrone, compensation série, compensation parallèle, compensation combinée) pour le compenser. Des stratégies shunt, série ou combinée peuvent être utilisées. Par exemple, si la compensation série est installée, on peut ajouter une commande pour compenser de manière complémentaire les perturbations. Cependant, il faut déterminer pour chaque situation donnée, la quantité optimale et la nature de la puissance réactive nécessaire. La modélisation des ces types de compensateurs est discutée, plus ou moins, en détail dans le chapitre 3.

## 2.6 - LOIS D'ECHANGES D'ENERGIE TRANSITEE A TRAVERS UNE LIGNE

### 2.6.1 - Puissance active & réactive

Les caractéristiques des charges sur le réseau font que le courant absorbé par celles-ci n'est pas en phase avec la tension aux bornes. Le cosinus de l'angle entre le courant de phase et la tension simple est appelé facteur de puissance. Il caractérise l'échange de puissance et constitue un facteur de qualité dans la mesure où une valeur différente de l'unité entraîne, pour le réseau, un accroissement de courant et donc une surcharge des pertes et des chutes de tension.

En pratique, on caractérise l'échange d'énergie non seulement par la puissance active, mais aussi par la puissance réactive. Ces puissances sont définies par les expressions suivantes :

$$P = 3VI \cos \varphi \quad (2.29)$$

$$Q = 3VI \sin \varphi \quad (2.30)$$

Les énergies correspondantes sont obtenues par intégration, par rapport au temps, des puissances.

### 2.6.2 - Cas des lignes courtes

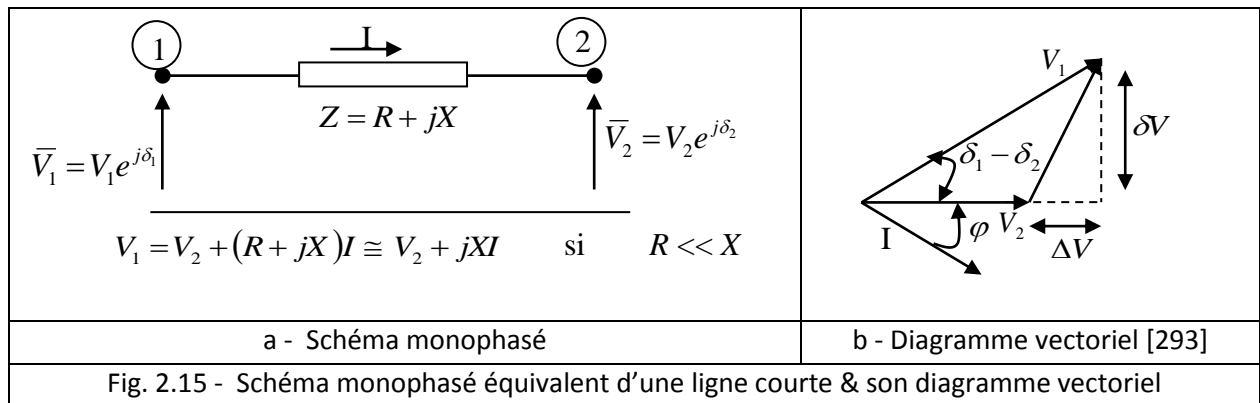
Dans le cas des lignes courtes, la limite de transit de puissance est imposée par l'échauffement des conducteurs provoqué par le passage du courant. En régime normal de fonctionnement, la densité de courant, généralement, admise dans les conducteurs est inférieure à la limite thermique de manière à laisser une marge de réserve en cas d'incident. Les lignes courtes peuvent être considérées comme une impédance série, entre les 2 JdB reliés, caractérisant le conducteur. Elles se représentent par un simple schéma monophasé équivalent donné par la figure 2.15. L'admittance simulant l'isolant et les isolateurs est, dans ce cas, supposée négligeable car le champ électrique, dans ce type de cas, est très faible devant le champ électrique critique  $E_{crair}$  de l'isolant (air) qui est de  $E_{crair} = 30$  [kV / Cm].

Dans la figure 2.15,  $V_1$  et  $V_2$  caractérisent les vecteurs de phase (phaseurs ou en anglais phasors) relatifs aux tensions simples aux points 1 et 2.  $\delta_1$  et  $\delta_2$  sont les arguments (angles de phases ou simplement phases) de ces tensions dans un référentiel commun. Ce modèle conduit aux expressions des chutes de tension active  $\Delta V$  et réactive  $\delta V$  données, respectivement, par :

$$\Delta V = |V_1| - |V_2| = \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \cong \frac{XQ_2}{V_2} \quad \text{Si} \quad R \ll X \quad (2.31)$$

$$\delta V = \frac{XP_2 - RQ_2}{V_2} \cong \frac{XP_2}{V_2} \quad \text{Si} \quad R \ll X \quad (2.32)$$

$\Delta V$  et  $\delta V$  sont, respectivement, les valeurs algébriques des projections de la chute de tension  $\bar{Z} \bar{I}$ , respectivement, sur  $\bar{V}_2$  et sur la direction en quadrature.  $P_2$  et  $Q_2$  sont, respectivement, les puissances active et réactive par phase au JdB 2.



Ces expressions montrent que la chute de tension dans les lignes est due, principalement, au transport de la puissance réactive sur la ligne considérée. Par contre, l'écart angulaire entre les tensions ou l'angle de transmission dépend de la puissance active transmise.

Pour réduire les chutes de tension et maintenir le plan de tension, il importe donc d'éviter de transporter la puissance réactive sur les lignes. Par conséquent, il vaut mieux de la produire localement à l'endroit de sa consommation. La minimisation du transport d'énergie réactive est, également, motivée par le souci de réduire les pertes Joule dans les lignes. Ces dernières sont données par :

$$P_J = \frac{3R(P_2^2 + Q_2^2)}{V_2^2} \quad (2.33)$$

Tout transit de la puissance réactive limite les possibilités de transit de la puissance active, pour un même échauffement des conducteurs.

La philosophie adoptée pour le réglage du plan de tension dans les réseaux de transport et de répartition réside dans :

- ✓ L'utilisation de moyens de compensation (banc de condensateurs, compensateurs rotatifs ou statiques, FACTS) le plus près possible des zones où l'énergie réactive est appelée.
- ✓ L'ajustement de la valeur de l'amplitude de la tension à l'aide des générateurs et des transformateurs réglables à vide ou en charge.

Le maintien du plan de tension dans les réseaux de transport et de répartition est un problème local. Contrairement, au problème de maintien de la fréquence qui est un problème global impliquant l'ensemble du réseau interconnecté. Le réglage de la fréquence est, étroitement, lié à celui de la puissance active (le couplage entre  $P$  &  $f$ ). Par contre, le réglage de la tension est, étroitement, lié à celui de la puissance réactive (le couplage entre  $Q$  &  $V$ ). En régime normal, les 2 types de réglage sont, totalement, découplés. Ceci permet d'étudier et de traiter les problèmes de manière indépendante (séparé).

### 2.6.3 - Réglage des transits de puissance active

La puissance active échangée en triphasé entre les points 1 et 2 à travers une ligne courte (Fig. 2.14a), avec la résistance ( $R \ll X$ ) est négligée, s'exprime par la relation classique [13] :

$$P_{2,3\phi} = 3 \frac{V_1 V_2}{X} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.34)$$

Cette relation peut être déduite de l'expression (2.32) :

$$\delta V = \frac{XP_2}{V_2} = 3V_1 \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.35)$$

Pour une phase :

$$P_{2,1\varphi} = \frac{V_1V_2}{X} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.36)$$

Dans ce cas, nous utilisons, systématiquement, la notation  $V$  pour la tension de phase et  $U$  pour la tension de ligne dans les systèmes triphasés.

Le sens de transfert de la puissance est donc, uniquement, déterminé par le déphasage relatif des tensions aux 2 extrémités. Cela signifie que ce transfert s'effectue du point où la tension est en avance de phase sur le point où la tension est en retard de phase ( $\delta_1 > \delta_2$ ). Ainsi, le transfert s'effectue, donc, du JdB 1 vers le JdB 2.

L'expression (2.36) a le mérite de montrer les paramètres sur lesquels il est possible d'agir pour contrôler le transfert.

- ✓ Les tensions  $V_1$  et  $V_2$  : On ne peut pas agir beaucoup sur les tensions (faible marge en raison de la nécessité de maintenir le plan de tension pour limiter les pertes en lignes).
- ✓ L'angle de transmission  $\delta_1 - \delta_2$  : Par un système décaleur de phase.
- ✓ La réactance de la ligne : Par compensation.

Cette expression montre aussi qu'à tension et réactance constantes, la limite de puissance active transmissible est atteinte pour un angle de transmission  $\delta = 90^\circ$ . Cet angle correspond à la limite de stabilité statique. En exploitation normale, l'angle ne dépasse pas  $30^\circ$  à  $40^\circ$ .

Dans le cas d'une machine synchrone raccordée au réseau, la phase de la f.e.m de la machine étant liée à la position du rotor, par conséquent tout réajustement de la puissance échangée se traduit par un mouvement du rotor autour de la vitesse synchrone et entraîne des oscillations.

## 2.7 - FORMULATION DES EQUATIONS DE L'EP

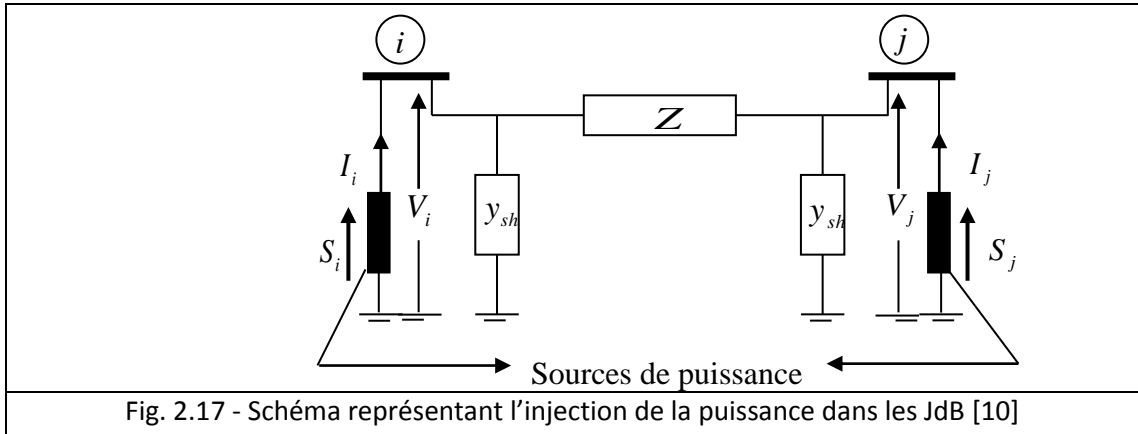
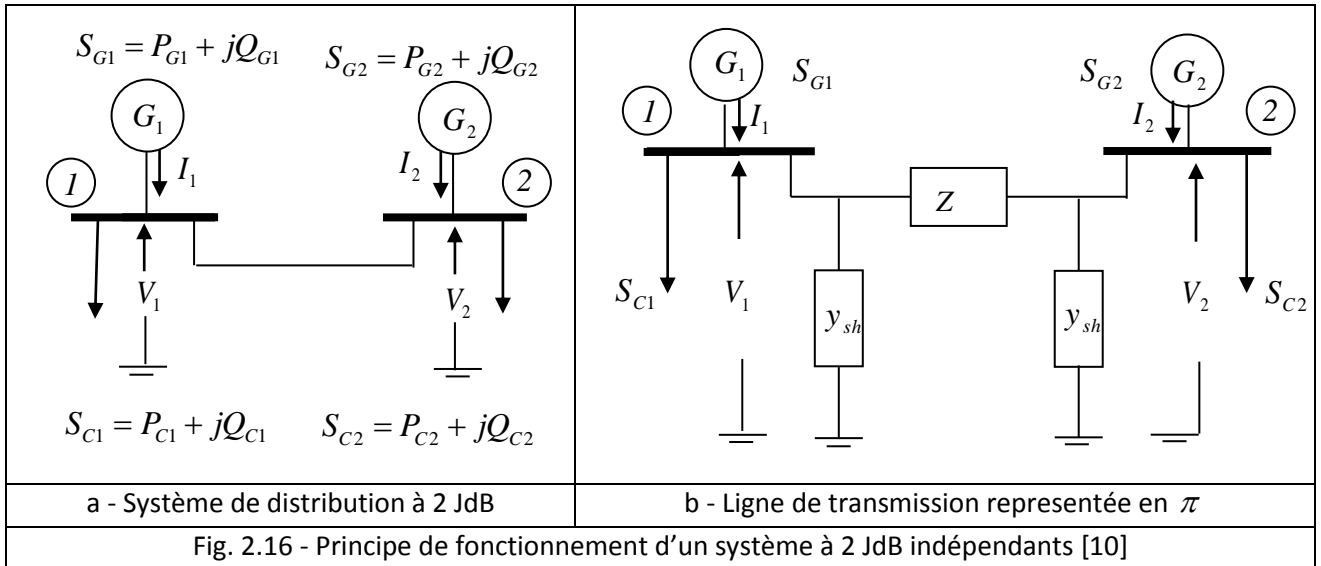
Le rôle essentiel d'un réseau électrique est de pourvoir les puissances actives et réactives demandées par les diverses équipements qui y sont connectés. Les points de production et de consommation sont reliés, entre eux, par des lignes de transmission. Pour mieux comprendre le principe de fonctionnement de l'EP, considérons le système de distribution à 2 JdB indépendants de la figure 2.16a. Les 2 JdB sont alimentés par des unités de production qui génèrent, respectivement, les puissances  $S_{G1}$  et  $S_{G2}$ . Les demandes se définissent à chaque JdB comme étant  $S_{C1}$  et  $S_{C2}$ . Les 2 JdB sont reliés par une ligne de transmission (Fig. 2.16b). Celle-ci est représentée par son modèle en  $\pi$  caractérisé par une impédance série  $Z$  et 2 admittances shunts  $y_{sh}$ . Les 2 tensions des JdB sont symbolisées, respectivement, par  $V_1$  et  $V_2$ .

Dans la formulation du modèle, on combine les puissances générées et demandées à chaque JdB pour obtenir une puissance nette  $S_i$  définie comme la différence entre la production et la consommation de la puissance du JdB  $i$ . Cette puissance nette est considérée comme injectée dans le JdB  $i$  par une source de puissance du JdB considéré (Fig. 2.17).

Pour le système à 2 JdB, ces puissances injectées sont :

$$S_1 = P_1 + jQ_1 = P_{G1} - P_{C1} + j(Q_{G1} - Q_{C1}) \quad (2.37)$$

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = P_{G2} - P_{C2} + j(Q_{G2} - Q_{C2}) \quad (2.38)$$



Le rôle de la ligne de transmission est de fournir un chemin de transfert du surplus de puissance d'un JdB pour compenser la demande de l'autre JdB. Elle peut servir comme branche de secours pour d'autres circonstances critiques tels que le phénomène de congestion. La figure 2.16 montre un circuit électrique élémentaire très simplifié par rapport à un réseau ordinaire [10] & [296].

Pour concevoir le modèle du système, on doit commencer par établir une continuité entre le courant équivalent par rapport à la puissance injectée et la tension du JdB et celui entrant dans les composants de la ligne de transmission. Ainsi, on obtient [10] :

$$I_1 = \frac{S_1^*}{V_1^*} = V_1 Y_{sh1} + (V_1 - V_2) \frac{1}{Z} \tag{2.39}$$

$$I_2 = \frac{S_2^*}{V_2^*} = V_2 Y_{sh2} + (V_2 - V_1) \frac{1}{Z} \tag{2.40}$$

De la théorie des réseaux électriques, les paramètres constants des lignes shunts  $Y_{sh}$  et séries  $Z$ , peuvent être regroupés à l'intérieur des matrices décrivant la constitution physique du système. C'est l'étape initiale de la modélisation.

Dans le cas général, la relation d'injection de puissance au JdB  $i$  d'un réseau électrique à  $n+1$  JdB total s'écrit :



$$S_i^* = P_i - jQ_i = V_i^* I_i \quad (2.41)$$

$$I_i = \frac{S_i^*}{V_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} \quad (2.42)$$

$I_i$  est considéré positif lorsqu'il pénètre dans le JdB. Dans la formulation des équations du système, si les éléments shunts par rapport à la terre sont inclus dans la matrice paramétrique, la relation (2.42) caractérise le courant total injecté au JdB. Dans le cas contraire, si les éléments shunts n'ont pas été inclus, le courant total du JdB  $i$  s'obtient par [10] - [11] & [302] :

$$I_i = \frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} - Y_{i0} V_i \quad (2.43)$$

$Y_{i0}$  est l'ensemble des admittances shunts connectées au JdB  $i$ .  $Y_{i0} V_i$  est le courant circulant de ce JdB vers la terre. Le membre de gauche de la relation (2.42) peut être remplacé par l'expression (2.43) écrite en fonction des éléments de la matrice des admittances des JdB. On obtient, alors [10] - [11] & [303] - [308] :

$$\frac{P_i - jQ_i}{V_i^*} = Y_{i1} V_1 + Y_{i2} V_2 + \dots + Y_{in} V_n = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (2.44)$$

Après réarrangement, l'équation (2.44) devient :

$$P_i - jQ_i = V_i^* [Y_{i1} V_1 + Y_{i2} V_2 + \dots + Y_{in} V_n] = V_i^* \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j \quad (2.45)$$

Dans la littérature [10], l'équation (2.45) est la forme courante de l'équation d'EP où :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Ci} \quad (2.46)$$

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Ci} \quad (2.47)$$

Si on connaît le profil des tensions du système, le courant sortant du JdB  $i$  et s'écoulant dans la ligne  $ij$  (de  $i$  vers  $j$ ) à partir des composants du modèle en  $\boxplus$ , s'exprime par :

$$I_{ij} = \underbrace{(V_i - V_j) y_{ij}}_{\text{Série}} + \underbrace{V_i \frac{y'_{ij}}{2}}_{\text{shunt}} \quad \text{avec} \quad \frac{y'_{ij}}{2} = y_{sh} \quad (2.48)$$

$y_{ij}$  : Admittance physique de la ligne  $ij$  .

$y'_{ij}$  : Admittance physique shunt totale de la ligne  $ij$  .

La puissance complexe  $S_{ij}$  transitée à travers la ligne du JdB  $i$  vers le JdB  $j$  sera :

$$S_{ij}^* = P_{ij} - jQ_{ij} = V_i^* I_{ij} = V_i^* (V_i - V_j) y_{ij} + V_i^* V_i \frac{y'_{ij}}{2} \quad (2.49)$$

A partir du JdB  $i$ , les puissances active  $P_{ij}$  et réactive  $Q_{ij}$  sont, respectivement, les puissances transitant dans la ligne  $ij$ . Par similitude, les EP de  $j$  à  $i$  sont :

$$S_{ji}^* = P_{ji} - jQ_{ji} = V_j^* I_{ji} = V_j^* (V_j - V_i) y_{ij} + V_j^* V_i \frac{y_{ij}'}{2} \quad (2.50)$$

La puissance complexe perdue dans la ligne  $ij$  due à la transmission est obtenue en faisant la somme algébrique des EP déterminés par les équations (2.49)-(2.50) [10].

Dans ce qui suit, nous allons faire le développement détaillé des équations (2.41)-(2.50). Considérons le JdB 0 comme la référence du réseau caractérisé par une tension de module  $V_o = 0$  et de phase  $\delta_o = 0$ . L'expression de toute autre tension peut s'écrire [291] - [297] & [306]:

$$V_i = |V_i| e^{j\delta_i} = V_i (\cos \delta_i + j \sin \delta_i) = V_i \angle \delta_i \quad (2.51)$$

D'une part, on sait que :

$$V_i^* = V_i \angle -\delta_i \quad \& \quad V_j = V_j \angle \delta_j \quad (2.52)$$

Par conséquent, leur produit donne :

$$V_i^* V_j = V_i V_j \angle -\delta_{ij} = V_i V_j (\cos \delta_{ij} - j \sin \delta_{ij}) \quad \text{avec} \quad \delta_{ij} = \delta_i - \delta_j \quad (2.53)$$

D'autre part, tout élément  $Y_{ij}$  de la matrice des admittances nodales du JdB peut être écrit en fonction de sa partie réelle et imaginaire comme suit :

$$Y_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad (2.54)$$

$$V_i^* V_j Y_{ij} = V_i V_j (\cos \delta_{ij} - j \sin \delta_{ij}) (G_{ij} + jB_{ij}) \quad (2.55)$$

En appliquant (2.55) à (2.45), on obtient :

$$P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) - j \sum_{j=1}^n V_i V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.56)$$

D'après les relations trigonométriques :

$$\cos(\alpha - \beta) = \cos \alpha \cos \beta + \sin \alpha \sin \beta \quad \& \quad \sin(\alpha - \beta) = \sin \alpha \cos \beta - \cos \alpha \sin \beta \quad (2.57)$$

Par comparaison et par identification de la partie réelle des 2 membres de l'équation (2.56), puis de la partie imaginaire des 2 membres de l'équation (2.56), on constate que la puissance active injectée en tout JdB du réseau est :

$$P_i = P_{Gi} - P_{Ci} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \quad (2.58)$$

La puissance réactive injectée au même JdB s'obtient par :

$$Q_i = Q_{Gi} - Q_{Ci} = V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \delta_{ij} - B_{ij} \cos \delta_{ij}) \quad (2.59)$$

### 2.7.1 - Caractéristiques des équations d'EP

Par observation de l'équation (2.45), on constate que :

- ✓ Les équations sont algébriques, car elles représentent un modèle statique du système fonctionnant en régime permanent.
- ✓ Les équations sont non linéaires. Par conséquent, elles sont difficiles à résoudre analytiquement. D'où la nécessité de choisir une méthode numérique dont la solution itérative sera effectuée par ordinateur.
- ✓ Généralement, les équations du système relient les courants et les tensions. Alors, dans notre cas, elles relient les puissances et les tensions.
- ✓ Les angles de phases  $\delta_i$  et  $\delta_j$  sont de valeurs différentes.
- ✓ Pour chaque équation du JdB (2.45), on peut écrire 2 équations simultanées (réelle et imaginaire). Ceci donne pour un réseau de  $n$  JdB indépendants,  $2n$  équations du type (2.58) - (2.59) contenant  $6n$  variables qui sont :
  - $n$  amplitudes de tension du JdB  $V_i$ .
  - $n$  phases de tension du JdB  $\delta_i$ .
  - $n$  puissances actives générées  $P_{Gi}$ .
  - $n$  puissances réactives générées  $Q_{Gi}$ .
  - $n$  puissances actives demandées  $P_{Ci}$ .
  - $n$  puissances réactives demandées  $Q_{Ci}$ .

Par conséquent, il s'agit de réduire le nombre d'inconnues, de  $6n$  à  $2n$  en spécifiant  $4n$  variables afin d'égaliser le nombre d'équations à celui des variables. Les  $2n$  variables restantes sont les variables qui pourront être déterminées par les calculs de l'EP utilisant une méthode itérative telle que la méthode de Newton-Raphson [302] - [312].

En général, dans la formulation, parmi les  $4n$  inconnues à spécifier, les  $2n$  variables de demande ( $P_{Ci}$  &  $Q_{Ci}$ ) ou de consommation de la clientèle sont fournies d'avance. Alors, il s'agit, finalement, de spécifier  $2n$  inconnues par JdB :

Tab. 2.1 - Différents types de JdB

Type du JdB		Caractéristiques			
		$P$	$Q$	$V$	$\delta$
Equilibre	EQ	Inconnu	Inconnu	Spécifié	Spécifié
Générateur	PV	Spécifié	Inconnu	Spécifié	Inconnu
Charge	PQ	Spécifié	Spécifié	Inconnu	Inconnu

Les  $6n$  variables de l'EP peuvent être regroupées en 2 classes :

- ✓ Variables incontrôlables ou perturbatrices : Ce sont les variables de demande  $P_{Ci}$  et  $Q_{Ci}$  qui sont, complètement, exigées par le client.
- ✓ Variables contrôlables : Les  $4n$  variables  $V_i$ ,  $\delta_i$ ,  $P_{Gi}$  et  $Q_{Gi}$  peuvent se diviser en 2 catégories :
  - Variables indépendantes ;

- Variables dépendantes ;

Dans la théorie du contrôle, ces variables portent, respectivement, les noms de :

- Variables de contrôle ;
- Variables d'état ;

Parmi les premières, on inclut les puissances générées des JdB, sauf du JdB balancier. Les variables d'état sont les angles  $\delta$  de tous les JdB, sauf celui du JdB balancier et la tension des JdB de charge (types PQ).

### 2.7.2 - Principe de base de la solution de l'EP

Après avoir classifié les  $6n$  variables, la solution du système d'équations formé par (2.58) - (2.59) peut être obtenue en procédant comme suit :

- ✓ A partir de la connaissance de la demande de la clientèle, on possède toutes les informations requises sur les  $2n$  variables incontrôlables.
- ✓ On spécifie, alors,  $2n$  variables de contrôle. Par exemple : les puissances générées.
- ✓ Les  $2n$  variables, qui restent, constituent les inconnues. A l'aide de  $2n$  équations, on peut résoudre ce système d'équations par une des méthodes numériques.

### 2.7.3 - Contraintes pratiques sur les variables

Pour qu'elles soient acceptables sur le plan pratique, les  $4n$  variables d'état et de contrôle de la solution de l'EP doivent être à l'intérieur de certaines limites :

- ✓ Les variables d'état  $V_i$  doivent satisfaire la relation d'inégalité.

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (2.60)$$

Cette contrainte signifie qu'aucune tension de JdB ne sera acceptée lorsque son module ne se situe pas à l'intérieur d'une tolérance ou d'une plage spécifiée.

- ✓ Certaines variables  $\delta_i$  doivent satisfaire la contrainte d'inégalité.

$$|\delta_{ij}| \leq |\delta_{ij}^{\max}| \quad (2.61)$$

- ✓ La relation (2.61) spécifie l'angle maximum de transfert de puissance de la ligne joignant les JdB  $i$  et  $j$  à ne pas dépasser.
- ✓ De par la limitation physique des sources de puissances active et réactive, les relations d'inégalité suivantes doivent être satisfaites par les variables de contrôle  $P_{Gi}$  et  $Q_{Gi}$ .

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad (2.62)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad (2.63)$$

## 2.8 - CONCLUSIONS

L'étude de l'EP permet de prendre une base de données nécessaire pour l'application de toutes les méthodes d'optimisation. Ce chapitre traite dans une première partie, une vision générale des systèmes électriques. Les grandes phases du système électrique ont été analysées : moyens de production, d'interconnexion, de transport et de distribution. Ensuite, on a établi une modélisation des différents éléments du réseau équilibré non pollué. Cette dernière est nécessaire pour l'analyse des systèmes électroénergétiques.

Dans une deuxième partie, nous avons détaillé le problème de l'EP d'un réseau électrique avec et sans contraintes. Le développement des relations du modèle a conduit à des équations non linéaires. Compte tenu de la complexité des systèmes (nombre des JdB et de lignes, parfois, très élevés), les méthodes de solution sont toujours du type numérique itératif. Les lois d'échanges d'énergie transitée à travers une ligne sont, également, abordées dans ce chapitre.

La formulation des équations de l'EP, caractéristiques et principe de base sont, pleinement, évoqués.

Pour notre travail, en vue d'une comparaison entre 2 éventuelles méthodes classiques, on a préféré choisir l'utilisation de l'algorithme de Newton-Raphson et celui de la méthode des points intérieurs pour ce type de problème nommé calcul d'EP. Malgré que l'algorithme de Newton-Raphson soit le plus répandu et le plus efficace dans la majorité des cas. Cependant, la méthode des points intérieurs en est aussi importante et robuste dans certains types de problèmes d'EP.



## **CHAPITRE III**

### **CHOIX & MODELISATION DES SYSTEMES**

### **FACTS POUR L'ETUDE DE L'ECOULEMENT DE**

### **PUISSANCE**



## **3 - CHOIX & MODELISATION DES SYSTEMES FACTS POUR L'ETUDE DE L'ECOULEMENT DE PUISSANCE**

### **3.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS**

#### **3.1.1 - Préambule**

Devant les problèmes de transit de puissance, l'institut américain EPRI [12] & [108] a lancé, en 1988, un projet d'étude des systèmes FACTS afin de mieux maîtriser le transit de puissance dans les lignes électriques. Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs à base d'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation du réseau électrique. La technologie de ces systèmes (interrupteurs statiques) leur assure une vitesse supérieure à celle des systèmes électro-mécaniques classiques. Ces nouveaux dispositifs peuvent contrôler le transit de puissance dans les réseaux et augmenter la capacité efficace de transport tout en améliorant, ou plutôt en renforçant la stabilité, la sécurité de fonctionnement et d'exploitation économique des réseaux [11] & [12].

#### **3.1.2 - Objectifs**

Le choix et la modélisation des FACTS classiques, à l'étude de l'EP se schématisent par les jalons suivants:

- ✓ Développement de l'électronique de puissance dans les RE.
- ✓ Choix et modélisation des différents types de FACTS.
- ✓ Contrôle de l'EP.
- ✓ EP par l'utilisation des FACTS : le SVC, le TCSC, le STATCOM et l'UPFC.

### **3.2 - ELECTRONIQUE DE PUISSANCE & RESEAUX FUTURS**

Ces dernières années, les réseaux électriques ont déjà connu un accroissement considérable des interconnexions et ont été exploités, de plus en plus, près de leurs limites de stabilité et de sécurité en raison des contraintes économiques et d'une opposition croissante à la construction de nouveaux ouvrages (lignes, centrales) dans des zones à forte densité de population [01] & [13].

Les perturbations inévitables telles que les courts-circuits, les indisponibilités momentanées de lignes, de générateurs ou de transformateurs, ainsi, que les pertes dans les lignes et les aléas de consommation peuvent affecter le réseau à tout instant et l'amener en dehors de sa zone de stabilité [01] & [13].

Les moyens classiques de contrôle des réseaux tels que : les transformateurs à prises réglables en charge, les transformateurs déphaseurs, les condensateurs et les inductances additionnelles commutés par disjoncteurs pour la compensation série ou parallèle de l'énergie réactive Q, la modification des consignes de production de puissances active et réactive des générateurs et le changement de la topologie du réseau s'avèrent, d'hors et déjà, trop lents et insuffisants pour répondre, efficacement, aux différentes perturbations du réseau [01] & [13].

### **3.3 - FACTS CLASSIQUES : MOYENS DE CONTROLE, DE COMPENSATION & DE STABILITE**

Les systèmes de contrôle rapide des réseaux utilisant les ressources offertes par l'électronique de puissance et par la microélectronique de commande ont été, récemment, étudiés et réalisés [13]. Ces systèmes sont désignés par l'acronyme général FACTS, on peut y ajouter les liaisons à haute tension courant continu dite HTCC qui ont démontré leur fiabilité depuis des décennies pour des transmissions sur longues distances [01] & [13]. La modélisation de ce type (HTCC) sera discutée, plus ou moins, en détail dans le chapitre 4.

Ils sont, actuellement, pour certains en application normale [13]. Par contre, pour d'autres, ils sont en applications pilotes ou à l'état de prototypes [01].

Signalons, encore, que parmi les FACTS, le SVC est utilisé depuis plus de 3 décennies en grand nombre dans des réseaux du monde, principalement, pour assurer le maintien du plan de tension [13]. Ces SVC utilisent le thyristor comme principal composant électronique de puissance. Par contre, les systèmes FACTS classiques les plus récents mettent en œuvre des convertisseurs de type source de tension avec les nouveaux composants GTO, IGBT ou IGCT commandables tant à l'allumage qu'à la coupure [01] & [13].

### 3.4 - CLASSIFICATIONS DES SYSTEMES FACTS

Nous nous bornerons dans ce travail, à présenter une classification détaillée des FACTS.

- ✓ Systèmes mixtes sont constitués par des systèmes classiques de contrôle (transformateurs à prises, transformateurs déphaseurs, banc de condensateurs) dans lesquels les interrupteurs mécaniques ont été remplacés par des interrupteurs électroniques à semi-conducteurs utilisant des thyristors.
- ✓ Deux autres classes sont basées sur l'utilisation de convertisseurs d'électroniques de puissance. Deux structures sont retenues en pratique [13] :
  - Le gradateur à CA ou réactance contrôlée par thyristors associée à un banc de différents condensateurs à commutateurs électroniques (le contrôle de l'inductance est réalisé par modification de l'instant d'allumage des thyristors). Cette structure a donné les systèmes suivants :
    - Le SVC se place en parallèle sur le circuit à compenser.
    - Le TCSC se monte en série avec le circuit à compenser.
  - L'onduleur à source de tension sert à générer une tension alternative de phase et d'amplitude réglables. Ces sources de tension sont placées soit en série pour une compensation série ASC soit en parallèle SVG.
    - Le système UPFC combine à la fois la compensation série et la compensation parallèle. C'est le système FACTS le plus puissant. Il permet de régler 3 grandeurs du réseau : la tension, l'impédance de la ligne et le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

Les systèmes FACTS classiques peuvent être classés en 3 catégories [11] :

- ✓ Compensateurs parallèles.
- ✓ Compensateurs séries.
- ✓ Compensateurs hybrides (série - parallèle).

#### 3.4.1 - Compensateurs parallèles

Vers la fin des années 60, plusieurs équipements utilisant l'électronique de puissance ont fait leurs apparitions. Ces derniers ont l'avantage de substituer les parties mécaniques des anciens systèmes électromécaniques pour en avoir un nouveau système à temps de réponse très court. Ces équipements étaient constitués, essentiellement, d'une inductance en série avec un gradateur. Le retard à l'amorçage des thyristors permettait de régler l'énergie réactive absorbée par ce type de dispositifs. En effet, tous les compensateurs parallèles injectent du courant au réseau à travers le point de raccordement. Quand une impédance variable est connectée en parallèle sur un réseau, elle consomme (ou injecte) un courant variable. Cette injection de courant modifie, les puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne [11]. Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

- ✓ Compensateurs parallèles à base de thyristors.
- ✓ Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors.

#### 1 - Compensateurs parallèles à base de thyristors

Ce type de compensateurs se présente sous plusieurs formes :

- ✓ Le **TSC** ou le **CCT** (Condensateurs commandés par des thyristors) : Les thyristors fonctionnent en pleine conduction (Fig. 3.1a). La caractéristique du TSC est donnée par la figure 3.1b.



- ✓ Le **TCR** ou la **RCT** (Réactance commandée par des thyristors) : La valeur de l'inductance est, continuellement, changée par l'amorçage des thyristors (Fig. 3.1c). La caractéristique du TCR est donnée par la figure 3.1d.
- ✓ Le **TCBR** ou la **RCFCT** (Résistance de coupure ou de freinage commandée par des thyristors) : Elle est utilisée pour améliorer la stabilité du réseau pendant la présence des perturbations (Fig. 3.1e). La caractéristique du TCBR est donnée par la figure 3.1f.
- ✓ Le **SVC** ou le **CRS** (Compensateur réactif statique) : L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, connu sous le nom de SVC (Fig. 3.1g). La caractéristique statique du SVC est donnée par la figure 3.1h.

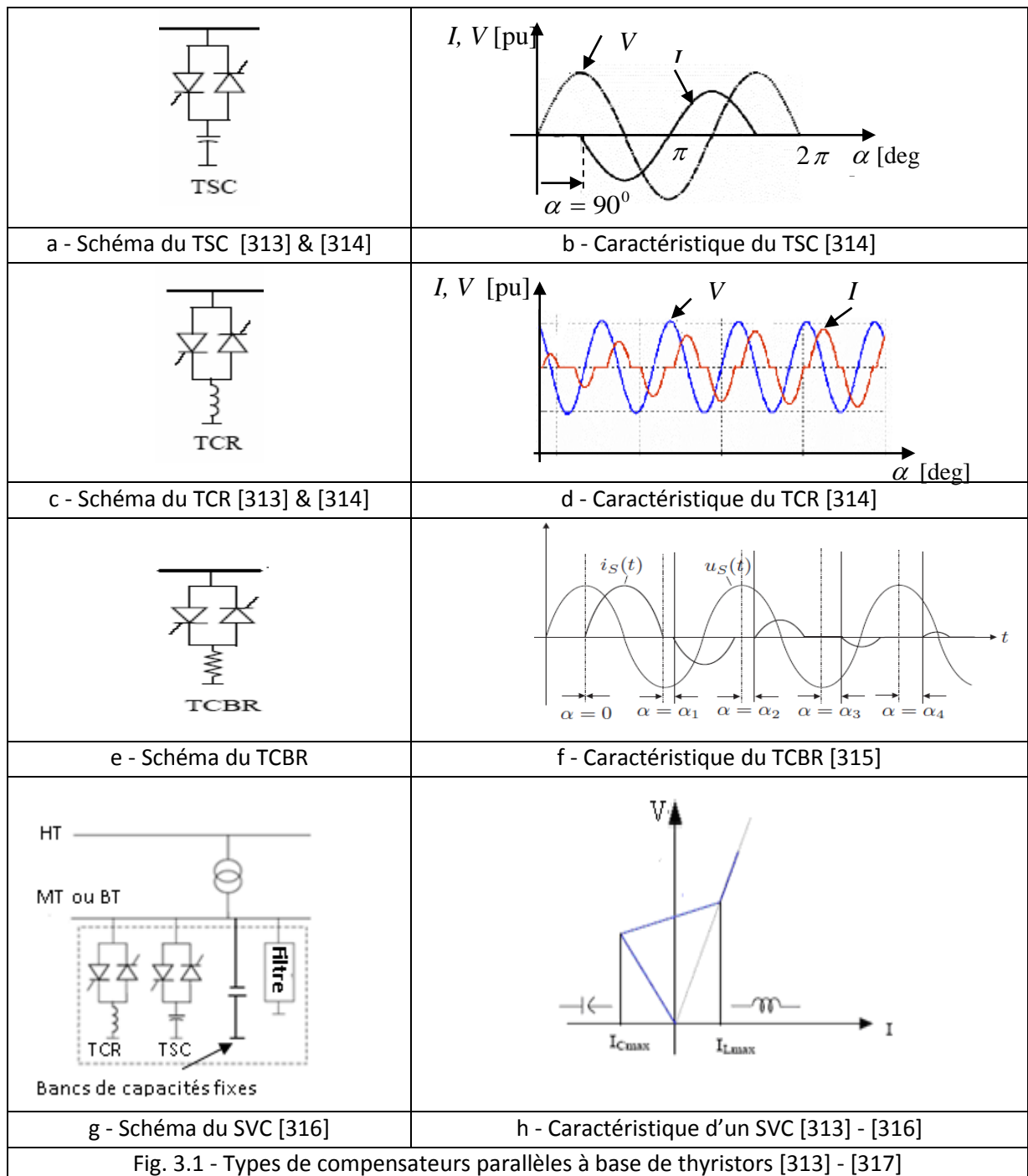


Fig. 3.1 - Types de compensateurs parallèles à base de thyristors [313] - [317]

D'après la figure 3.1h, on peut distinguer 3 zones :

- ✓ Une zone où seules les capacités sont connectées au réseau.

- ✓ Une zone de réglage où l'énergie réactive est une combinaison des TCR et des TSC.
- ✓ Une zone où le TCR donne son énergie maximale (butée de réglage). Les condensateurs sont, dans ce cas, déconnectés.

## 2 - Compensateurs parallèles à base de GTO thyristors

Il s'agit du STATCOM qui a connu jusqu'à présent différentes appellations [311] :

- ✓ L'ASVC ou le CRSA (Compensateur réactif statique avancé).
- ✓ Le STATCON ou SC (Condensateur statique).
- ✓ Le SVG ou GRS (Générateur réactif statique).
- ✓ Le SVC light.
- ✓ Le SVC plus.

Le principe de ces types de compensateurs est connu depuis la fin des années 70. Mais, ce n'est que vers les années 90 que ces types de compensateurs ont connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance [11]. Le STATCOM présente plusieurs avantages :

- ✓ Bonne réponse à faible tension : Le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
- ✓ Bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.

Cependant, le STATCOM de base engendre de nombreux harmoniques. Pour résoudre ce problème, il faut utiliser des compensateurs multi-niveaux à commande MLI ou encore installer des filtres [11].

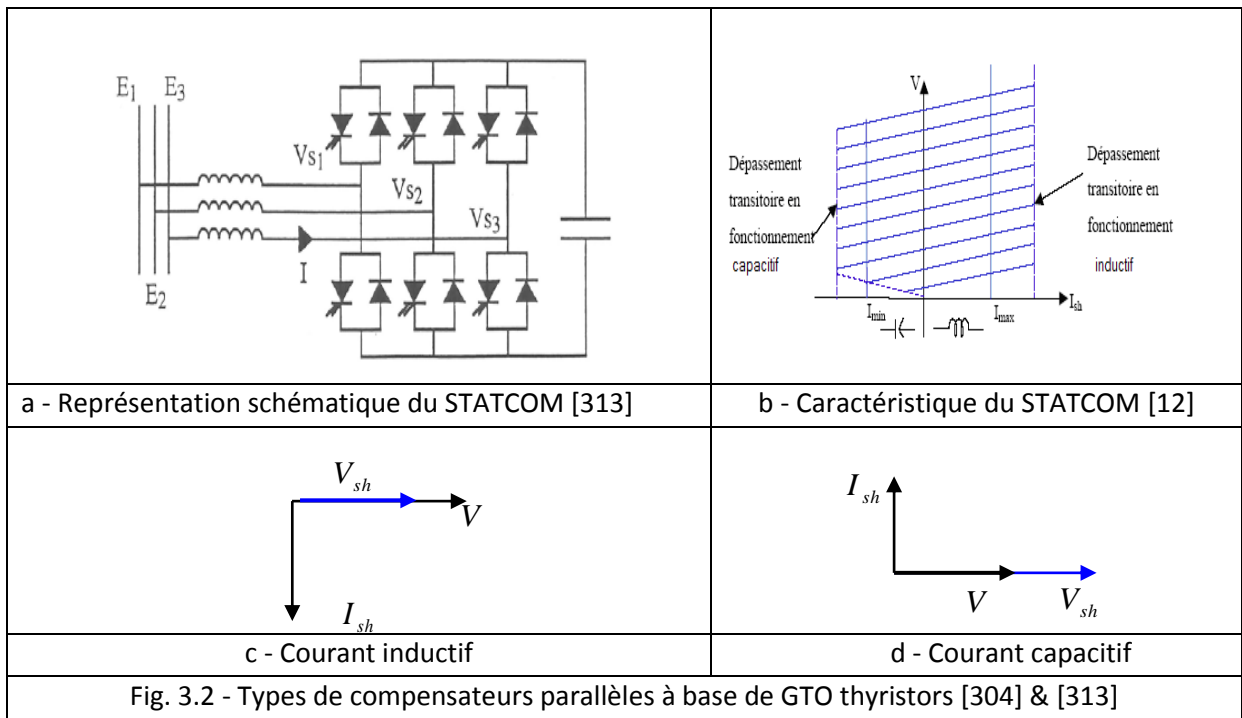
La figure 3.2a représente le schéma de base d'un STATCOM. Les cellules de commutation sont bidirectionnelles, formées de GTO et de diodes en antiparallèle. Le rôle du STATCOM est d'échanger de l'énergie réactive avec le réseau. Pour ce faire, l'onduleur est couplé au réseau par l'intermédiaire d'une inductance, qui est en général, l'inductance de fuite du transformateur de couplage.

L'échange d'énergie réactive se fait par le contrôle de la tension de sortie de l'onduleur  $V_{sh}$  laquelle est en phase avec la tension du réseau  $V$  (Fig. 3.2a). Le fonctionnement peut être décrit de la façon suivante [11] :

- ✓ Si la tension  $V_{sh} < V$ , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de  $-\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension  $V$ . Ceci donne un courant inductif (Fig. 3.2c).
- ✓ Si la tension  $V_{sh} > V$ , le courant circulant dans l'inductance est déphasé de  $+\frac{\pi}{2}$  par rapport à la tension  $V$ . Ceci donne un courant capacitif (Fig. 3.2d).
- ✓ Si la tension  $V_{sh} = V$ , le courant circulant dans l'inductance est nul. Par conséquent, il n'y a pas d'échange d'énergie.

Nous considérons dans ce cas de fonctionnement que les tensions sont triphasées et équilibrées. Par ailleurs, l'amplitude de la tension de sortie  $V_s$  est proportionnelle à la tension continue aux bornes du condensateur.

L'avantage de ce dispositif est de pouvoir échanger de l'énergie de nature inductive ou capacitive, uniquement, à l'aide d'une inductance. Contrairement, au SVC, il n'y a pas d'élément capacitif qui puisse provoquer des résonances avec des éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique de ce convertisseur est donnée par la figure 3.2b. Ce dispositif a l'avantage, contrairement, au SVC, de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension  $V$  diminue.



### 3.4.2 - Compensateurs séries

Ces compensateurs sont connectés en série avec le réseau et peuvent être utilisés comme une impédance variable (inductive, capacitive) ou une source de tension variable. En général, ces compensateurs modifient l'impédance des lignes de transport en insérant des éléments en série avec celles-ci :

#### 1 - Compensateurs séries à base de thyristor

Les plus connus sont :

- ✓ Le **TCSC** ou le **CSCT** (Compensateur série contrôlé par des thyristors) : Il est composé d'une inductance en série avec un gradateur à thyristors, le tout en parallèle avec un condensateur (Fig. 3.3a).
  - Si les thyristors sont bloqués, le TCSC a une impédance fixe qui est celle du condensateur.
  - Si les thyristors sont commandés en interrupteur électronique et en pleine conduction, l'impédance du TCSC est encore fixe et vaut l'impédance équivalente du condensateur en parallèle avec l'inductance.
  - L'expression de l'impédance est donnée par l'équation (3.1) où  $\alpha$  représente l'angle de retard à l'amorçage des thyristors [11] :

$$X(\alpha) = \frac{jL\omega}{\frac{2}{\pi} \left( \pi - \alpha + \frac{\sin(2\alpha)}{2} \right) - LC\omega^2} \quad (3.1)$$

- ✓ Le **TSSC** ou le **CSCT** (Compensateur en série commuté par des thyristors) : La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est  $90^\circ$  ou  $180^\circ$ . La structure et la caractéristique du TSSC sont données par les figures 3.3c et 3.3d, respectivement.
- ✓ Le **TCSR** ou le **RSCT** (Réacteur série contrôlé par des thyristors) : Il se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin d'avoir une réactance inductive série variable.

- Lorsque l'angle d'amorçage du réacteur commandé par thyristor est de  $180^{\circ}$ , il cesse de conduire. La réactance non contrôlable  $X_1$  agit comme un limiteur de courant de défaut.
  - Pendant que l'angle d'amorçage diminue en dessous de  $180^{\circ}$ , la réactance équivalente diminue jusqu'à l'angle de  $90^{\circ}$ . La structure et la caractéristique du TCSR sont données par les figures 3.3e et 3.3f, respectivement.
- ✓ Le **TSSR** ou le **RSRT** (Réacteur série commuté par des thyristors) : La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage est  $90^{\circ}$  ou  $180^{\circ}$ .

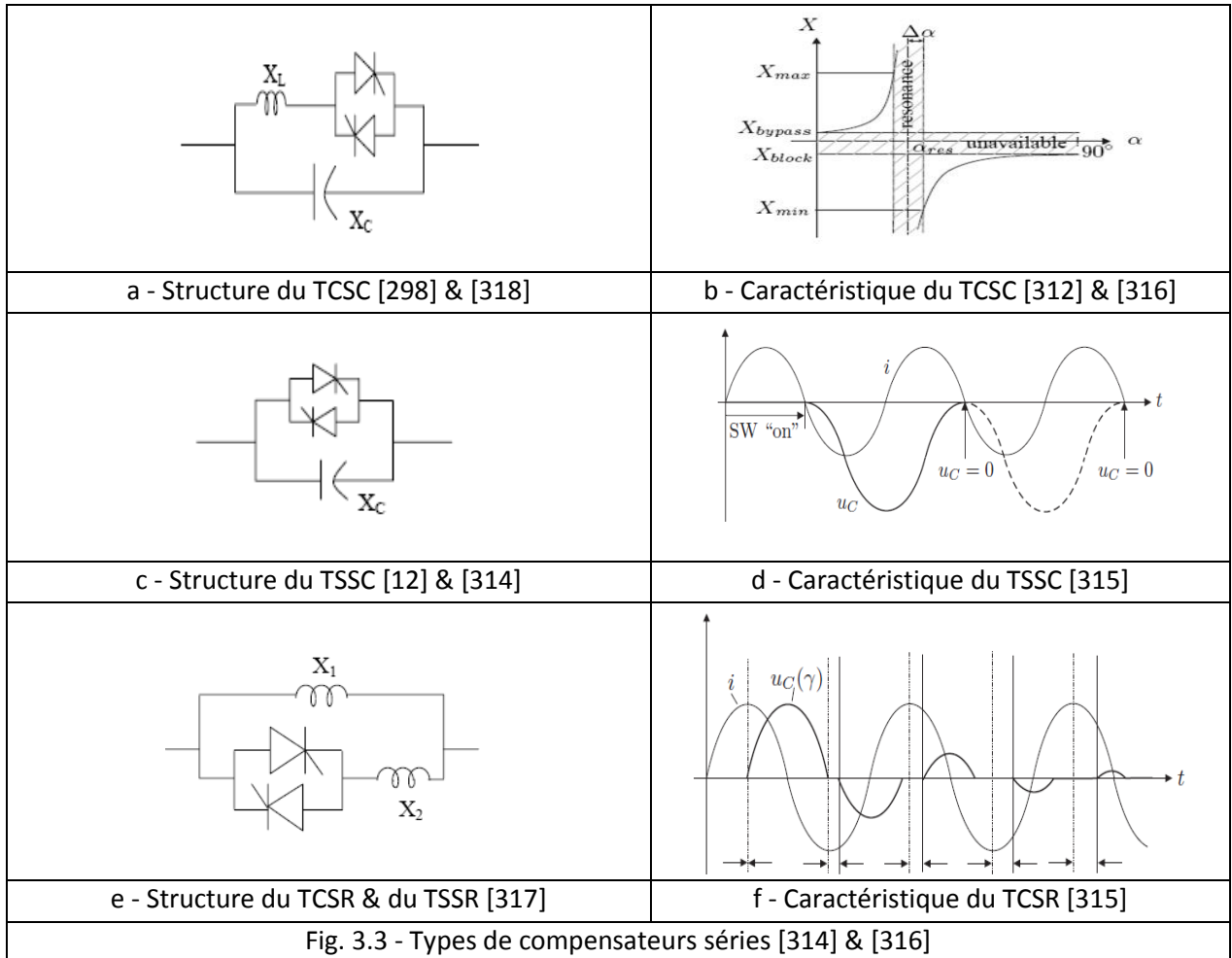


Fig. 3.3 - Types de compensateurs séries [314] & [316]

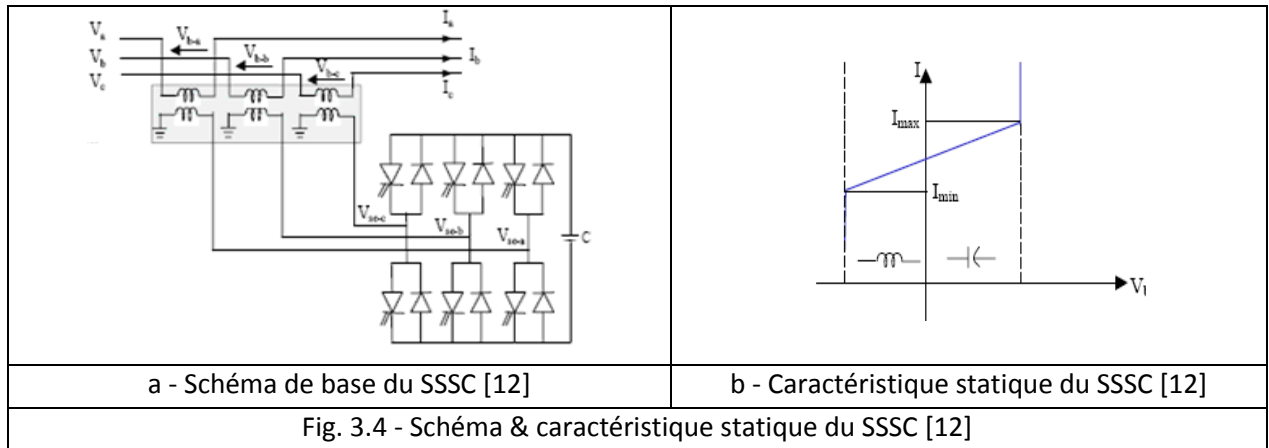
## 2 - Compensateurs séries à base de GTO thyristors

Le **SSSC** ou le **CSSS** (Compensateur synchrone statique série) : Il est le plus important dispositif de cette famille. Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Fig. 3.4a).

Son rôle est d'introduire une tension triphasée, à la fréquence du réseau, en série avec la ligne de transport. Cette tension est en quadrature avec le courant de ligne.

$$V_b = -jK X I \quad \Rightarrow \quad I = \frac{jV_b}{K X} \quad (3.2)$$

Nous pouvons, dans ce cas, régler continuellement la valeur apparente de la capacité ou de l'inductance ainsi introduite dans la ligne. L'avantage de ce compensateur est de ne pas introduire, physiquement, un condensateur ou une inductance, mais de simuler leurs fonctions. Cela évite l'apparition des oscillations dues à la résonance avec les éléments inductifs du réseau. La caractéristique statique d'un SSSC est donnée sur la figure 3.4b.



Si l'on utilise un système de stockage d'énergie, le SSSC peut à ce moment changer la puissance active avec la ligne électrique. Ceci peut contribuer à améliorer la stabilité du réseau. Dans ce cas, la tension  $V_b$  n'est pas, obligatoirement, en quadrature avec le courant de ligne.

### 3 - Compensateurs commandés en série : CSC

Le CSC est une réactance commandée par l'angle d'amorçage du thyristor (Fig. 3.5a). Pour les études d'EP, le CSC peut être considéré comme une capacité contrôlable, reliée en série à la ligne de transmission (Fig. 3.5b) [119]. Selon le diagramme vectoriel donné par la figure 3.5c, les relations mathématiques de base sont :

$$I = I_1 = I_2 \tag{3.3}$$

$$U_{CSC} = -jX_{CSC} I \tag{3.4}$$

### 4 - Régulateur d'angle de phase : PAR

Le PAR est un transformateur avec un rapport complexe. La différence d'angle de phase entre les tensions est réalisée en reliant un transformateur amplifiant dans la ligne de transmission (Fig. 3.5d). Les caractéristiques de fonctionnement et le diagramme vectoriel sont montrés dans les figures 5.5e et 3.5f, respectivement. Les relations mathématiques de base sont [119] :

$$U_2 = U_1 e^{j\alpha} \tag{3.5}$$

$$I_2 = I_1 e^{j\alpha} \tag{3.6}$$

#### 3.4.3 - Compensateurs hybrides série - parallèle

##### 1 - Compensateurs hybrides à base de thyristors

Les compensateurs hybrides à base de thyristors les plus fréquents sont [11]:

- ✓ Le **TCPAR** ou le **RAPCT** (Régulateur d'angle de phase commandée par thyristor) : Il est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs des transformateurs à réglage en charge (LTC) qui sont commandés, mécaniquement. Il est constitué de 2 transformateurs : l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce dernier possède différents rapports de transformation  $n_1, n_2, n_3$ . Ces 2 transformateurs sont reliés par l'intermédiaire des thyristors. Son principe de fonctionnement est d'injecter, sur les 3 phases de la ligne de

transmission, une tension en quadrature avec la tension à déphaser. Ce type de compensateur n'est pas, couramment, utilisé (Fig. 3.6a).

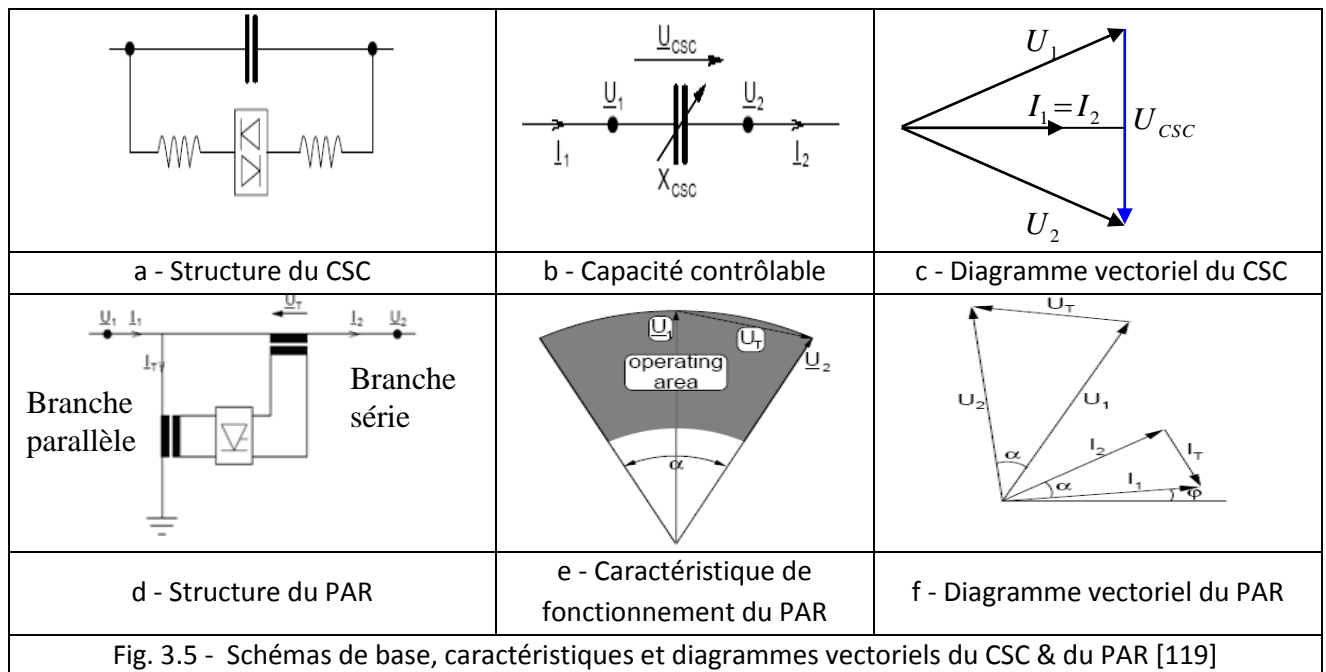
Il a l'avantage de ne pas générer d'harmoniques car les thyristors sont commandés par des interrupteurs en pleine conduction. Par contre, comme le déphasage n'a pas une variation continue, il est nécessaire d'y adjoindre un compensateur shunt. Ceci entraîne des surcoûts d'installation.

L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont  $n_1, n_2, n_3$ . Cette combinaison donne une tension à injecter dont l'amplitude peut prendre 27 valeurs différentes [12].

Un déphasage  $\alpha$  est, alors, introduit et l'angle de transport total de la ligne devient  $(\delta \pm \alpha)$ . Avec ce compensateur, le module de la tension en aval n'est pas égal à celui de la tension en amont. Le diagramme vectoriel d'un tel compensateur est présenté sur la figure 3.6b.

**2 - Compensateurs hybrides à base de GTO thyristors**

- ✓ L'**IPFC** ou le **CILEP** (Contrôleur inter ligne de l'EP) : Il a été proposé par Gyugyi, Sen et Schuder en 1998 afin de compenser un certain nombre de lignes de transmission d'une sous-station [11]. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des onduleurs continus - continus placés en série avec la ligne à compenser. En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC (Fig. 3.6c) [12]. Ce type de FACTS est utilisé afin de conduire des changements de puissances entre les lignes du réseau. Le diagramme vectoriel de l'IPFC est présenté sur la figure 3.6d.
- ✓ L'**UPFC** ou **CUPEP** (Contrôleur unifié de l'EP) : Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990 [12]. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les 3 paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique tels que la tension, l'impédance de la ligne et le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.



En effet, l'UPFC permet, à la fois, le contrôle de la puissance active et celui de la tension de ligne (Fig. 3.6e). En principe, l'UPFC est capable d'accomplir les fonctions des autres dispositifs FACTS à savoir le réglage de la tension, la répartition de l'EP, l'amélioration de la stabilité transitoire et l'atténuation des oscillations de puissance [12]. Le diagramme vectoriel de l'UPFC est présenté sur la figure 3.6f [316].

Dans la figure 3.5e, l'onduleur 1 est utilisé à travers la liaison continue pour fournir la puissance active nécessaire à l'onduleur 2. Il réalise, aussi, la fonction de compensation d'énergie réactive puisqu'il peut

fournir ou absorber de la puissance réactive, indépendamment, de la puissance active au réseau. L'onduleur 2 injecte la tension  $V_b$  et fournit les puissances active et réactive nécessaires à la compensation série.

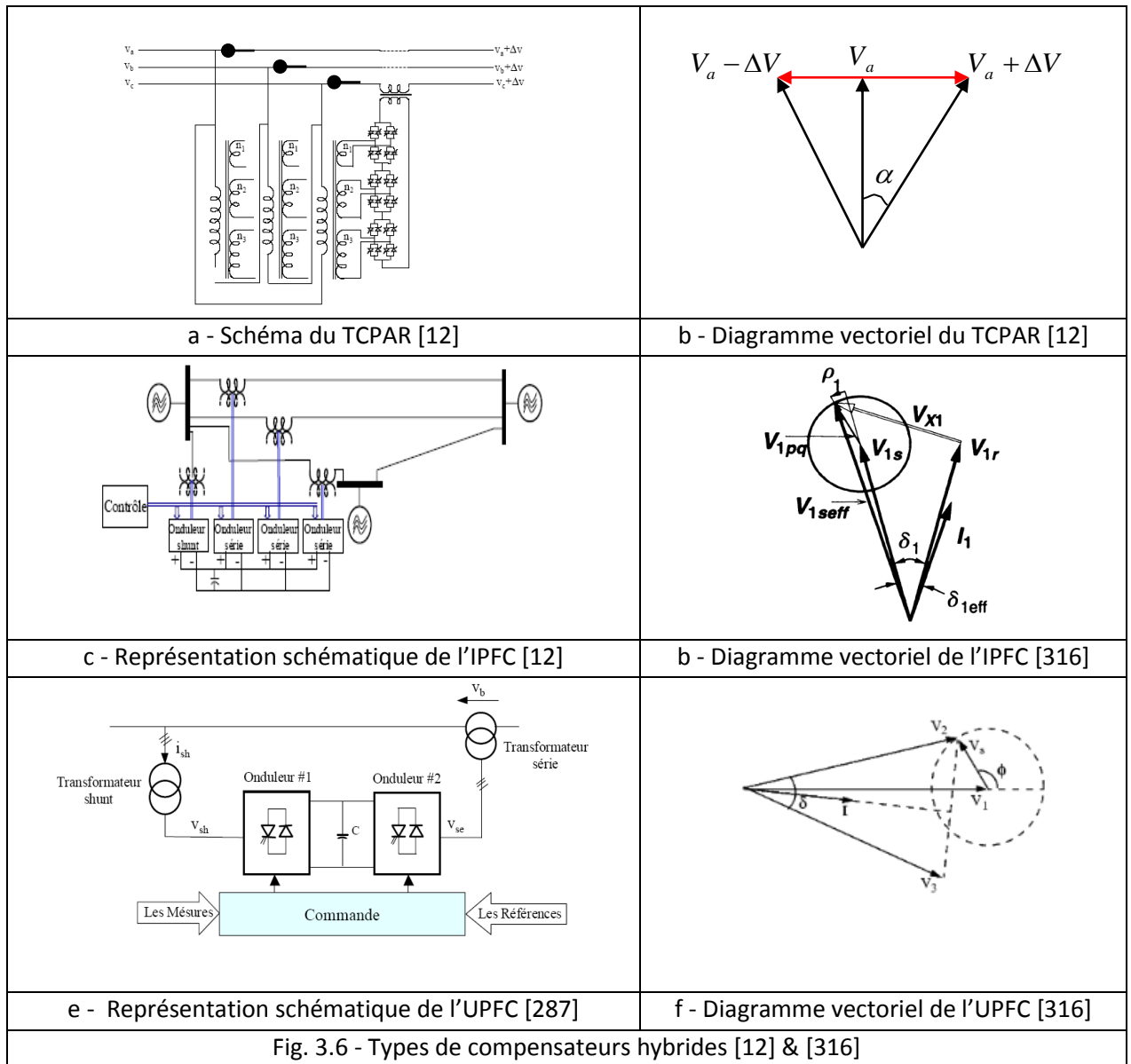


Fig. 3.6 - Types de compensateurs hybrides [12] & [316]

L'énorme avantage de l'UPFC est bien sûr la flexibilité qu'il offre en permettant le contrôle de la tension, de l'angle de transport et de l'impédance de la ligne en un seul dispositif comprenant seulement 2 onduleurs de tension triphasée. De plus, il peut basculer de l'une à l'autre de ces fonctions, instantanément, en changeant la commande de ces onduleurs. Ceci permet de pouvoir faire face à des défauts ou à des modifications du réseau en privilégiant, temporairement, l'une des fonctions. Il pourra alterner différentes fonctions. Par exemple, la fonction shunt pourra être utilisée pour soutenir la tension alors que la partie série pourra être utilisée afin d'amortir les oscillations de puissances [12].

Les systèmes FACTS et les liaisons à CC permettent, certainement, de résoudre dans les réseaux maillés des problèmes de contrôle de la qualité de la tension, d'amortissement des oscillations, l'EP, l'amélioration de la répartition des transits de puissance et de stabilité. Dans les réseaux électriques, la maîtrise de la qualité de la tension est, sans doute, l'application la plus probable, notamment en présence de fortes charges perturbatrices.

Il est important de signaler que si les systèmes FACTS permettent d'accroître les capacités de transits des lignes, en les exploitant à leurs limites thermiques [13]. Ils ne constituent pas, pour autant, des

substitués aux lignes et conduisent dans certaines applications à une réduction des réserves disponibles en cas d'incident. Par conséquent, une certaine fragilisation du réseau est observée. Une utilisation temporaire pourrait, cependant, s'avérer une application intéressante pour régler des problèmes de congestion [13].

En fin, si les systèmes FACTS sont surtout destinés au réseau de transport, des applications au réseau à moindres tensions sont envisageables pour résoudre des problèmes liés, notamment, aux nouvelles contraintes nées par la nouvelle production décentralisée.

Ces nouveaux systèmes de contrôle sont, certainement, à prendre en considération pour la préparation des futurs plans d'équipement des réseaux électriques.

**3.5 - MODELISATION & SIMULATION DES DISPOSITIFS FACTS**

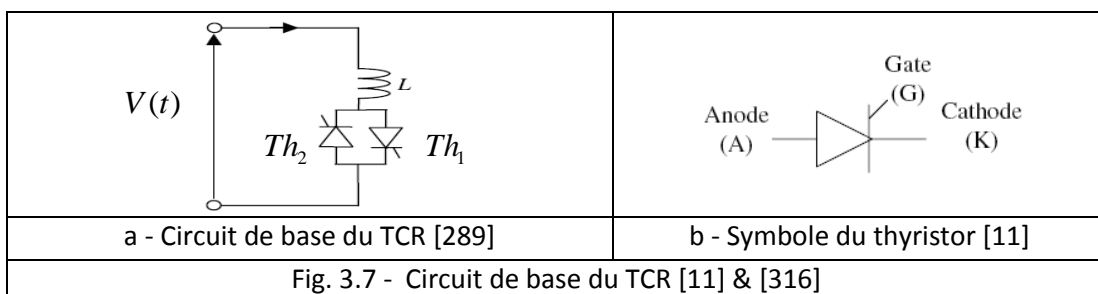
Selon l'application à justifier, les contrôleurs FACTS sont utilisés, ainsi que leur investissement est évalué en termes d'amélioration des performances du système. Ceci peut être prévu par une simulation appropriée des contrôleurs FACTS y compris leurs commandes dans une représentation détaillée du réseau, afin d'effectuer des analyses qui prennent en considération leurs impacts.

La simulation des contrôleurs FACTS est, principalement, faite selon les 2 cas suivants [11] :

- ✓ Calcul détaillé dans un système triphasé : Dans ce cas, tous les éléments d'un contrôleur FACTS (transformateurs, onduleur, condensateurs,...) sont représentés y compris leurs non linéarités et leurs capacités parasites. Le contrôle doit être très détaillé, y compris les impulsions d'amorçage de l'onduleur d'électronique de puissance. Le but de cette simulation est d'étudier l'état d'équilibre, les conditions transitoires, les réponses des dispositifs, les harmoniques créées par les dispositifs et l'interaction entre les contrôleurs FACTS et le réseau [11].
- ✓ Analyses à l'état d'équilibre et de stabilité : dans ce cas, on doit inclure, l'EP, la stabilité transitoire et le calcul des valeurs propres. Dans ce contexte, l'objectif est d'analyser à l'état d'équilibre et transitoire le comportement et les interactions entre le système et les contrôleurs FACTS à des fréquences bien en dessous de la fréquence standard. Les FACTS sont présentés avec des modèles simplifiés, qui capturent la réponse correcte du contrôleur aux fréquences d'intérêt. Les contrôleurs devraient avoir toutes les fonctions appropriées pour ces types d'analyses. Dans ce cas, la représentation du réseau est complète. Elle inclut un grand nombre de générateurs, de lignes et de charges. Les approches les plus utilisées pour la modélisation des FACTS pour l'analyse des RE sont celles des modèles de l'EP. Parmi les modèles disponibles, on trouve le modèle en source de courant shunt qui semble être le plus adéquat pour l'analyse de l'EP et on trouve aussi le modèle qui représente l'onduleur en source de tension. Les tensions, dans ce cas, sont considérées triphasées sinusoïdales [11].

**3.5.1 - TCR**

Les composants principaux de base du TCR sont montrés sur la figure 3.7a. Les éléments de contrôle sont les thyristors  $Th_1$  et  $Th_2$ , qui conduisent sur une demi période de la fréquence d'alimentation. L'autre composante est la réactance linéaire de l'inductance  $L$ . Le symbole de circuit du thyristor est montré sur la figure 5.7b. La réactance linéaire du thyristor est fonction de l'angle d'amorçage  $\alpha$ .

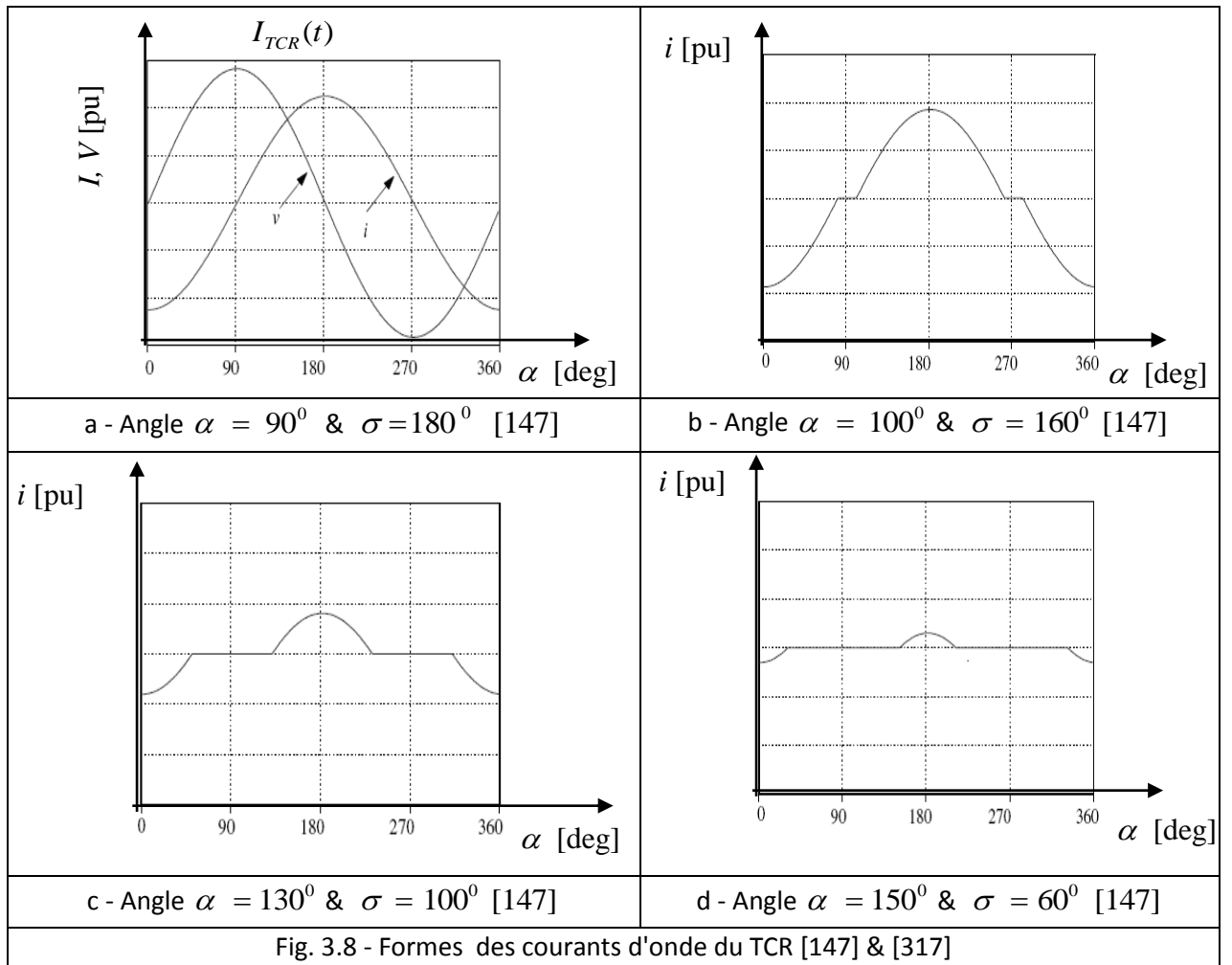




On définit l'angle d'amorçage  $\alpha$  à partir du passage par zéro dans le sens positif de la tension aux bornes du thyristor à allumer. L'angle de conduction  $\sigma$  est l'angle pendant lequel les thyristors conduisent. Un thyristor se met à conduire quand un signal de gâchette lui y est envoyé et la tension à ses bornes est positive. Il s'arrête de conduire lorsque le courant qui le traverse s'annule. Les thyristors sont allumés de façon symétrique toutes les demi-périodes. Le courant à fréquence fondamentale est réglé par la commande de phase de la valve à thyristors. En pleine conduction ( $\alpha = \pi/2$ ), le courant est, essentiellement, réactif et sinusoïdal, et lorsque  $\alpha = \pi$ , on est en conduction nulle [147], [304] & [318]. La relation qui lie l'angle d'amorçage  $\alpha$  et l'angle de conduction  $\sigma$  en régime permanent est donnée par :

$$\sigma = 2(\pi - \alpha) \tag{3.7}$$

La conduction partielle est réalisée avec des angles d'amorçage dans la gamme  $\pi/2 < \alpha < \pi$  [rad]. Ceci est illustré sur les figures 3.8b - 3.8d où les courants du TCR sont en fonction de l'angle d'amorçage [147]. Pour un angle d'amorçage supérieur à  $\pi/2$ , la forme du courant d'onde du TCR sera non sinusoïdale. Elle a pour effet de réduire la fondamentale du courant. Par conséquent, elle diminue la susceptance apparente de l'inductance.



Pour la condition de tension représentée sur la figure 3.7a, avec  $u(t) = \sqrt{2} V \sin \omega t$ , le courant instantané  $i_{TCR}(t)$  du TCR est donné par :

$$i_{TCR}(t) = \frac{1}{L} \int_{\alpha}^{\omega t} \sqrt{2} V \sin \omega t dt = \frac{\sqrt{2} V}{\omega L} (\cos \alpha - \cos \omega t) \quad (3.8)$$

Dans l'intervalle  $\alpha \leq \omega t \leq (\alpha + \sigma)$ ,  $V$  est la valeur efficace de la tension et  $\omega = 2\pi f$ .  $f$  est la fréquence de fonctionnement. En utilisant l'analyse de Fourier, l'expression du courant  $I_{TCRf1}$ , est donnée par :

$$I_{TCRf1} = \frac{V}{j\omega L \pi} [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \quad (3.9)$$

Par conséquent, l'équation (3.9) peut être exprimée, en module, par :

$$I_{TCR} = -jB_{TCR} V \quad \text{avec} \quad B_{TCR} = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha}{\omega L \pi} \quad (3.10)$$

Si les angles d'amorçages sont équilibrés, (c.-à-d. égaux pour les 2 thyristors  $Th_1$  et  $Th_2$ ), l'expression du courant harmonique du TCR est donnée par [311] & [317] - [318]:

$$I_{TCRh} = \frac{4V}{j\omega L \pi} \left[ \frac{\sin(h+1)\alpha}{2(h+1)} + \frac{\sin(h-1)\alpha}{2(h-1)} - \cos \alpha \frac{\sin h\alpha}{h} \right] \quad \text{avec} \quad h = 3, 5, 7, 9, 11, 13. \quad (3.11)$$

L'admittance nodale triphasée d'un TCR peut être obtenue, en utilisant l'équation (3.10), (cas de 6 impulsions du TCR (Fig. 3.9)). L'admittance nodale triphasée est donnée par l'équation matricielle (3.12).

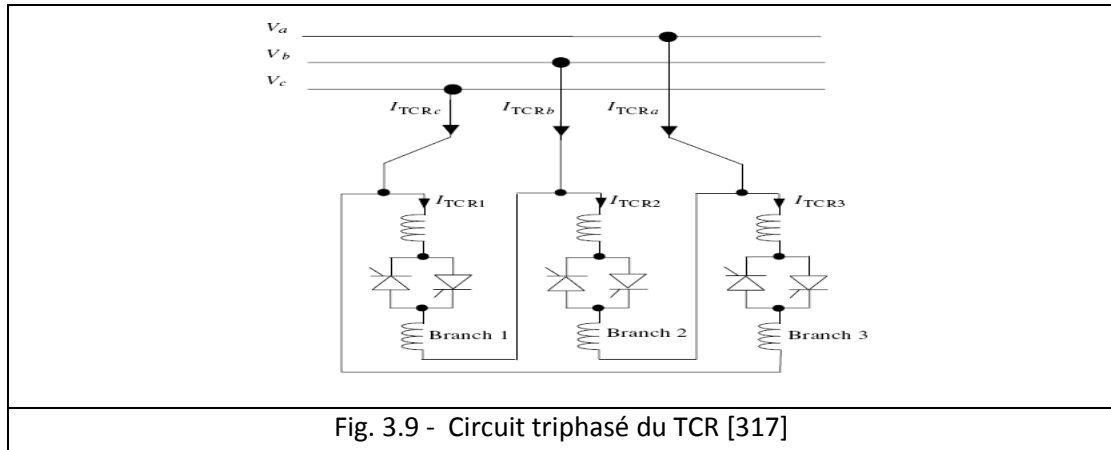


Fig. 3.9 - Circuit triphasé du TCR [317]

$$\begin{bmatrix} I_{TCR1} \\ I_{TCR2} \\ I_{TCR3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -jB_{TCR1} & 0 & 0 \\ 0 & -jB_{TCR2} & 0 \\ 0 & 0 & -jB_{TCR3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

La matrice des branches pour les 3 phases a, b et c sera :

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \frac{\pi/6}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$V_1$ ,  $V_2$  et  $V_3$  sont les tensions des branches 1, 2 et 3, respectivement, (Fig. 3.9).

$$\begin{bmatrix} I_{TCRa} \\ I_{TCRb} \\ I_{TCRc} \end{bmatrix} = \frac{-\pi/6}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{TCR1} \\ I_{TCR2} \\ I_{TCR3} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

La substitution de l'équation (3.13) dans l'équation (3.12), donne :

$$\begin{bmatrix} I_{TCRa} \\ I_{TCRb} \\ I_{TCRc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -j(B_{TCR1} + B_{TCR3}) & jB_{TCR1} & jB_{TCR3} \\ jB_{TCR1} & -j(B_{TCR1} + B_{TCR2}) & jB_{TCR2} \\ jB_{TCR3} & jB_{TCR2} & -j(B_{TCR2} + B_{TCR3}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Dans les conditions spéciales, si les 3 branches du TCR ont des susceptances égales ( $B_{TCR1} = B_{TCR2} = B_{TCR3} = B_{TCR}$ ), l'équation (3.15) sera :

$$\begin{bmatrix} I_{TCRa} \\ I_{TCRb} \\ I_{TCRc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} -j2B_{TCR} & jB_{TCR} & jB_{TCR} \\ jB_{TCR} & -j2B_{TCR} & jB_{TCR} \\ jB_{TCR} & jB_{TCR} & -j2B_{TCR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \frac{1}{3} jB_{TCR} \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

Par l'utilisation de la méthode des composantes symétriques, le circuit triphasé est représenté par 3 systèmes : direct, inverse et homopolaire. La transformation des coordonnées de phase en coordonnées séquentielles implique l'application de la matrice des composantes symétriques  $A$  (matrice de Fortescue). L'inverse de l'équation (3.16), conduit au résultat suivant :

$$\begin{bmatrix} I_{TCR(0)} \\ I_{TCR(1)} \\ I_{TCR(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & -jB_{TCR} & 0 \\ 0 & 0 & -jB_{TCR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{(0)} \\ V_{(1)} \\ V_{(2)} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \quad \& \quad A^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \quad \text{avec} \quad a = 1 \angle 120^\circ \quad \& \quad a^2 = 1 \angle 240^\circ \quad (3.18)$$

Si aucun courant homopolaire ne circule dans le circuit, les circuits direct et inverse sont représentés comme des impédances (susceptances). La matrice d'admittance de l'équation (3.15) n'est, nécessairement, pas équilibrée, puisque la condition  $B_{TCR1} \neq B_{TCR2} \neq B_{TCR3}$  peut se produire. Si les admittances équivalentes sont égales, le courant du TCR est donné par l'équation :

$$I_{TCR(1)} = -jB_{TCR} V_{(1)} \quad (3.19)$$

### 3.5.2 - SVC

#### 1 - Principe de fonctionnement du SVC

Le SVC est un dispositif shunt, utilisé pour gérer l'EP et pour améliorer la stabilité des systèmes suite aux perturbations [147]. Le SVC règle la tension sur ses bornes en commandant la quantité de la puissance

réactive injectée ou absorbée d'un système électrique. Quand la tension du système est basse, le SVC développe la puissance réactive (SVC capacitif). Quand la tension du système est haute, il absorbe la puissance réactive (SVC inductif). Ce type de FACTS est utilisé pour contrôler la tension et la puissance réactive. Le SVC peut être actionné en 3 modes différents :

- ✓ Discret.
- ✓ Continu (réactance constante).
- ✓ Discret-continu (mixte)

Le fonctionnement des SVC engendre l'apparition des harmoniques supérieurs (11,13, ..., etc), lesquels peuvent déformer les caractéristiques du régime du réseau et de la charge, en introduisant des pertes actives supplémentaires, des dérangements dans le fonctionnement des protections et la déformation de la tension [147].

Le SVC se compose d'un TCR en parallèle avec un banc de condensateurs. Du point de vue opérationnel, le SVC se comporte comme une réactance shunt variable, qui génère ou absorbe la puissance réactive afin de régler la grandeur de la tension au point de connexion avec le réseau. Il est employé, intensivement, pour fournir rapidement la puissance réactive nécessaire et règle la tension. Le contrôle de l'angle d'amorçage du thyristor permet d'avoir au SVC une vitesse de réponse presque instantanée.

Une représentation schématique du SVC est montrée dans la figure 3.10, avec un transformateur triphasé, à 3 enroulements, utilisé pour connecter le SVC à un JdB HT. Le transformateur comporte 2 enroulements au secondaire :

- ✓ Le premier est utilisé pour connecter en triangle les branches du TCR ;
- ✓ L'autre est utilisé pour connecter en étoile le banc triphasé des condensateurs.

Les 3 enroulements du transformateur sont couplés en étoile.

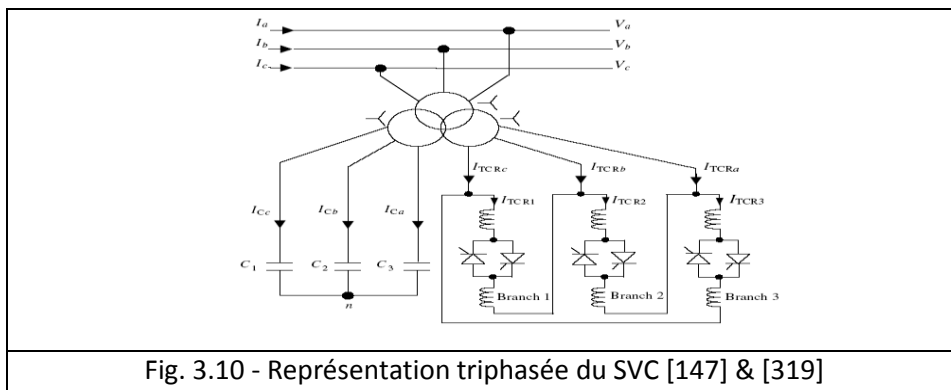


Fig. 3.10 - Représentation triphasée du SVC [147] & [319]

La modélisation d'une branche du TCR a été traitée dans la section 3.5.1. Dans cette application, le TCR est, maintenant, relié à un banc de condensateurs. Pour obtenir un circuit équivalent réduit, on utilise la réduction de Kron [133].

## 2 - Equations du SVC

Dans le cas le plus général, quand  $B_{C1} \neq B_{C2} \neq B_{C3}$ , après la réduction de Kron de la matrice des susceptances, le modèle réduit équivalent du banc de condensateurs sera :

$$\begin{bmatrix} I_{Ca} \\ I_{Cb} \\ I_{Cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j(B_{C1} - \frac{B_{C1}^2}{\Delta B_C}) & -j\frac{B_{C2}B_{C1}}{\Delta B_C} & -j\frac{B_{C3}B_{C1}}{\Delta B_C} \\ -j\frac{B_{C1}B_{C2}}{\Delta B_C} & j(B_{C2} - \frac{B_{C2}^2}{\Delta B_C}) & -j\frac{B_{C3}B_{C2}}{\Delta B_C} \\ -j\frac{B_{C1}B_{C3}}{\Delta B_C} & -j\frac{B_{C2}B_{C3}}{\Delta B_C} & j(B_{C3} - \frac{B_{C3}^2}{\Delta B_C}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \text{ Avec } \begin{cases} \Delta B_C = B_{C1} + B_{C2} + B_{C3} \\ B_{C1} = \omega C_1 \\ B_{C2} = \omega C_2 \\ B_{C3} = \omega C_3 \end{cases} \quad (3.20)$$

La réduction de Kron est une technique utilisée pour éliminer, mathématiquement, les lignes et les colonnes dans une matrice. Si les 3 branches du banc de condensateurs sont des susceptances équivalentes égales ( $B_{C1} = B_{C2} = B_{C3} = B_C$ ), la simplification de l'équation (3.20) donne :

$$\begin{bmatrix} I_{Ca} \\ I_{Cb} \\ I_{Cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} j2B_C & -jB_C & -jB_C \\ -jB_C & j2B_C & -jB_C \\ -jB_C & -jB_C & j2B_C \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = -jB_C \begin{bmatrix} -2 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Le modèle triphasé du SVC peut être formé avec facilité. Dans le cas d'un SVC du type TCR, où les équations (3.17) et (3.21) sont utilisées comme des composantes du modèle du SVC, les équations des courants de phase sont données par :

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} I_{SVCa} \\ I_{SVCb} \\ I_{SVCc} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} I_{Ca} \\ I_{Cb} \\ I_{Cc} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} I_{TCRa} \\ I_{TCRb} \\ I_{TCRc} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} j2(B_C - B_{TCR}) & -j(B_C - B_{TCR}) & -j(B_C - B_{TCR}) \\ -j(B_C - B_{TCR}) & j2(B_C - B_{TCR}) & -j(B_C - B_{TCR}) \\ -j(B_C - B_{TCR}) & -j(B_C - B_{TCR}) & j2(B_C - B_{TCR}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \\ &= \frac{1}{3} j(B_C - B_{TCR}) \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ -1 & 2 & -1 \\ -1 & -1 & 2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (3.22)$$

De toute façon, le modèle du SVC donné par l'équation (3.22) convient à dériver une représentation par la méthode des composantes symétriques. L'application de la matrice des composantes symétriques  $A$  à l'équation (3.21) donne :

$$\begin{bmatrix} I_{SVC(0)} \\ I_{SVC(1)} \\ I_{SVC(2)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & j(B_C - B_{TCR}) & 0 \\ 0 & 0 & j(B_C - B_{TCR}) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{(0)} \\ V_{(1)} \\ V_{(2)} \end{bmatrix} = j(B_C - B_{TCR}) \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{(0)} \\ V_{(1)} \\ V_{(2)} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

Si aucun courant homopolaire n'entre dans le circuit du SVC (neutre isolé), les circuits direct et inverse sont représentés par une impédance. Pour le cas d'un fonctionnement, complètement, équilibré y comprise le SVC, la représentation du courant direct est donnée par :

$$I_{SVC(1)} = jB_{SVC} V_{(1)} \quad \text{avec} \quad \begin{cases} B_{SVC} = B_C - B_{TCR} = \frac{1}{X_C X_L} \left\{ X_L - \frac{X_C}{\pi} [2(\pi - \alpha) + \sin 2\alpha] \right\} \\ X_L = \omega L \quad \& \quad X_C = \frac{1}{\omega C} \end{cases} \quad (3.24)$$

### 3.5.3 - TCSC

#### 1 - Préambule

Le TCSC a pour rôle de changer la grandeur électrique de la ligne de transmission compensée avec un petit retard. Cette caractéristique permet au TCSC utilisé de régler, rapidement, l'EP actif. Elle améliore, également, la marge de la stabilité du système [11].

En principe, la réponse équilibrée du TCSC peut être calculée après la résolution des équations différentielles qui décrivent la performance électrique. Alternativement, les équations du TCSC peuvent être exprimées par des formes algébriques et puis, on utilise la méthode des phaseurs pour la résolution :

- ✓ Du fonctionnement équilibré du TCSC peut être déterminé très, efficacement, en utilisant les phaseurs fondamentaux des harmoniques fréquentielles.
- ✓ Alternativement, les équations non linéaires sont résolues par des méthodes itératives.

### 2 - Circuit équivalent du TCSC

Un module de base du TCSC se compose d'un TCR en parallèle avec un condensateur fixe. Un TCSC réel comporte un ou plusieurs modules. La figure 3.11a montre la disposition du TCSC monophasé installé dans la sous station du Slatt aux Etats-Unis 1994 [172].

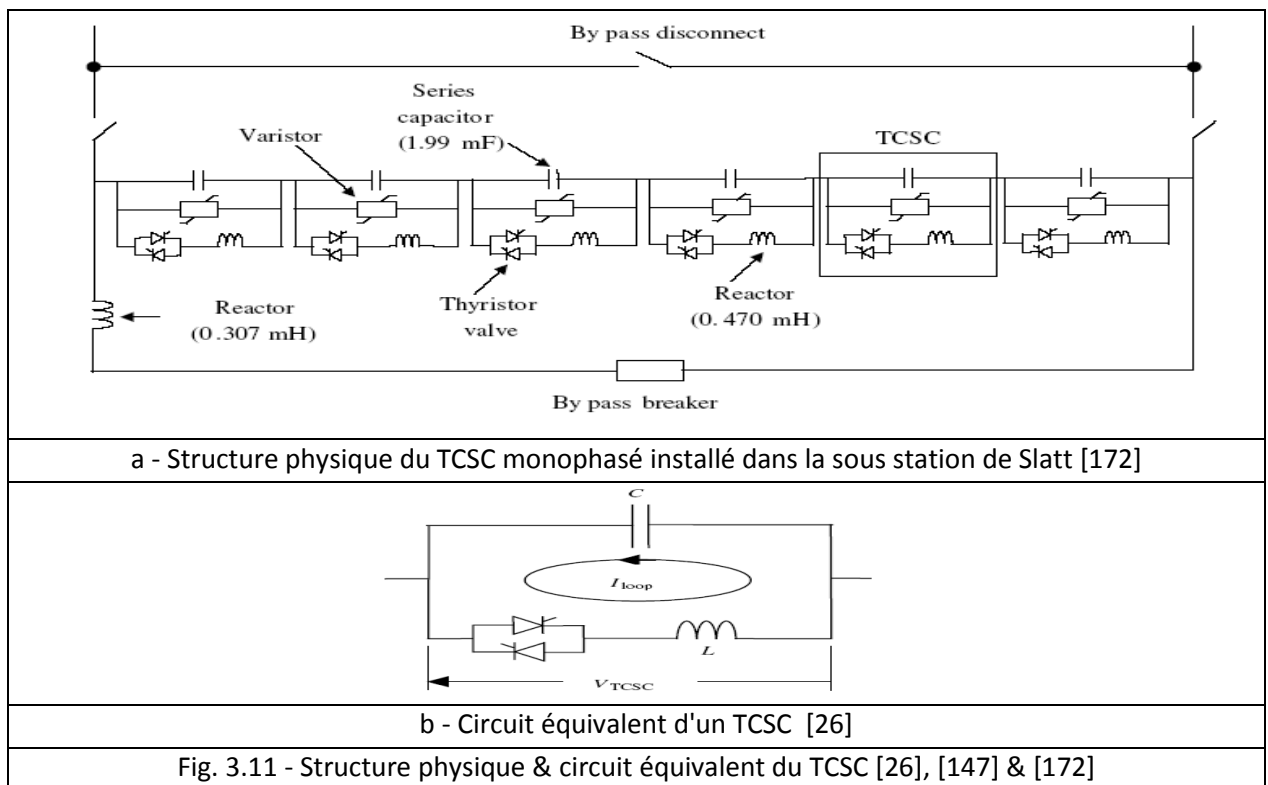


Fig. 3.11 - Structure physique & circuit équivalent du TCSC [26], [147] & [172]

Le TCR réalise son état de fonctionnement à une fréquence fondamentale aux temps de produire des courants harmoniques, qui sont en fonction de l'angle de conduction du thyristor. Néanmoins, contrairement à l'application du SVC où les courants harmoniques produits par le TCR sont circulés vers le réseau [147]. Dans l'application du TCSC, les courants harmoniques du TCR sont bloqués à l'intérieur du TCSC. C'est le cas du fonctionnement, du TCSC, en mode capacitif.

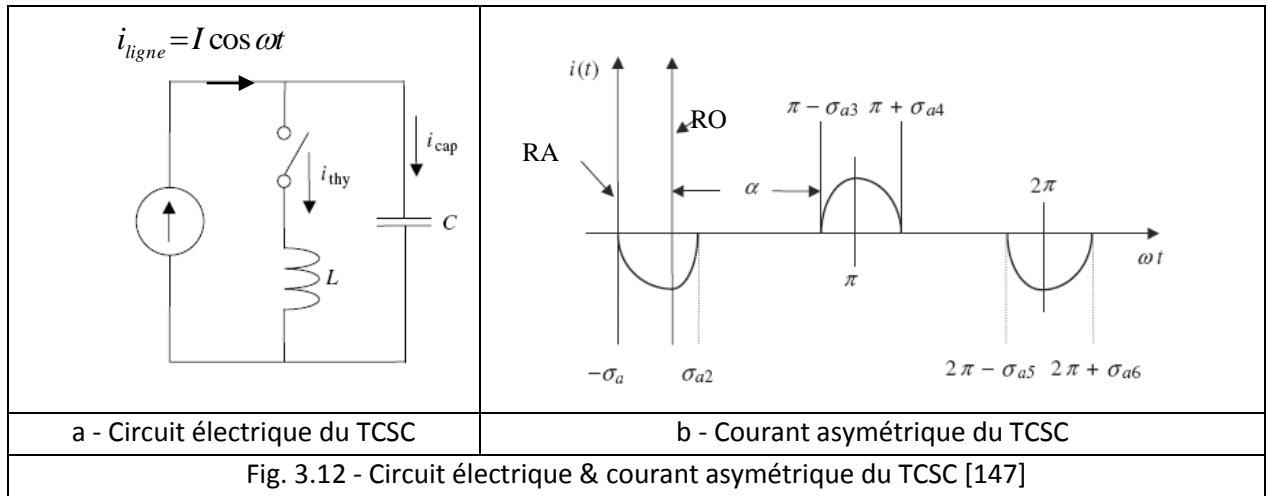
Pour le système d'alimentation de fréquence fondamentale, une topologie complexe du TCSC, telle que la branche monophasée représentée par la figure 3.10a, elle est composée d'un TCR en parallèle avec un condensateur équivalent (Fig. 3.11b).

Ce circuit est équivalent à une réactance équivalente, qui est en fonction des signaux de déclenchement du thyristor. Les expressions pour les variations des paramètres électriques dans le circuit équivalent du TCSC sont décrites dans les 2 sections suivantes.

### 3 - Équations du courant & de tension à l'état équilibré

Les équations des courants du TCSC peuvent être obtenues pour le circuit représenté par la figure 3.12a, en utilisant la transformation de Laplace. Ce circuit électrique représente la topologie d'un TCR en parallèle à une branche du condensateur, juste avant l'amorçage du thyristor. Le thyristor est représenté comme

commutateur idéal et on assume que la contribution du réseau externe est sous forme de source de courant sinusoïdal. La caractéristique asymétrique du TCSC est montrée, schématiquement, dans la figure 3.12b [147].



L'expression du courant de ligne donné dans la figure 3.12a,  $i_{\text{ligne}} = I \cos \omega t$  en terme du plan de référence auxiliaire RA (Fig. 3.12b) est [147] :

$$i_{\text{ligne}} = I \cos(\omega t - \sigma_a) = I \cos \omega t \cos \sigma_a + I \sin \omega t \sin \sigma_a \quad (3.25)$$

Avec  $\sigma_a = \pi - \alpha$  est l'angle d'amorçage à l'avance.  $\alpha$  est l'angle d'amorçage à partir du passage par zéro dans le sens positif de la tension [147]. L'application de la loi du courant de Kirchoff au circuit de la figure 3.12a, donne :

$$i_{\text{ligne}} = i_{\text{thy}} + i_{\text{cap}} \quad (3.26)$$

Pendant la période de conduction, les tensions à travers la réactance inductive et capacitive du TCSC ont des valeurs égales.

$$L \frac{di_{\text{thy}}}{dt} = \frac{1}{C} \int i_{\text{cap}} dt + V_{\text{cap}}^+ \quad (3.27)$$

$V_{\text{cap}}^+$  est la tension à travers le condensateur quand le thyristor s'allume. La transformation des équations (3.25) - (3.27), dans le domaine de Laplace, donne :

$$I_{\text{ligne}} = \cos\left(\sigma_a \frac{s}{s^2 + \omega^2}\right) + \sin\left(\sigma_a \frac{s}{s^2 + \omega^2}\right) \quad (3.28)$$

$$I_{\text{cap}} = s^2 L C I_{\text{thy}} - C V_{\text{cap}}^+ \quad \text{avec } s \text{ est l'opérateur de Laplace} \quad (3.29)$$

$$I_{\text{ligne}} = I_{\text{thy}} + I_{\text{cap}} \quad (3.30)$$

La substitution des équations (3.28) et (3.29) dans l'équation (3.30), donne le courant du thyristor dans le domaine de Laplace :

$$I_{thy} = \omega_0^2 \frac{s}{(s^2 + \omega_0^2)(s^2 + \omega^2)} \cos(\sigma_a) + \omega_0^2 \frac{1}{(s^2 + \omega_0^2)(s^2 + \omega^2)} \omega \sin(\sigma_a) + \frac{\omega_0^2 CV_{cap}^+}{s^2 + \omega_0^2} \quad (3.31)$$

L'expression du courant dans le domaine temporel sera :

$$i_{thy} = A \cos(\omega t - \sigma_a) - A \cos \sigma_a \cos \omega_0 t - B \sin \sigma_a \sin \omega_0 t + DV_{cap}^+ \sin \omega_0 t \quad (3.32)$$

$$A = \frac{\omega_0^2}{\omega_0^2 - \omega^2} \quad \& \quad B = \frac{\omega_0 \omega}{\omega_0^2 - \omega^2} \quad (3.33)$$

$$D = \omega_0 C \quad \& \quad \omega_0^2 = \frac{1}{LC} \quad (3.34)$$

Afin de rendre l'équation (3.32) valable dans l'intervalle  $[-\sigma_a, \sigma_{a2}]$  (Fig. 3.12b), il est nécessaire de décaler l'axe y au temps de référence originale RO (Fig. 3.12b) par l'addition de  $\sigma_a l\omega$  à la variable temporelle. On obtient, ainsi :

$$i_{thy} = A \cos \left[ \omega \left( t + \frac{\sigma_a}{\omega} \right) - \sigma_a \right] - A \cos \sigma_a \cos \omega_0 \left( t + \frac{\sigma_a}{\omega} \right) - B \sin \sigma_a \sin \omega_0 \left( t + \frac{\sigma_a}{\omega} \right) + DV_{cap}^+ \sin \omega_0 \left( t + \frac{\sigma_a}{\omega} \right) \quad (3.35)$$

$\sigma_{a2}$  est le temps de référence originale.

$$i_{thy} = A \cos \omega t + (-A \cos \sigma_a \cos \varpi \sigma_a - B \sin \sigma_a \sin \varpi \sigma_a + DV_{cap}^+ \sin \varpi \sigma_a) \cos \omega_0 t \\ + (A \cos \sigma_a \sin \varpi \sigma_a - B \sin \sigma_a \cos \varpi \sigma_a + DV_{cap}^+ \cos \varpi \sigma_a) \sin \omega_0 t \quad (3.36)$$

$$\text{Avec } \varpi = \frac{\omega_0}{\omega} \quad (3.37)$$

L'équation (3.36) est valable dans la gamme  $-\sigma_a < \omega t < \sigma_{a2}$ . Elle contient le transitoire et l'équilibre des composantes. Encore, pour cette résolution une autre considération est ajoutée pour rapporter l'expression désirée du courant du thyristor dans l'état équilibré. Ceci est atteint quand l'impulsion du courant dans la figure 3.12b devient symétrique (c.-à-d.  $\sigma_a = \sigma_{a2}$ ). Dans une condition, où la tension du condensateur  $V_{cap}^+$  hors les limites admissibles, le coefficient  $\sin \omega_0 t \cong 0$  [147]. A ce moment, la tension du condensateur devient :

$$V_{cap}^+ = \frac{B}{D} \sin(\sigma_a) - \frac{A}{D} \cos(\sigma_a) \tan(\varpi \sigma_a) \quad (3.38)$$

L'expression pour le courant équilibré du thyristor est obtenue par la substitution de l'équation (3.38) dans l'équation (3.36) :

$$i_{thy} = A \cos(\omega t) - A \frac{\cos \sigma_a}{\cos(\varpi \sigma_a)} \cos(\varpi \omega t) \quad (3.39)$$



Dans le cas équilibré :

$$\sigma_a = \sigma_{a2} = \sigma_{a3} = \sigma_{a4} = \sigma_{a5} = \sigma_{a6} \quad (3.40)$$

L'expression pour le courant équilibré du thyristor peut être obtenue par une deuxième impulsion d'amorçage à  $\pi$  [rad] [147].

$$i_{thy} = A \cos(\omega t) + A \frac{\cos \sigma_a}{\cos(\varpi \sigma_a)} \cos[\varpi(\omega t - \pi)] \quad (3.41)$$

Dans l'intervalle complète  $\sigma_a < \omega t < (\pi + \sigma_a)$  :

$$i_{thy} = 0 \quad (3.42)$$

L'expression de la tension  $v_{cap}^{on}$  à travers le condensateur du TCSC pendant la période de conduction est obtenue par la substitution des équations (3.39) et (3.41) dans :

$$v_{cap}^{on} = L \frac{di_{thy}}{dt} \quad (3.43)$$

La combinaison des équations (3.39), (3.41) et (3.43) donne les tensions à travers le condensateur dans les intervalles  $-\sigma_a < \omega t < \sigma_a$  et  $(\pi - \sigma_a) < \omega t < (\pi + \sigma_a)$  :

$$v_{cap}^{on} = -AX_L \sin(\omega t) + A \left[ \frac{\varpi X_L \cos(\sigma_a)}{\cos(\varpi \sigma_a)} \right] \sin(\varpi \sigma_a) \quad (3.44)$$

$$v_{cap}^{on} = -AX_L \sin(\omega t) - A \left[ \frac{\varpi X_L \cos(\sigma_a)}{\cos(\varpi \sigma_a)} \right] \sin[\varpi(\omega t - \pi)] \quad (3.45)$$

$X_L$  est la réactance inductive définie par le produit  $\omega L$ .

Quand le thyristor est bloqué, le circuit de la figure 3.11a se réduit à un condensateur en série avec une source de tension. La tension du condensateur au moment de la commutation du thyristor est :

$$v_{cap}^{on} = \frac{1}{C} \int_{\alpha}^{\omega t} \cos(\omega t) dt + v_{cap}^{on-off} \quad (3.46)$$

$v_{cap}^{on-off}$  est la tension à travers le condensateur juste au moment où le thyristor est bloqué. Cette valeur est, facilement, obtenue à partir de l'équation (3.44) :

$$v_{cap}^{on-off} = -AX_L \sin(\sigma_a) + A \varpi X_L \cos(\sigma_a) \tan(\varpi \sigma_a) \quad (3.47)$$

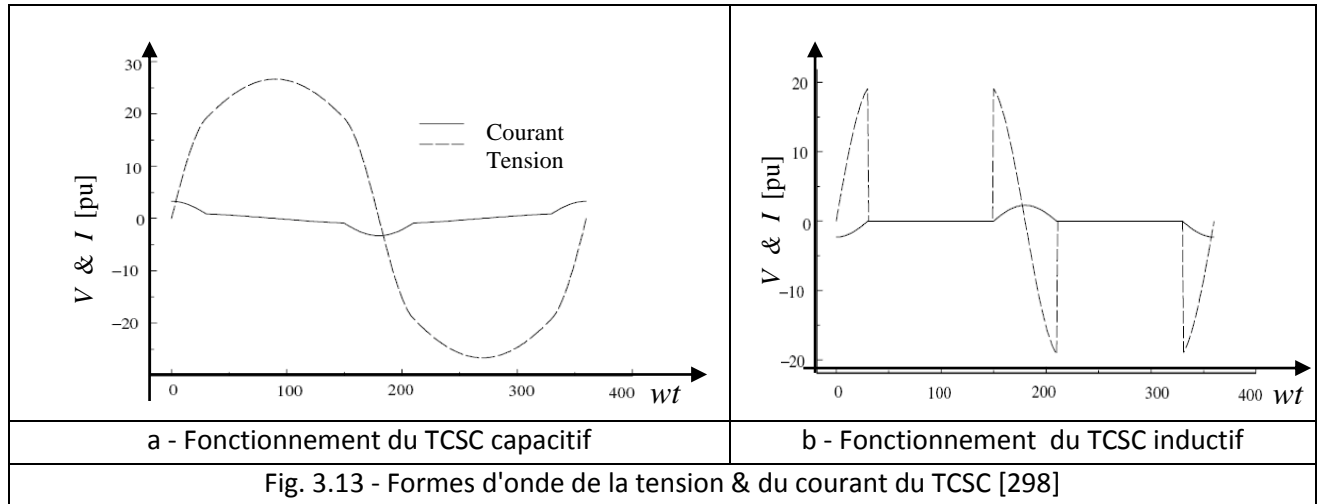
La substitution de l'équation (3.47) dans l'équation (3.46), permet de résoudre  $v_{cap}^{on}$  dans les intervalles  $-\sigma_a < \omega t < \sigma_a$  et  $(\pi - \sigma_a) < \omega t < (\pi + \sigma_a)$  est :

$$V_{cap}^{off} = X_C [\sin(\omega t) - \sin \sigma_a] - AX_L [\sin \sigma_a - \varpi \cos \sigma_a \tan \varpi \sigma_a] \quad (3.48)$$

$$V_{cap}^{off} = X_C [\sin(\omega t) + \sin \sigma_a] + AX_L [\sin \sigma_a - \varpi \cos \sigma_a \tan \varpi \sigma_a] \quad (3.49)$$

$X_C$  est la réactance capacitive définie par  $1/\omega C$ .

Les formes d'onde de la tension et du courant du TCSC sont présentées dans la figure 3.12. C'est un exemple du TCSC installé dans la sous station de Kayenta, (USA), avec  $\alpha = 150^\circ$ ,  $X_L = 2.6 [\Omega]$ ,  $X_C = 15 [\Omega]$  et la fréquence de basse  $f = 60 [\text{Hz}]$  [11].



#### 4 - Fréquence & impédance fondamentales du TCSC

Comme illustré par les formes d'onde du TCSC représentées dans les figures 3.13a et 3.13b, le courant de l'inductance est non sinusoïdal mais périodique. De la figure 3.13b, le courant du thyristor du TCSC est symétrique. Par conséquent, la composante fondamentale peut être obtenue par la solution de l'équation (3.41).

$$\begin{aligned}
 I_{thy(1)} &= \frac{4}{\pi} \int_0^{\sigma_a} \left[ A \cos(\omega t) - A \frac{\cos(\sigma_a)}{\cos(\omega \sigma_a)} \cos(\varpi \omega t) \right] \cos(\omega t) d\omega t \\
 &= A \left[ \frac{2\sigma_a + \sin(2\sigma_a)}{\pi} \right] - \frac{4A \cos^2(\sigma_a)}{\varpi^2 - 1} \left[ \frac{\varpi \tan(k\sigma_a) - \tan(\sigma_a)}{\pi} \right]
 \end{aligned} \quad (3.50)$$

Le courant du thyristor est donné par :

$$i_{thy(1)} = i_{thy(1)} \cos(\omega t) \quad (3.51)$$

La tension de la fréquence fondamentale du TCSC  $V_{TCSC(1)}$  est égale à la tension de la capacité. Le courant du circuit externe peut être sinusoïdale [147]. L'impédance du TCSC est déterminée par l'équation suivante:

$$Z_{TCSC(1)} = \frac{V_{TCSC(1)}}{I_{ligne}} = \frac{-jX_C I_{cap(1)}}{I_{ligne}} \quad (3.52)$$

Comme le TCSC ne contient aucune résistance, le courant de la ligne est partagé entre les branches capacitive et inductive :

$$X_{TCSC(1)} = \frac{-jX_c (\cos \omega t - I_{thy(1)} \cos \omega t)}{\cos \omega t} = -jX_c [1 + I'_{thy(1)}] \tag{3.53}$$

$X_{TCSC(1)}$  est la réactance équivalente du TCSC.  $I'_{thy(1)}$  a une forme semblable à celle du courant  $I_{thy(1)}$  donnée par l'équation (3.50). La réactance équivalente du TCSC est fonction des paramètres capacitifs, inductifs et de l'angle d'amorçage :

$$X_{TCSC(1)} = -X_c + C_1 \{2(\pi - \alpha) + \sin[2(\pi - \alpha)]\} - C_2 \cos^2(\pi - \alpha) \{ \varpi \tan[\varpi(\pi - \alpha)] - \tan(\pi - \alpha) \} \tag{3.54}$$

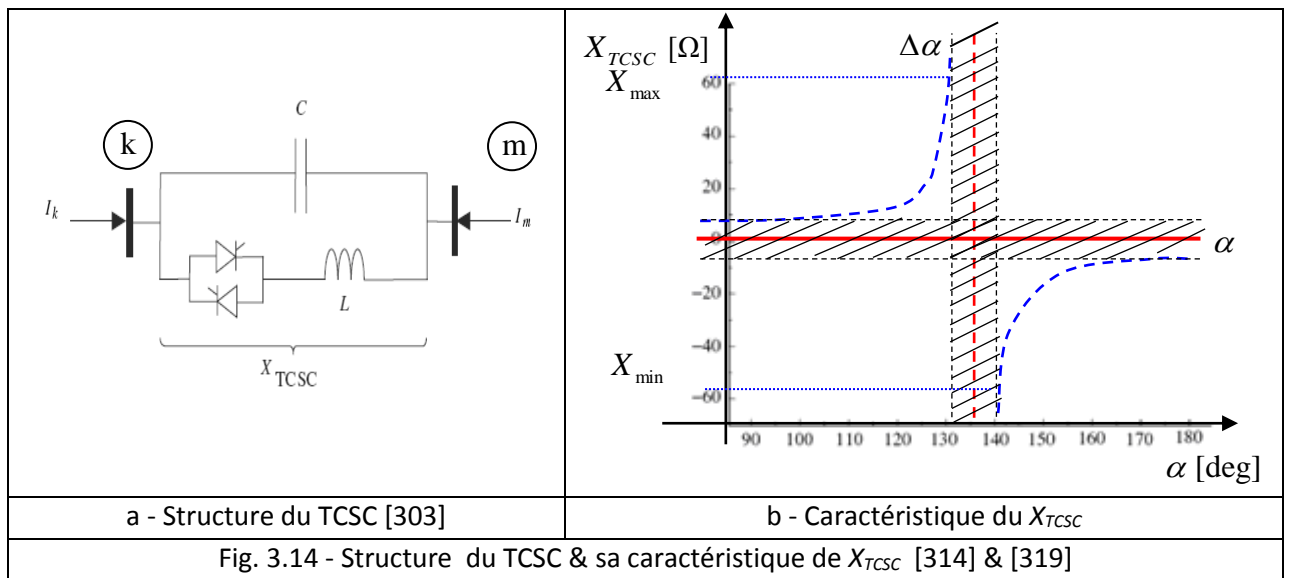
$$X_{LC} = \frac{X_c X_L}{X_c - X_L}, \quad C_1 = \frac{X_c + X_{LC}}{\pi} \quad \& \quad C_2 = \frac{4X_{LC}^2}{X_L \pi} \tag{3.55}$$

Les limites de l'équation (3.54) sont :

$$\alpha = \pi - \frac{(2n-1)(LC)^{1/2} \pi \omega}{2} \quad \text{avec} \quad n = 1, 2, 3, \dots \tag{3.56}$$

Les valeurs de la réactance capacitive et inductive du TCSC devraient être choisies, soigneusement, dans l'ordre afin d'assurer un point raisonnable. Ce dernier est présenté dans la gamme de  $\frac{\pi}{2}$  à  $\pi$ . La figure 3.13b montre la réactance du TCSC  $X_{TCSC}$  en fonction de l'angle d'amorçage (cas du TCSC installé à la sous station de Kayenta aux Etats-Unis [147]).

Pour l'étude de l'EP, le TCSC est représenté par une réactance équivalente donnée par l'équation (3.54). La structure du TCSC est montrée dans la figure 3.13a. Le TCSC est connecté entre 2 JdB  $k$  et  $m$ .



La matrice d'admittance de transfert relie les injections des courants nodaux  $I_k$  et  $I_m$  et les tensions nodales  $V_k$  et  $V_m$ , par l'intermédiaire de la réactance variable du TCSC montrée dans le circuit équivalent de la figure 3.14a, est :

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{jX_{TCSC}} & \frac{1}{jX_{TCSC}} \\ \frac{1}{jX_{TCSC}} & -\frac{1}{jX_{TCSC}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} = \frac{1}{jX_{TCSC}} \begin{bmatrix} -1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (3.57)$$

Pour la modélisation et la simulation, le couplage électromagnétique entre les unités du TCSC est négligeable. La représentation de la matrice d'admittance du TCSC est donnée par l'équation (3.58).

$$\begin{bmatrix} I_{TCSCak} \\ I_{TCSCbk} \\ I_{TCSCck} \\ I_{TCSCam} \\ I_{TCSCbm} \\ I_{TCSCcm} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\frac{1}{jX_{TCSC1}} & 0 & 0 & \frac{1}{jX_{TCSC1}} & 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{jX_{TCSC2}} & 0 & 0 & \frac{1}{jX_{TCSC2}} & 0 \\ 0 & 0 & -\frac{1}{jX_{TCSC3}} & 0 & 0 & \frac{1}{jX_{TCSC3}} \\ \frac{1}{jX_{TCSC1}} & 0 & 0 & -\frac{1}{jX_{TCSC1}} & 0 & 0 \\ 0 & \frac{1}{jX_{TCSC2}} & 0 & 0 & -\frac{1}{jX_{TCSC2}} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{1}{jX_{TCSC3}} & 0 & 0 & -\frac{1}{jX_{TCSC3}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{TCSCak} \\ V_{TCSCbk} \\ V_{TCSCck} \\ V_{TCSCam} \\ V_{TCSCbm} \\ V_{TCSCcm} \end{bmatrix} \quad (3.58)$$

Les indices 1, 2 et 3 sont utilisés pour indiquer les 3 unités monophasées. Si les 3 unités du TCSC monophasé ont des valeurs identiques de la réactance  $X_{TCSC}$ , il est possible de transformer le modèle du domaine de phase du TCSC en domaine séquentiel.

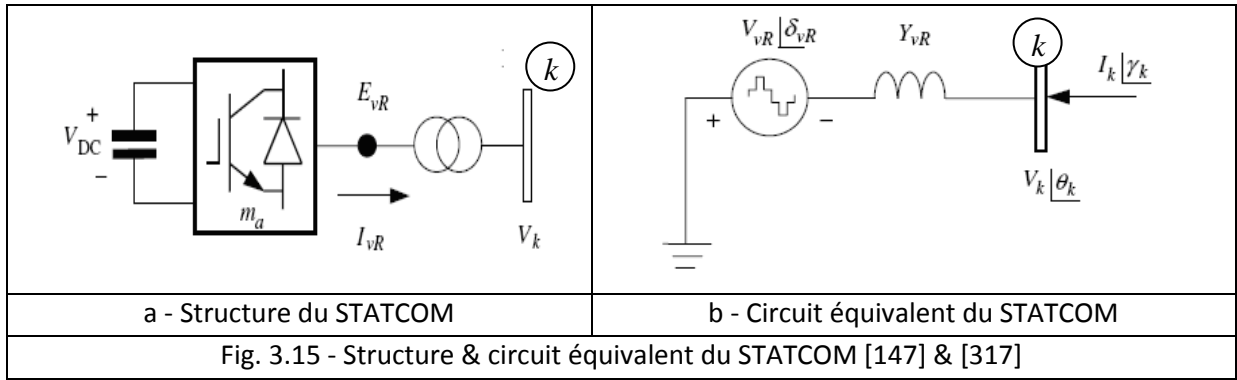
### 3.5.4 - STATCOM

Le STATCOM se compose d'un VSC et un transformateur connecté en parallèle. Le STATCOM génère ou absorbe la puissance réactive à une vitesse plus rapide. En principe, il réalise la même fonction de réglage de la tension que le SVC mais d'une façon plus robuste, parce que, contrairement au SVC, il est capable de pouvoir fournir un courant constant important même lorsque la tension  $V$  diminue [320].

La structure et le circuit équivalent du STATCOM sont présentés dans les figures 3.15a et 3.15b, respectivement. Le circuit équivalent correspond au générateur de Thevenin vu du JdB  $k$ . La source de tension  $E_{VR}$  représente la composante fondamentale de la tension de sortie du VSC, donnée par le produit du  $V_{DC}$  et  $m_a$ . Le facteur  $m_a$  est le rapport de modulation d'amplitude donné par :

$$m_a = \frac{\hat{V}_{control}}{\hat{V}_{tri}} \quad (3.59)$$

$\hat{V}_{control}$  est l'amplitude maximale du signal sinusoïdal à contrôler (Fig. 3.15),  $\hat{V}_{tri}$  est l'amplitude maximale du signal triangulaire.



Pour les études équilibrées, le STATCOM est représenté comme un compensateur synchrone avec la génération de la puissance active nulle. Un modèle plus flexible peut être réalisé par la représentation du STATCOM comme une source de tension variable  $E_{vR}$  [11]. Dans ce cas, l'amplitude et l'angle de phase peuvent être ajustés, en utilisant un algorithme itératif approprié, pour satisfaire l'amplitude de la tension spécifiée au point de connexion avec le réseau. La source de tension shunt du STATCOM triphasé est donnée par [316] :

$$E_{vR}^{\rho} = V_{vR}^{\rho} (\cos \delta_{vR}^{\rho} + j \sin \delta_{vR}^{\rho}) \quad \text{avec} \quad \rho \text{ indique les quantités de phase a, b et c.} \quad (3.60)$$

L'amplitude de la tension  $V_{vR}^{\rho}$  est donnée par des limites maximale et minimale. Ces dernières sont fonction de l'estimation du compensateur du STATCOM [147]. Cependant,  $\delta_{vR}^{\rho}$  peut prendre n'importe quelle valeur entre 0 et  $2\pi$  [rad].

Sur la base du circuit équivalent représenté dans la figure 3.15b, l'équation d'admittance de transfert sera :

$$[I_k] = [Y_{vR} \quad -Y_{vR}] \begin{bmatrix} V_k \\ E_{vR} \end{bmatrix} \quad (3.61)$$

$$I_k = [I_k^a \angle \gamma_k^a \quad I_k^b \angle \gamma_k^b \quad I_k^c \angle \gamma_k^c]^t \quad (3.62)$$

$$V_k = [V_k^a \angle \theta_k^a \quad V_k^b \angle \theta_k^b \quad V_k^c \angle \theta_k^c]^t \quad (3.63)$$

$$E_{vR} = [E_{vRk}^a \angle \delta_{vRk}^a \quad E_{vRk}^b \angle \delta_{vRk}^b \quad E_{vRk}^c \angle \delta_{vRk}^c]^t \quad (3.64)$$

$$Y_{vR} = \begin{bmatrix} Y_{vRk}^a & 0 & 0 \\ 0 & Y_{vRk}^b & 0 \\ 0 & 0 & Y_{vRk}^c \end{bmatrix} \quad (3.65)$$

### 3.5.5 - SSSC

Le SSSC est un dispositif FACTS de la deuxième génération. Il est formé d'un convertisseur de tension inséré en série dans la ligne par l'intermédiaire d'un transformateur [11]. Le SSSC agit sur le courant de ligne en insérant une tension en quadrature avec ce dernier, la tension pouvant être capacitive ou inductive. Un SSSC est capable d'augmenter ou de diminuer l'EP dans une ligne, voir d'en inverser le sens. Le comportement d'un SSSC peut être assimilé à celui d'un condensateur ou d'une inductance série réglable. La différence principale réside dans le fait que la tension injectée n'est pas en relation avec le

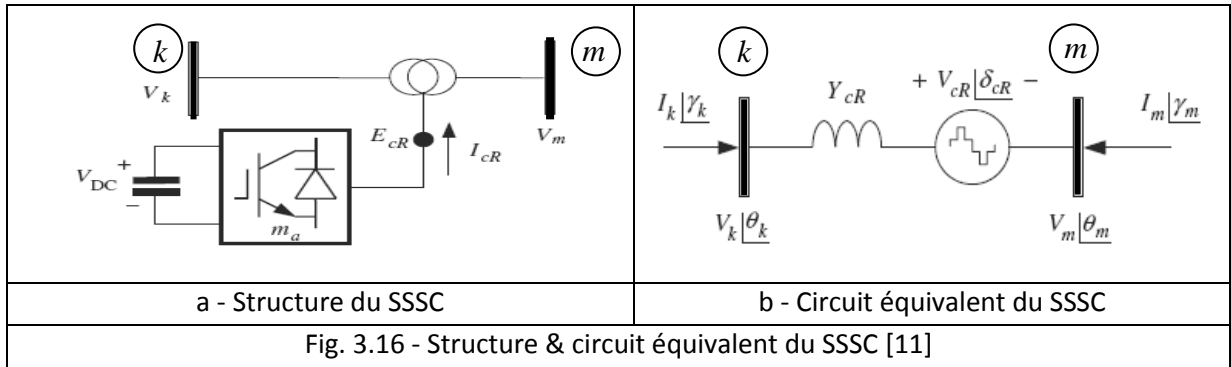
courant de ligne. De ce fait, le SSSC présente l'avantage de pouvoir maintenir la valeur de la tension insérée constante, indépendamment, du courant. Il est, donc, efficace tant pour des petites charges (faibles courants) que pour des grandes charges [11].

La caractéristique statique du SSSC est montrée dans la figure 3.3h. La figure 3.16 représente la structure et le circuit équivalent du SSSC [147].

La source de tension série du SSSC triphasé peut être représentée par :

$$E_{cR}^\rho = V_{cR}^\rho (\cos \delta_{cR}^\rho + j \sin \delta_{cR}^\rho) \quad \text{avec} \quad \rho \text{ indique les quantités de phase a, b et c.} \quad (3.66)$$

L'amplitude et l'angle de phase du modèle du SSSC sont ajustés en utilisant n'importe quel algorithme itératif pour satisfaire un EP active et réactive spécifié à travers le SSSC.



Les limites maximale et minimale de l'amplitude de la tension  $V_{cR}$  du STATCOM dépendent de l'estimation du compensateur du SSSC. L'angle de phase de la tension  $\delta_{cR}$  peut prendre n'importe quelle valeur entre 0 et  $2\pi$  [rad]. Sur la base du circuit équivalent, représenté par la figure 3.16b, l'équation d'admittance de transfert est écrite comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{cR} & -Y_{cR} & -Y_{cR} \\ -Y_{cR} & Y_{cR} & Y_{cR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \\ E_{cR} \end{bmatrix} \quad (3.67)$$

$$I_m = [I_m^a \angle \gamma_m^a \quad I_m^b \angle \gamma_m^b \quad I_m^c \angle \gamma_m^c]^t \quad (3.68)$$

$$V_k = [V_m^a \angle \theta_m^a \quad V_m^b \angle \theta_m^b \quad V_m^c \angle \theta_m^c]^t \quad (3.69)$$

$$E_{cR} = [E_{cRk}^a \angle \delta_{cRk}^a \quad E_{cRk}^b \angle \delta_{cRk}^b \quad E_{cRk}^c \angle \delta_{cRk}^c]^t \quad (3.70)$$

$$Y_{cR} = \begin{bmatrix} Y_{cRk}^a & 0 & 0 \\ 0 & Y_{cRk}^b & 0 \\ 0 & 0 & Y_{cRk}^c \end{bmatrix} \quad (3.71)$$

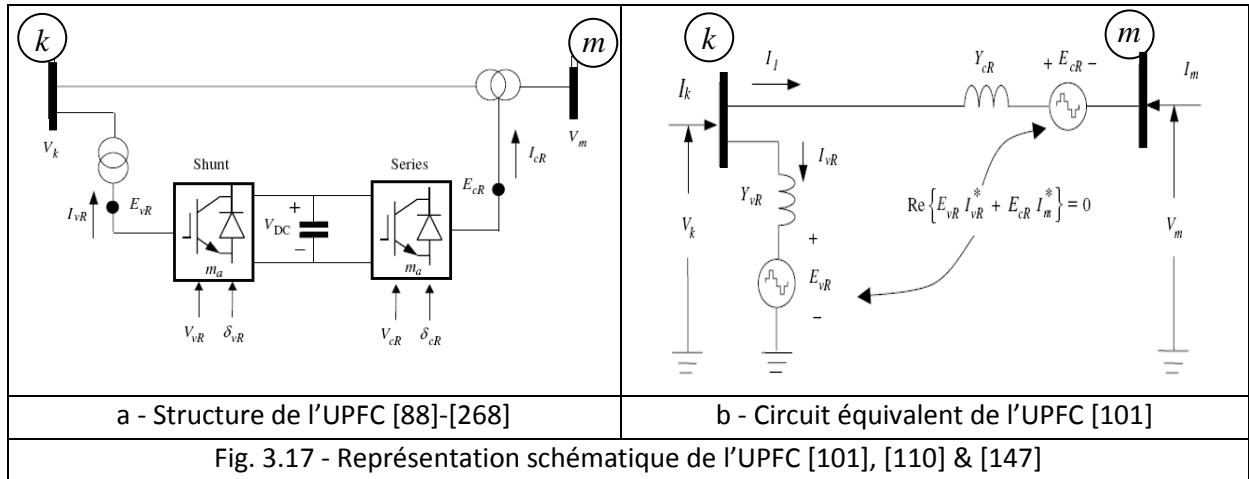
### 3.5.6 - UPFC

#### 1 - Principe de fonctionnement de l'UPFC

L'UPFC est composé de 2 convertisseurs. Les 2 convertisseurs sont interconnectés par un JdB continu et par un condensateur de filtrage. La figure 3.17 représente la structure et le circuit équivalent de L'UPFC

[303]. L'UPFC permet de contrôler, simultanément, l'EP active, réactive et l'amplitude de la tension. Alternativement, le contrôleur peut être placé pour commander un ou plusieurs paramètres dans n'importe quelle combinaison [11] & [321].

- ✓ La puissance active demandée par le convertisseur série est assurée par le convertisseur shunt et fournie vers le JdB  $m$ . La tension de sortie du convertisseur série est ajoutée à la tension nodale au JdB  $k$ , pour augmenter la tension nodale au JdB  $m$ . L'amplitude de tension de sortie  $V_{cR}$  fournit la tension et l'angle de phase  $\delta_{cR}$  et détermine le mode de contrôle de l'EP.



Le convertisseur série injecte une tension à la même fréquence que celle du réseau dont l'amplitude et la phase sont ajustables. Ce réglage d'amplitude et de phase permet d'obtenir 3 modes de fonctionnement de la partie série :

- ✓ Contrôle de l'amplitude de tension : La tension injectée est en phase avec celle du JdB  $k$ .
- ✓ Contrôle de l'impédance de ligne : La tension injectée est en quadrature avec le courant  $I$  de la ligne. Ce mode permet de faire varier l'impédance de la ligne comme un compensateur série.
- ✓ Contrôle de phase : L'amplitude et la phase de la tension injectée sont calculées de manière à obtenir le même module de la tension avant et après l'UPFC.

Le but principal de ces 3 modes de fonctionnement est le contrôle des puissances actives et réactives qui transitent dans la ligne. De plus, l'UPFC est capable de combiner les différentes compensations et de basculer d'un mode de fonctionnement à un autre. La partie shunt peut être utilisée afin de compenser la puissance réactive pour le maintien du plan de la tension au JdB  $k$  et, éventuellement, fournir de la puissance active injectée dans le réseau par la partie série.

En plus du rôle de changer la puissance active entre le convertisseur série et le système, le convertisseur shunt peut, également, générer ou absorber la puissance réactive afin de fournir l'amplitude de tension réglementaire à son point de connexion avec le système.

Le circuit équivalent de l'UPFC, représenté par la figure 3.17b, se compose d'une source de tension shunt, une source de tension série en respectant les contraintes de puissance active, qui lient les 2 sources de tension. Les 2 sources de tension sont reliées au système par des réactances inductives représentant les convertisseurs de transformation. Dans un UPFC triphasé, les expressions pour les 2 sources de tension et l'équation de contraintes sont :

$$E_{vR}^\rho = V_{vR}^\rho (\cos \delta_{vR}^\rho + j \sin \delta_{vR}^\rho) \tag{3.72}$$

$$E_{cR}^\rho = V_{cR}^\rho (\cos \delta_{cR}^\rho + j \sin \delta_{cR}^\rho) \quad \text{avec} \quad \rho \text{ indique les quantités de phase a, b et c} \tag{3.73}$$

$$\text{Re} \left\{ - E_{vR}^\rho I_{vR}^{*\rho} + E_{vR}^\rho I_m^{*\rho} \right\} = 0 \tag{3.74}$$

Les sources de tension série (STS) et parallèle (STP) sont utilisées pour représenter le STATCOM et le SSSC, respectivement. Pour les applications de l'UPFC, il y a des limites pour les sources de tension. D'après le circuit équivalent de la figure 3.16b, l'équation de l'admittance de transfert est écrite comme suit

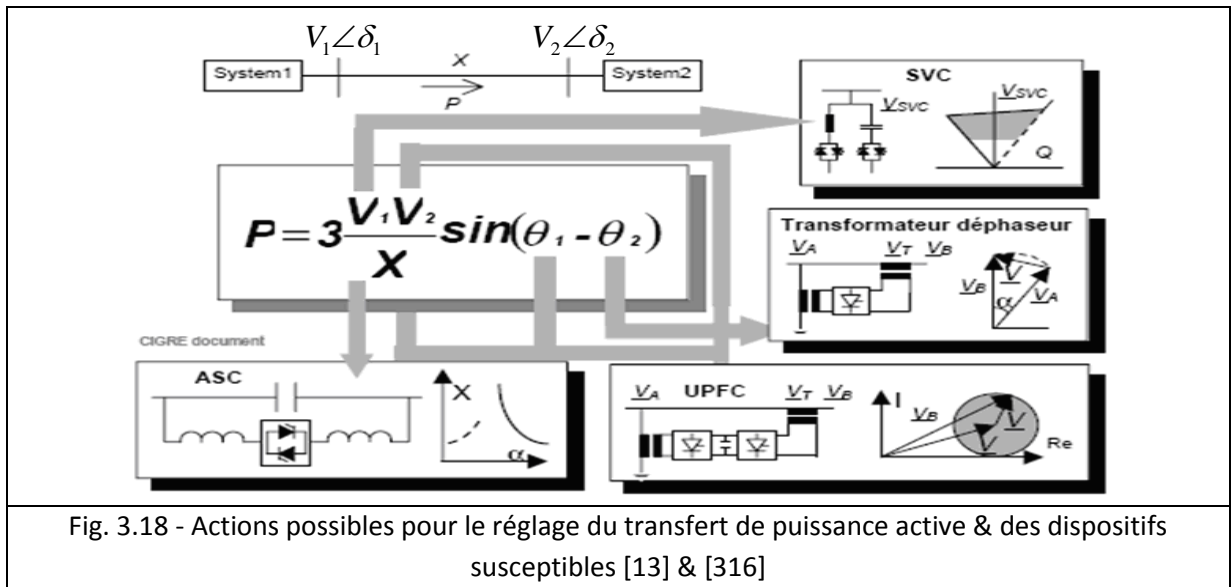
$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} (Y_{cR} + Y_{vR}) & -Y_{cR} & -Y_{cR} & -Y_{vR} \\ -Y_{cR} & Y_{cR} & Y_{cR} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \\ E_{cR} \\ E_{vR} \end{bmatrix} \tag{3.75}$$

Tous les paramètres ont été, déjà, définis dans les équations (3.62) - (3.65) et (3.68) - (3.71).

### 3.6 - APPLICATION DES DISPOSITIFS FACTS DANS LES RESEAUX ELECTRIQUES

Les possibilités du contrôle, grâce à l'application des dispositifs FACTS dans les RE, sont résumées dans la figure 3.18. Elle montre un diagramme schématique d'une connexion de 2 réseaux électriques par une ligne de transmission en CA. Les tensions  $V_i$  et  $V_2$  sont considérées aux extrémités de la ligne. La réactance  $X$  représente l'impédance série de la ligne. L'angle de phase  $\delta = \delta_1 - \delta_2$  est la différence d'angle entre les 2 tensions  $V_i$  et  $V_2$ . Il est clair que les 3 paramètres tension, impédance et différence d'angles de phase influencent sur la puissance transmise entre les 2 systèmes.

Comme, il est illustré dans la figure 3.18, chaque dispositif FACTS peut influencer sur au moins, un des 3 paramètres. Tous les problèmes techniques, tels que le contrôle de l'EP, la stabilité transitoire, la stabilité de tension et les oscillations de puissance peuvent être résolus, totalement, ou partiellement, par l'utilisation des dispositifs FACTS [13].



#### 3.6.1 - SVC

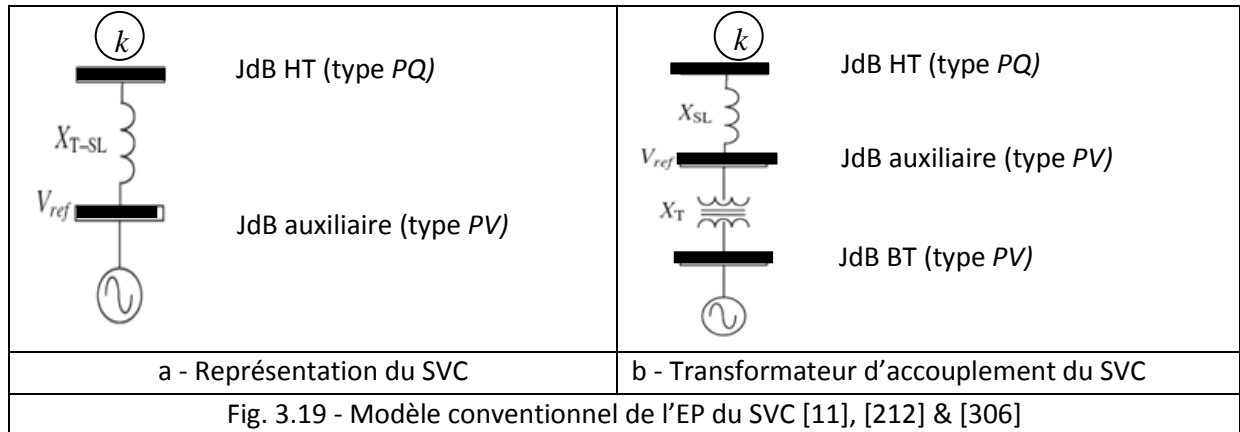
Les modèles conventionnels et complexes du SVC associé à l'EP sont présentés dans cette section. Le modèle complexe du SVC du type générateur conventionnel est basé sur les susceptances shunts variables. Les variables d'état du SVC sont combinées avec les amplitudes nodales et les angles de phase de la tension du réseau. Pour les solutions unifiées et itératives, on utilise la méthode de Newton-Raphson. Deux modèles sont représentés dans cette étude, à savoir, le modèle de la susceptance shunt variable et le modèle d'angle d'amorçage [11].



### 1 - Modèles conventionnels de l'EP

Pour l'analyse de l'EP, le SVC est considéré comme un générateur derrière une réactance inductive. La réactance explique la caractéristique de réglage de la tension du SVC.

La pente du SVC peut être représentée en reliant le modèle du SVC à un JdB auxiliaire connecté au JdB à HT par une réactance inductive comprenant la réactance du transformateur et la pente du SVC. Le JdB auxiliaire est représenté comme un JdB type PV et le JdB HT est un JdB type PQ. La représentation du SVC et du transformateur d'accouplement sont montés, respectivement, dans les figures 3.19a et 3.19b [212].



Ces représentations du SVC sont tout à fait franches mais, inadmissibles pour le fonctionnement en dehors des limites [212]. Dans ces cas, il devient nécessaire de changer la représentation du SVC comme susceptance réactive fixe, donnée par l'équation (3.76) :

$$B_{SVC} = -\frac{Q_{lim}}{V_{SVC}^2} \tag{3.76}$$

$V_{SVC}$  est la nouvelle tension libérée due à la limite de la puissance réactive  $Q_{lim}$ .

Les limites de fonctionnement du SVC sont données par des limites sur la susceptance. La quantité de la puissance réactive fournie par le SVC est donnée par le produit de la susceptance fixe  $B_{fix}$  et de l'amplitude de la tension nodale  $V_k$ .  $V_k$  dépend des conditions de fonctionnement du réseau. La quantité de puissance réactive fournie par le modèle de la susceptance fixe est différente de la puissance réactive fournie par le modèle de générateur [11], c'est-à-dire.

$$Q_{lim} \neq -B_{fix} V_k^2 \tag{3.77}$$

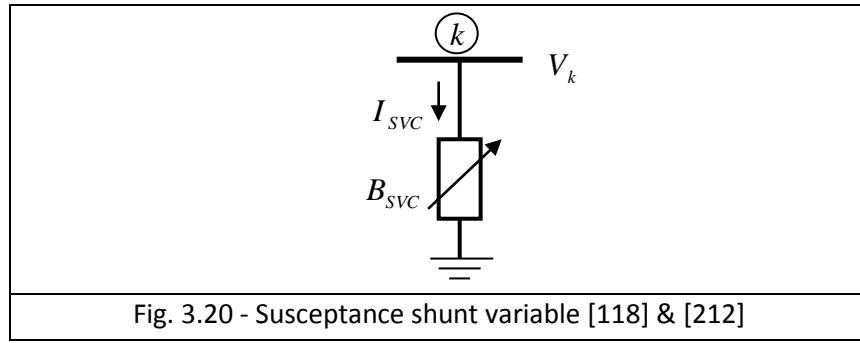
### 2 - Modèle de la susceptance shunt variable

Dans la pratique, le SVC peut être vu comme une réactance réglable avec des limites d'angle d'amorçage ou des limites de la réactance [212]. Le circuit équivalent est représenté dans la figure 3.20. Ce schéma ou modèle est utilisé pour donner les équations de puissance non linéaires du SVC et les équations linéaires liées par la méthode de Newton. Concernant le schéma de la figure 3.20, le courant à travers le SVC est :

$$I_{SVC} = jB_{SVC} V_k \tag{3.78}$$

La puissance réactive du SVC,  $Q_{SVC}$ , correspond à celle injectée au JdB  $k$  dénotée par  $Q_k$ . Elle est donnée par :

$$Q_{SVC} = Q_k = -V_k^2 B_{SVC} \quad (3.79)$$



L'équation linéaire est donnée par l'équation (3.80), où la susceptance équivalente  $B_{SVC}$  peut être considérée comme variable d'état [11] :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & Q_k \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta B_{SVC} / B_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.80)$$

À la fin de l'itération  $(i)$ , la variation de la susceptance shunt  $B_{SVC}$  est mise à jour selon l'équation :

$$B_{SVC}^{(i)} = B_{SVC}^{(i-1)} + \left( \frac{\Delta B_{SVC}}{B_{SVC}} \right)^{(i)} B_{SVC}^{(i-1)} \quad (3.81)$$

La variation de la susceptance du SVC est nécessaire pour maintenir l'amplitude de la tension nodale à la valeur spécifiée.

Le calcul du niveau de la compensation facilite celui de l'angle d'amorçage du thyristor. Cependant, le calcul additionnel exige une solution itérative parce que l'angle d'amorçage de la susceptance et du thyristor incorporé dans le SVC est non linéaire.

### 3 - Modèle d'angle d'amorçage

Dans la formulation de l'EP, l'angle d'amorçage  $\alpha$  du TCR est considéré comme variable d'état. La variable  $\alpha$  sera indiquée  $\alpha_{SVC}$ . La séquence positive de la susceptance du SVC donnée par l'équation (3.24) est utilisée dans l'équation (3.79) :

$$Q_k = -B_{SVC} V_k^2 = \frac{-V_k^2}{X_C X_L} \left\{ X_L - \frac{X_C}{\pi} [2(\pi - \alpha_{SVC}) + \sin(2\alpha_{SVC})] \right\} \quad (3.82)$$

L'équation linéaire du SVC est donnée par :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & \frac{2V_k^2}{\pi X_L} [\cos(2\alpha_{SVC}) - 1] \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \alpha_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.83)$$

À la fin de l'itération  $(i)$ , la variation de l'angle d'amorçage  $\alpha_{SVC}$  est mise à jour selon l'équation (3.84) :

$$\alpha_{SVC}^{(i)} = \alpha_{SVC}^{(i-1)} + \Delta\alpha_{SVC}^{(i)} \quad (3.84)$$

#### 4 - Transformateur intégré au modèle d'angle d'amorçage

Le modèle d'angle d'amorçage du SVC est prolongé dans cette section pour inclure la représentation explicite du transformateur abaisseur [212]. Les 2 composants sont combinés pour former un modèle simple [303]. Ceci tient compte du contrôle direct d'amplitude de la tension sur le côté HT du transformateur. L'admittance totale du groupe SVC - transformateur  $Y_{T-SVC}$ , vue du côté HT du transformateur, est la combinaison des admittances séries  $Y_T$  et  $Y_{SVC}$  (3.20) [104] & [147].

L'admittance équivalente  $Y_{T-SVC}$  dépend de l'angle d'amorçage du SVC :

$$Y_{T-SVC}(\alpha_{SVC}) = \frac{Y_T Y_{SVC}}{Y_T + Y_{SVC}} \quad (3.85)$$

L'admittance du compensateur shunt variable est donnée par :

$$Y_{T-SVC} = G_{T-SVC} + jB_{T-SVC} \quad (3.86)$$

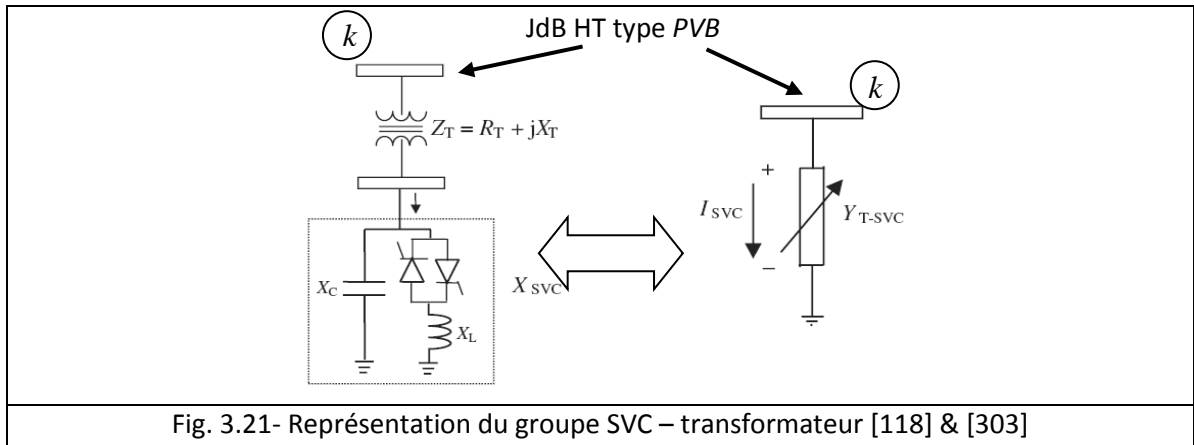


Fig. 3.21- Représentation du groupe SVC – transformateur [118] & [303]

$$G_{T-SVC} = \frac{R_T}{R_T^2 + X_{eq}^2} \quad \& \quad B_{T-SVC} = \frac{X_{eq}}{R_T^2 + X_{eq}^2} \quad (3.87)$$

$$X_{eq} = X_T + X_{SVC} \quad \& \quad X_{SVC} = \frac{X_C X_{TCR}}{X_C - X_{TCR}} \quad (3.88)$$

$$X_{TCR} = \frac{\pi X_L}{2(\pi - \alpha_{SVC}) + \sin(2\alpha_{SVC})} \quad (3.89)$$

Les équations linéaires de l'EP sont données par :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \end{bmatrix}^{(i)} = \begin{bmatrix} 0 & V_k^2 \frac{\partial G_{T-SVC}}{\partial \alpha_{SVC}} \\ 0 & -V_k^2 \frac{\partial B_{T-SVC}}{\partial \alpha_{SVC}} \end{bmatrix}^{(i)} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \alpha_{SVC} \end{bmatrix}^{(i)} \quad (3.90)$$

Les éléments du Jacobien sont :

$$\frac{\partial G_{T-SVC}}{\partial \alpha_{SVC}} = -\frac{R_T}{D^2} \frac{\partial D}{\partial \alpha_{SVC}} \quad (3.91)$$

$$\frac{\partial B_{T-SVC}}{\partial \alpha_{SVC}} = \frac{1}{D_T^2} \left( -D \frac{\partial X_{SVC}}{\partial \alpha_{SVC}} + X_{eq} \frac{\partial D}{\partial \alpha_{SVC}} \right) \quad (3.92)$$

$$\frac{\partial D}{\alpha_{SVC}} = 2X_{eq} \frac{\partial X_{SVC}}{\alpha_{SVC}} \quad (3.93)$$

$$\frac{\partial X_{SVC}}{\alpha_{SVC}} = \frac{2X_{SVC}^2}{\pi X_L} (1 - \cos 2\alpha_{SVC}) \quad (3.94)$$

$$D = R_T^2 + X_{eq}^2 \quad (3.95)$$

À la fin de l'itération (i), la variation de l'angle d'amorçage  $\alpha_{SVC}$  est mise à jour selon l'équation :

$$\alpha_{SVC}^{(i)} = \alpha_{SVC}^{(i-1)} + \Delta \alpha_{SVC}^{(i)} \quad (3.96)$$

### 5 - Contrôle de l'amplitude de la tension nodale par l'utilisation du SVC

Le JdB connecté au SVC est un JdB de contrôle de la tension où l'amplitude de la tension et les puissances active et réactive sont spécifiées. L'angle d'amorçage  $\alpha_{SVC}$  ou la susceptance équivalente du SVC,  $B_{SVC}$  peut être considérées comme des variables d'état. Ce JdB est défini pour être un JdB du type *PVB* [147].

- ✓ Si  $\alpha_{SVC}$  ou  $B_{SVC}$  sont dans les limites, l'amplitude de la tension spécifiée est atteinte et le JdB de contrôle reste un JdB de type *PVB*.
- ✓ Si  $\alpha_{SVC}$  ou  $B_{SVC}$  sont en dehors des limites, alors ces variables sont fixées à la limite violée et le JdB devient un JdB du type *PQ*.

Les valeurs de disparité de puissance réactive au JdB de contrôle sont utilisées pour vérifier si le SVC fonctionne dans les limites [212].

#### 3.6.2 - TCSC

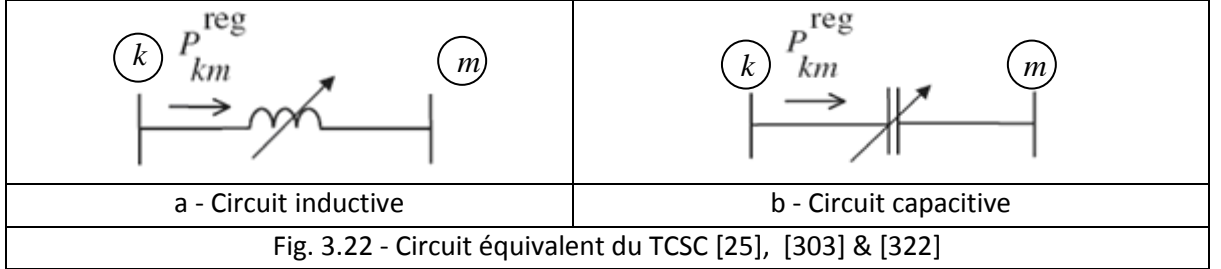
Deux modèles de l'EP caractérisent l'impact du TCSC pour les applications dans les réseaux. Le modèle le plus simple du TCSC est le modèle d'une réactance variable série. La réactance série est ajustée, automatiquement, dans les limites, pour satisfaire une quantité spécifiée de puissance active. Le modèle le plus complexe utilise, directement, la caractéristique de l'angle d'amorçage de la réactance du TCSC, donnée sous forme de relation non linéaire (Eq. 3.54). Pour la solution de l'EP par la méthode de Newton-Raphson, l'angle d'amorçage du TCSC est choisi comme variable d'état [147].

#### 1 - Modèle de l'EP

Le modèle de l'EP du TCSC est basé sur le concept simple d'une réactance variable série. La valeur de la réactance série est ajoutée, automatiquement, aux contraintes de l'EP à une valeur spécifiée. La quantité de la réactance est déterminée, efficacement, en utilisant la méthode de Newton-Raphson. Le changement de la réactance  $X_{TCSC}$  (Fig. 3.21) représente la réactance équivalente de tous les modules connectés en série vers le haut du TCSC dans les fonctionnements inductive ou capacitive.

La matrice d'impédance de transfert du TCSC représentée par la figure 3.22, est donnée par :

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = j \begin{bmatrix} B_{kk} & B_{km} \\ B_{mk} & B_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ V_m \end{bmatrix} \quad (3.97)$$



Pour le fonctionnement inductif [25] & [147] :

$$B_{kk} = B_{mm} = -\frac{1}{X_{TCSC}} \quad \& \quad B_{km} = B_{mk} = \frac{1}{X_{TCSC}} \quad (3.98)$$

Pour le fonctionnant capacitif, les signes sont inversés.

$$B_{kk} = B_{mm} = \frac{1}{X_{TCSC}} \quad \& \quad B_{km} = B_{mk} = -\frac{1}{X_{TCSC}} \quad (3.99)$$

Les équations de puissances active et réactive aux JdB  $k$  et  $m$  sont :

$$P_k = V_k V_m B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (3.100)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} - V_k V_m B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (3.101)$$

$$P_m = V_m V_k B_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k) \quad (3.102)$$

$$Q_m = -V_m^2 B_{mm} - V_m V_k B_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) \quad (3.103)$$

Pour la solution par la méthode de Newton-Raphson, ces équations sont linéaires par rapport au réactance série.

Sur la base de la figure 3.22, où la réactance série règle l'EP de la ligne  $k - m$ , du JdB  $k$  vers le JdB  $m$  à une valeur  $P_{km}^{reg}$ , l'ensemble des équations linéaires de l'EP est :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{km}^{X_{TCSC}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_k}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_m}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_k}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_m}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \\ \frac{\partial P_{km}^{X_{TCSC}}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{km}^{X_{TCSC}}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{km}^{X_{TCSC}}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{km}^{X_{TCSC}}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{km}^{X_{TCSC}}}{\partial X_{TCSC}} X_{TCSC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \frac{\Delta X_{TCSC}}{X_{TCSC}} \end{bmatrix} \quad (3.104)$$

Avec :

$$\Delta P_{km}^{X_{TCSC}} = P_{km}^{reg} - P_{km}^{X_{TCSC}.cal} \quad (3.105)$$

$\Delta P_{km}^{X_{TCSC}}$  est la disparité de l'EP active pour la réactance série.

$P_{km}^{reg}$  est la puissance active du JdB  $k$  vers le JdB  $m$ .

$P_{km}^{X_{TCSC}.cal}$  est la puissance calculée par l'équation (3.100).

$\Delta X_{TCSC}$  est le changement incrémental en réactance série donné par :

$$\Delta X_{TCSC} = X_{TCSC}^{(i)} - X_{TCSC}^{[i-1]} \quad (3.106)$$

Les éléments du Jacobien pour la réactance série sont bien détaillés dans la référence [11]. La variable d'état  $X_{TCSC}$  du contrôleur série est mise à jour à la fin de chaque itération selon l'équation :

$$X_{TCSC}^{(i)} = X_{TCSC}^{(i-1)} + \left( \frac{\Delta X_{TCSC}}{X_{TCSC}} \right)^{(i)} X_{TCSC}^{(i-1)} \quad (3.107)$$

## 2 - Modèle de l'angle d'amorçage

Le modèle présenté dans la section 3.6.2 utilise le concept d'une réactance équivalente série représentant le TCSC [303]. Une fois que la valeur de la réactance est déterminée en utilisant la méthode de Newton, l'angle d'amorçage  $\alpha_{TCSC}$  peut être calculé. La réactance équivalente de la fréquence fondamentale  $X_{TCSC(1)}$  du module du TCSC de la figure 3.13b est [25] - [26] & [147] :

$$X_{TCSC(1)} = -X_C + C_1 \{ 2(\pi - \alpha) + \sin[2(\pi - \alpha)] \} - C_2 \cos^2(\pi - \alpha) \{ \varpi \tan[\varpi(\pi - \alpha)] - \tan(\pi - \alpha) \} \quad (3.108)$$

$$C_1 = \frac{X_C + X_{LC}}{\pi} \quad \& \quad C_2 = \frac{4X_{LC}^2}{X_L \pi} \quad (3.109)$$

$$X_{LC} = \frac{X_C X_L}{X_C - X_L} \quad \& \quad \varpi = \left( \frac{X_C}{X_L} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.110)$$

La réactance équivalente  $X_{TCSC(1)}$  de l'équation (3.108) remplace la réactance  $X_{TCSC}$  des équations (3.97) et (3.98) - (3.99). Les équations des puissances active et réactive du TCSC aux JdB  $k$  et  $m$  sont :

$$P_k = V_k V_m B_{km(f1)} \sin(\theta_k - \theta_m) \quad (3.111)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk(f1)} - V_k V_m B_{km(f1)} \cos(\theta_k - \theta_m) \quad \text{avec} \quad B_{kk(1)} = -B_{km(1)} = B_{TCSC(1)} \quad (3.112)$$

$$P_m = V_m V_k B_{mk(f1)} \sin(\theta_m - \theta_k) \quad (3.113)$$

$$Q_m = -V_m^2 B_{mm(f1)} - V_m V_k B_{mk(f1)} \cos(\theta_m - \theta_k) \quad \text{avec} \quad B_{mm(1)} = -B_{mk(1)} = B_{TCSC(1)} \quad (3.114)$$

Dans le cas où le TCSC contrôle l'EP active au JdB  $k$  vers le JdB  $m$ , l'ensemble des équations linéaires de l'EP est :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{km}^{\alpha_{TCSC}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_k}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_m}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_k}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_m}{\partial X_{TCSC}} \\ \frac{\partial P_{km}^{\alpha_{TCSC}}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{km}^{\alpha_{TCSC}}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{km}^{\alpha_{TCSC}}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{km}^{\alpha_{TCSC}}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{km}^{\alpha_{TCSC}}}{\partial X_{TCSC}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \Delta \alpha_{TCSC} \end{bmatrix} \quad (3.115)$$

Avec  $\Delta P_{km}^{\alpha_{TCSC}}$  donné par :

$$\Delta P_{km}^{\alpha_{TCSC}} = P_{km}^{reg} - P_{km}^{\alpha_{TCSC}.cal} \quad (3.116)$$

$\Delta P_{km}^{\alpha_{TCSC}}$  est la disparité de l'EP active pour le module du TCSC.

$P_{km}^{\alpha_{TCSC}.cal}$  est la puissance calculée à partir de l'équation (3.111).

$\Delta \alpha_{TCSC}$  est le changement incrémental de l'angle d'amorçage du TCSC à la  $i^{\text{ème}}$  itération donné par :

$$\Delta \alpha_{TCSC} = \alpha_{TCSC}^{(i+1)} - \alpha_{TCSC}^{(i)} \quad (3.117)$$

Les éléments du Jacobien pour la réactance série en fonction de l'angle d'amorçage sont bien détaillés dans la référence [11].

### 3.6.3 - STATCOM

#### 1 - Préambule

Selon la discussion des caractéristiques opérationnelles du STATCOM au début du chapitre, la séquence positive de l'EP du STATCOM sera représentée par une source de tension synchrone avec des limites maximale et minimale de l'amplitude de la tension (Fig. 3.14b).

Le JdB relié au SATCOM est représenté comme un JdB du type *PV*. Ceci peut être changé en un JdB du type *PQ* en cas de la violation des limites. La différence entre le SVC et le STATCOM, est que ce dernier est représenté comme une source de tension. Le circuit équivalent du STATCOM, représenté dans la figure 3.14b, est utilisé pour dériver le modèle mathématique du contrôleur pour son inclusion dans l'algorithme de l'EP.

#### 2 - Modèle de l'EP

Les équations de l'EP pour le STATCOM sont données par les premières dérivées principales et les sources de tension représentées comme suit [323]:

$$E_{vR} = V_{vR} (\cos \delta_{vR} + j \sin \delta_{vR}) \quad (3.118)$$

Sur la base du circuit équivalent de la figure 3.14b :

$$S_{vR} = V_{vR} I_{vR}^* = V_{vR} Y_{vR}^* (V_{vR}^* - V_k^*) \quad (3.119)$$

Les équations des puissances active et réactive pour le convertisseur et au JdB  $k$ , respectivement, sont :

$$P_{vR} = V_{vR}^2 G_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k) + B_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.120)$$

$$Q_{vR} = -V_{vR}^2 B_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k) - B_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.121)$$

$$P_k = V_k^2 G_{vR} + V_k V_{vR} [G_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR}) + B_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR})] \quad (3.122)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{vR} + V_k V_{vR} [G_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR}) - B_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR})] \quad (3.123)$$

Par l'utilisation de ces équations des puissances, le modèle linéaire du STATCOM est donné par l'équation (3.124), où l'amplitude de la tension  $V_{vR}$  et l'angle de phase  $\theta_{vR}$  sont des variables d'état.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_{vR} \\ \Delta Q_{vR} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial P_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{vR}}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial P_{vR}}{\partial V_{vR}} V_{vR} \\ \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial \delta_{vR}} & \frac{\partial Q_{vR}}{\partial V_{vR}} V_{vR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \Delta \delta_{vR} \\ \frac{\Delta V_{vR}}{V_{vR}} \end{bmatrix} \quad (3.124)$$

Les éléments du Jacobien de l'équation (3.124) sont bien détaillés dans la référence [11].

### 3.6.4 - UPFC

#### 1 - Préambule

Les principes de base de fonctionnement d'UPFC sont déjà bien établis dans la section 3.5.6. Le circuit équivalent d'UPFC montré dans la figure 3.16b est utilisé pour dériver le modèle équilibré. Le circuit équivalent se compose de 2 sources de tension idéales représentant la composante fondamentale de la série de Fourier. Les sources de tension d'UPFC sont [323] :

$$E_{vR} = V_{vR} (\cos \delta_{vR} + j \sin \delta_{vR}) \quad (3.125)$$

$$E_{cR} = V_{cR} (\cos \delta_{cR} + j \sin \delta_{cR}) \quad (3.126)$$

$V_{vR}$  et  $\delta_{vR}$  sont, respectivement, l'amplitude contrôlable  $V_{vR \min} \leq V_{vR} \leq V_{vR \max}$  et l'angle de phase  $0 \leq \delta_{vR} \leq 2\pi$  de la source de tension représentant le convertisseur shunt.  $V_{cR}$  et  $\delta_{cR}$  sont, respectivement, l'amplitude contrôlable  $V_{cR \min} \leq V_{cR} \leq V_{cR \max}$  et l'angle de phase  $\delta \leq \delta_{cR} \leq 2\pi$  de la source de tension représentant le convertisseur série. L'angle de phase de la tension injectée en série détermine le mode de contrôle de l'EP.

- ✓ Si  $\delta_{cR}$  est en phase avec l'angle de tension nodal  $\theta_k$ , l'UPFC règle la tension du JdB.
- ✓ Si  $\delta_{cR}$  est en quadrature avec  $\theta_k$ , il contrôle l'EP active.
- ✓ Si  $\delta_{cR}$  est en quadrature avec l'angle du courant de ligne. Il contrôle l'EP active, agissant comme compensateur variable série.
- ✓ À n'importe quelle autre valeur de  $\delta_{cR}$ , l'UPFC fonctionne comme combinaison de régulateur de tension, compensateur variable série et déphaseur. L'importance de la tension injectée en série détermine la quantité de l'EP à commander [101].



## 2 - Modèle de l'EP

Sur la base du circuit équivalent de la figure 3.16b et des équations (3.125) - (3.126), les puissances active et réactive aux JdB  $k$  et  $m$  sont [101] & [323] :

$$P_k = V_k^2 G_{kk} + V_k V_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \\ + V_k V_{cR} [G_{km} \cos(\theta_k - \delta_{cR}) + B_{km} \sin(\theta_k - \delta_{cR})] \\ + V_k V_{vR} [G_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR}) + B_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR})] \quad (3.127)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{kk} + V_k V_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \\ + V_k V_{cR} [G_{km} \sin(\theta_k - \delta_{cR}) - B_{km} \cos(\theta_k - \delta_{cR})] \\ + V_k V_{vR} [G_{vR} \sin(\theta_k - \delta_{vR}) - B_{vR} \cos(\theta_k - \delta_{vR})] \quad (3.128)$$

$$P_m = V_m^2 G_{mm} + V_m V_k [G_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k) + B_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k)] \\ + V_m V_{cR} [G_{mm} \cos(\theta_m - \delta_{cR}) + B_{mm} \sin(\theta_m - \delta_{cR})] \quad (3.129)$$

$$Q_m = -V_m^2 B_{mm} + V_m V_k [G_{mk} \sin(\theta_m - \theta_k) - B_{mk} \cos(\theta_m - \theta_k)] \\ + V_m V_{cR} [G_{mm} \sin(\theta_m - \delta_{cR}) - B_{mm} \cos(\theta_m - \delta_{cR})] \quad (3.130)$$

Pour le convertisseur série, les équations deviennent :

$$P_{cR} = V_{cR}^2 G_{mm} + V_{cR} V_k [G_{km} \cos(\delta_{cR} - \theta_k) + B_{km} \sin(\delta_{cR} - \theta_k)] \\ + V_{cR} V_m [G_{mm} \cos(\delta_{cR} - \theta_m) + B_{mm} \sin(\delta_{cR} - \theta_m)] \quad (3.131)$$

$$Q_{cR} = -V_{cR}^2 B_{mm} + V_{cR} V_k (G_{km} \sin(\delta_{cR} - \theta_k) - B_{km} \cos(\delta_{cR} - \theta_k)) \\ + V_{cR} V_m (G_{mm} \sin(\delta_{cR} - \theta_m) - B_{mm} \cos(\delta_{cR} - \theta_m)) \quad (3.132)$$

Pour le convertisseur shunt, les puissances sont :

$$P_{vR} = -V_{vR}^2 G_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k) + B_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.133)$$

$$Q_{vR} = V_{vR}^2 B_{vR} + V_{vR} V_k [G_{vR} \sin(\delta_{vR} - \theta_k) - B_{vR} \cos(\delta_{vR} - \theta_k)] \quad (3.134)$$

Les éléments de la matrice d'admittance  $Y$  sont donnés par [101]:

$$Y_{kk} = G_{kk} + jB_{kk} = z_{cR}^{-1} + z_{vR}^{-1} \quad \& \quad Y_{mm} = G_{mm} + jB_{mm} = z_{cR}^{-1} \quad (3.135)$$

$$Y_{km} = Y_{mk} = G_{km} + jB_{km} = -z_{cR}^{-1} \quad \& \quad Y_{vR} = G_{vR} + jB_{vR} = -z_{vR}^{-1} \quad (3.136)$$

Supposons que le convertisseur est sans pertes, la puissance active générée au convertisseur shunt  $P_{vR}$  est égale et opposée à la puissance active demandée par le convertisseur série  $P_{cR}$ .

$$P_{vR} + P_{cR} = 0 \quad (3.137)$$

En outre, on assume que les transformateurs d'accouplement ne contiennent aucune résistance. Les puissances actives au JdB  $k$  et au JdB  $m$  sont identiques et opposées. Par conséquent, on peut écrire :

$$P_{vR} + P_{cR} = P_k + P_m = 0 \quad (3.138)$$

Les équations de puissance d'UPFC de forme linéaire sont arrangées avec celles du réseau à CA. Dans ce cas, l'UPFC contrôle les paramètres suivants :

- ✓ L'amplitude de la tension du convertisseur shunt au JdB  $k$ .
- ✓ L'EP active au JdB  $m$  vers le JdB  $k$ .
- ✓ La puissance réactive injectée au JdB  $m$  (le JdB  $m$  est considéré comme un JdB du type  $PQ$ ).

Les équations linéaires du système sont :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{mk} \\ \Delta Q_{mk} \\ \Delta P_{bb} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vRk}} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_m}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_m}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{vR}} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_m} & 0 & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial P_{bb}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial V_{vR}} V_{vR} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{bb}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial \delta_{vR}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \Delta \delta_{cR} \\ \frac{\Delta V_{cR}}{V_{cR}} \\ \Delta \delta_{vR} \end{bmatrix} \quad (3.139)$$

Avec  $\Delta P_{bb}$  est la disparité de puissance donnée par l'équation (3.137).

Si le contrôle de tension au JdB  $k$  est désactivée, la troisième colonne de l'équation (3.139) est remplacée par les dérivées partielles des puissances de JdB et de disparité d'UPFC en ce qui concerne l'amplitude de tension nodale  $V_k$ . D'ailleurs, l'incrément d'amplitude de tension de la source shunt,  $\frac{\Delta V_{vR}}{V_{vR}}$

est remplacé par l'incrément d'amplitude de tension nodale au JdB  $k$ ,  $\frac{\Delta V_k}{V_k}$ .

Si les 2 JdB  $k$  et  $m$  (Fig. 3.16b) sont des JdB type  $PQ$ , le système des équations linéaires est donné comme suit :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_m \\ \Delta Q_k \\ \Delta Q_m \\ \Delta P_{mk} \\ \Delta Q_{mk} \\ \Delta P_{bb} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{vRk}} \\ \frac{\partial P_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_m}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_m}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_m}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{vR}} \\ \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_m}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_m}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_m}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{mk}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_{mk}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial Q_{mk}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & 0 \\ \frac{\partial P_{bb}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial \theta_m} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{bb}}{\partial V_m} V_m & \frac{\partial P_{bb}}{\partial \delta_{cR}} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial V_{cR}} V_{cR} & \frac{\partial P_{bb}}{\partial \delta_{vR}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \Delta \theta_m \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \frac{\Delta V_m}{V_m} \\ \Delta \delta_{cR} \\ \frac{\Delta V_{cR}}{V_{cR}} \\ \Delta \delta_{vR} \end{bmatrix} \quad (3.140)$$

Dans ce cas,  $V_{vR}$  est maintenue à une valeur fixe dans des limites prescrites  $V_{vR \min} \leq V_{vR} \leq V_{vR \max}$ . Les éléments du Jacobien de l'équation (3.139) et (3.40) sont bien détaillés dans la référence [11].

### 3.6.5 - Initialisation efficace des contrôleurs FACTS

La modélisation du FACTS pour l'application dans l'analyse de l'EP a comme conséquence les équations, fortement, non linéaires. Pour assurer la convergence de la solution, on utilise la méthode de Newton-Raphson.

#### 1 - Contrôleurs représentés par des sources synchrones de tension shunt

Les FACTS représentés par les sources de tension shunts indiquent que les éléments tels que le STATCOM et la source shunt de l'UPFC sont initialisés en choisissant 1 [pu] comme amplitude de la tension et  $0^0$  l'angle de phase.

#### 2 - Contrôleurs représentés par des admittances shunts

Le SVC est initialisé en choisissant une valeur d'angle d'amorçage qui correspond à la crête raisonnable de la réactance. Cette valeur est calculée par l'équation [11] :

$$\alpha_{TCSC} = \pi \left[ \pi - \frac{(2n-1)\omega(LC)^{1/2}}{2} \right] \quad \text{avec} \quad n = 1, 2, 3, \dots \quad (3.141)$$

#### 3 - Contrôleurs représentés par des réactances séries

Le TCSC peut être représenté par une réactance variable équivalente. La capacité de générer ou d'absorber la puissance réactive est en fonction de l'angle d'amorçage du thyristor  $\alpha_{TCSC}$ . La représentation de la réactance réglable du module du TCSC, donnée par la figure 3.13b est décrite par les équations (3.108)-(3.110).

Normalement, la puissance active à travers le TCSC est choisie comme variable de contrôle et  $\alpha_{TCSC}$  est choisie comme variable d'état. Par conséquent, pour une bonne valeur initiale de  $\alpha_{TCSC}$  on peut assurer des solutions itératives robustes [11]. Par l'utilisation de l'équation (3.108), on peut en déduire :

$$X_{TCSC(1)}(\alpha_{TCSC}) \approx -C_2 \varpi \tan[\varpi(\pi - \alpha_{TCSC})] \quad (3.142)$$

L'équation (3.142) représente la limite la plus significative de l'équation (3.108) pour la gamme d'intérêt de fonctionnement du TCSC. L'expression (3.142) est encore changée pour inclure la réactance de compensation de la ligne de transmission ( $X_{TCSC(1)} + X_{TL} = X_{TCSC(1)}$ ) et puis la solution pour  $\alpha_{TCSC}$  devient :

$$\alpha_{TCSC} = \pi - \frac{1}{\varpi} \arctan\left(\frac{-X_{TCSC(1)-TL}}{C_2 \varpi}\right) \quad (3.143)$$

Si la réactance du  $X_{TCSC(1)}$  est nulle, alors l'équation (3.143) devient :

$$\alpha_{TCSC} = \pi - \frac{1}{\varpi} \arctan\left(\frac{-X_{TL}}{C_2 \varpi}\right) \quad (3.144)$$

**4 - Contrôleurs représentés par des sources synchrones de tension série**

L'initialisation appropriée de la source de tension série dans les études de l'EP est obligatoire pour assurer les solutions robustes. L'exemple des contrôleurs qui emploient une ou plusieurs sources de tension séries sont : le SSSC, l'UPFC et la dernière génération de la famille FACTS : l'IPFC.

Il existe différentes équations afin d'initialiser la source de la tension série qui dépendent de la condition de fonctionnement donnée par les contrôleurs. Par exemple, pour le cas où les puissances active et réactive sont spécifiées au JdB  $k$ , on assume  $V_k = V_m = 1$  [pu] et  $\theta_k = \theta_m = 0$  dans l'équation (3.145) et (3.156) :

$$V_{cR} = X_{cR} (P_{m\ sp}^2 + Q_{m\ sp}^2)^{1/2} \tag{3.145}$$

$$\theta_{cR} = \arctan\left(\frac{P_{m\ sp}}{Q_{m\ sp}}\right) \tag{3.146}$$

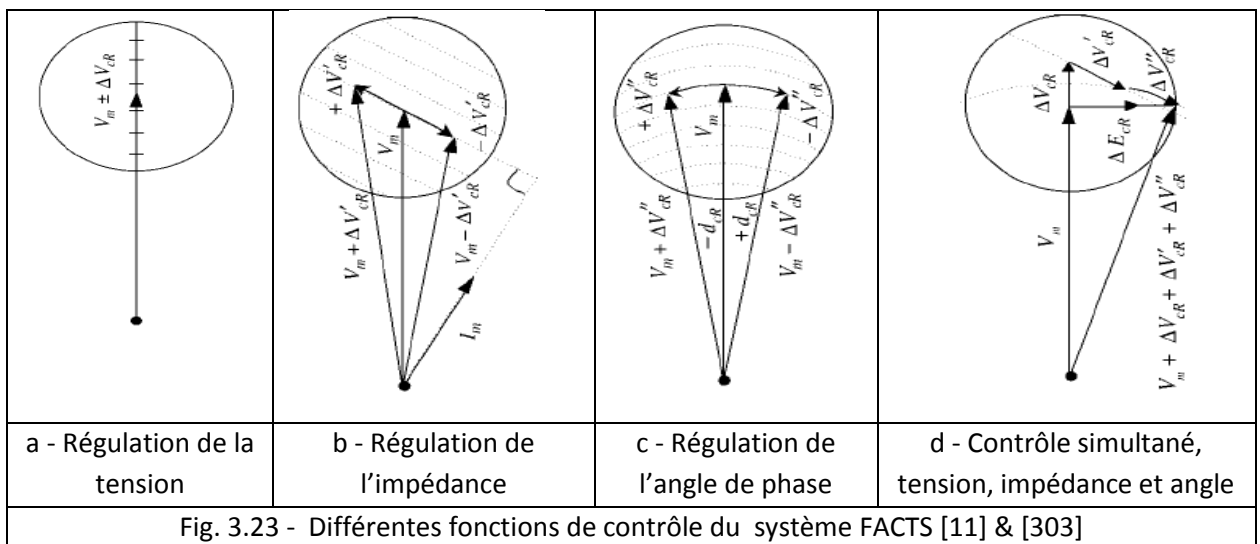
Ces équations sont utilisées pour initialiser les paramètres des sources de tension série dans la solution de l'EP par la méthode Newton-Raphson. Ces paramètres sont indiqués comme  $V_{vR}^{(0)}$  et  $\theta_{vR}^{(0)}$ .

**3.7 - POSSIBILITES DE CONTROLEURS BASES SUR LES VSC**

Les 3 contrôleurs séries du VSC, le SSSC, l'UPFC et le HVDC-VSC partagent les possibilités semblables de contrôle du système d'alimentation. Ils peuvent régler l'amplitude de la tension nodale ou l'injection de la puissance réactive à un ou plusieurs JdB et la puissance active à travers le contrôleur. L'UPFC et le HVDC - VSC utilisent 2 convertisseurs et peuvent régler l'amplitude de la tension nodale par l'injection de la puissance réactive.

De la perspective des études du système d'alimentation, il y a des différences entre la flexibilité de contrôle accordée par les 3 contrôleurs, sauf que l'UPFC et le HVDC-SVC sont plus robustes que le SSSC. Les différentes fonctions d'EP sont expliquées comme suit :

- ✓ Contrôle & régulation de la tension au JdB primaire (Fig. 3.23a).
- ✓ Contrôle de la compensation série de la ligne (Fig. 3.23b).
- ✓ Contrôle & régulation de l'angle de phase (Fig. 3.23c).
- ✓ Contrôle & régulation multifonctionnelle de l'EP, contrôle simultané : Tension, impédance et angle de phase (Fig. 3.23d).



### 3.8 - CONCLUSIONS

En tenant compte de l'évolution et des limitations actuelles des RE (difficulté de construction de nouveaux ouvrages, accroissement de l'EP, interconnexion, fluctuation, stabilité de tension, stabilité de fréquence et stabilité transitoire), le besoin d'un système électrique flexible s'avère une nécessité, afin d'assurer la qualité de l'énergie et d'augmenter la disponibilité des systèmes de la transmission et de la distribution.

L'utilisation de la nouvelle technologie FACTS (SVC, STATCOM, TCSC, SSSC UPFC, ..., etc.) est un moyen susceptible d'apporter des solutions qui semblent meilleures afin d'améliorer les performances dynamiques et autres du système électrique, tels que :

- ✓ Utilisation meilleure de moyens de transmission d'énergie électrique existants.
- ✓ Augmentation de la capacité de transfert du système de transmission.
- ✓ Contrôle de l'EP et minimisation des pertes.
- ✓ Répartition des puissances dans les RE et minimisation du coût.
- ✓ Amélioration de la stabilité des RE et la qualité de service.
- ✓ Bénéfice d'un environnement moins polluant.
- ✓ Contrôle de l'EPO et minimisation du coût.

---

## **CHAPITRE IV**

### **CHOIX & MODELISATION DU HTCC**

---

## 4 - CHOIX & MODELISATION DU SYSTEME HTCC

### 4.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS

#### 4.1.1 - Préambule

Depuis plus d'un siècle, la génération, la transmission, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique sont, principalement, basées sur des systèmes alternatifs. Ce choix tient à quelques raisons majeures : la simplicité de production (les alternateurs sont plus simples et plus fiables que les générateurs à courant continu). Ainsi, que la facilité de changer de niveau de tension à l'aide de transformateurs [324] & [325].

L'évolution future dans le monde risque, cependant, de modifier le besoin en puissances électriques et la durée d'utilisation d'une façon importante. C'est pourquoi, il convient de prévoir des transmissions en HTCC. Ceci pour éviter les surcharges des lignes électriques [326].

L'essor des semi-conducteurs de puissance au début des années 60 a permis le rapide développement des convertisseurs statiques d'énergie électrique (par opposition aux convertisseurs dynamiques). Les convertisseurs statiques sont donc, désormais utilisés pour mettre en forme l'énergie électrique et permettre ainsi, d'adapter les différentes sources d'énergies aux différentes charges [327].

Ces convertisseurs statiques sont constitués d'interrupteurs électroniques à base de semi-conducteurs et d'éléments passifs. Ils permettent le transfert d'énergie tout en garantissant un rendement correct. En effet, les semi-conducteurs sont utilisés en régime de commutation de façon à mettre en forme l'énergie électrique. En première approximation, à l'état passant, l'hypothèse est faite que la chute de tension aux bornes du semi-conducteur est nulle. De même, à l'état bloqué, le courant traversant l'interrupteur est supposé nul. Ainsi, ces interrupteurs permettent de mettre en forme l'énergie électrique tout en garantissant un excellent rendement [327].

Il existe 4 types de convertisseurs utilisés dans nombreuses applications, qui sont les convertisseurs CA-CC, les convertisseurs CA-CA, les convertisseurs CC-CA et les convertisseurs CC-CC. Notons, que de nos jours, la conversion CA-CA est, généralement, réalisée à l'aide de 2 convertisseurs CA-CC puis CC-CA et par une connexion d'une ligne en CC [324]-[325]. Ce type de liaison est nommé le système HTCC.

Le HTCC est un équipement d'électronique de puissance utilisé pour la transmission de l'électricité en haute tension à courant continu. Les liens HTCC représentent, certainement, le sommet de l'électronique de puissance (les puissances unitaires se comptent couramment en [GW] [326].

Les systèmes HTCC ont été envisagés pour des raisons techniques et économiques dès les années 60. Aujourd'hui, il est, unanimement, reconnu que ces systèmes de transport d'électricité sont plus appropriés pour les lignes aériennes au-delà de 800 [km] de long. Pour les liaisons enterrées ou sous-marines, cette distance limite de rentabilité diminue à 50 [km] [324].

Cependant, la maîtrise des transferts d'énergie en CA pose, dans les réseaux denses, des problèmes de plus en plus difficiles à résoudre [325] :

- ✓ L'EP dans les diverses branches des réseaux maillés se fait suivant des lois physiques et ne peuvent pas être maîtrisés facilement.
- ✓ La puissance réactive doit être compensée au plus près de sa consommation afin de limiter les pertes et les chutes de tension.
- ✓ Les réglages de la fréquence des alternateurs interconnectés doivent être coordonnés.

#### 4.1.2 - Objectifs

Le choix et la modélisation du système HTCC à l'étude de l'EP après une brève historique se schématisent par les jalons suivants :

- ✓ Système HTCC et ses avantages et inconvénients.
- ✓ Présentation des différents types du système HTCC, les principaux éléments & principe de fonctionnement de ce type du système.

- ✓ HTCC & l'interconnexion des réseaux électriques.
- ✓ Choix & modélisation de différentes parties du système HTCC.

## 4.2 - SYSTEME HTCC OU HVDC

### 4.2.1 - Historique

A la fin du 19<sup>ème</sup> siècle, les premières productions (génératrices continues) et le transport de l'énergie électrique s'effectuaient en courant continu. Au début du siècle dernier, les générateurs à CA (alternateurs-transformateurs), de part leur souplesse d'adaptation aux niveaux de tension supplantèrent, rapidement. Grâce à l'évolution rapide de l'électronique de puissance, la production de l'énergie, son transport ainsi que sa distribution, ont connu un très grand développement, dans la dernière décennie [328].

En 1882, Thomas Edison de (Edison Electric Light Company) fonda la première centrale électrique au monde à base de 6 dynamos pour produire du courant continu dans le quartier de Wall Street de Manhattan, d'une capacité de 400 lampes pour éclairer 85 maisons, bureaux et boutiques [01], [321] & [329].

La première installation industrielle pour transporter l'énergie électrique en courant continu était en 1906 sur une distance de 200 [Km] (Moutier-Lyon) d'une puissance de 20 [MW], le courant était produit par des génératrices à CC mises en série [326].

Ces dernières années, le domaine de l'électronique de puissance s'est développé, considérablement, et offre un potentiel énorme pour la conversion d'énergie électrique. La recherche dans ce domaine considère plusieurs aspects, notamment, les topologies des convertisseurs, les structures et les performances des interrupteurs de puissance et ainsi, que les techniques de commande [330].

La technologie HTCC a été développée par l'ASEA dans les années 30 en Suède, comme application de transport de l'énergie électrique de grandes puissances et sur de longues distances [326].

Dès 1950, l'évolution de l'électronique de puissance permet d'envisager à nouveau solution du courant continu pour le transport de l'énergie électrique. Le courant alternatif des réseaux de production est transformé par les stations de conversion en CC pour le transport.

Depuis la première liaison, en 1954 (reliant l'île du Gotland et le Suède) par un seul câble sous-marin à 100 [KV] et de 96 [Km], permettant un échange de puissance de 20 [MW]. Bien évidemment, les composants utilisés étaient des valves à vapeur de mercure. Cette première réalisation a permis d'initialiser le concept de ce type de transmission : les câbles, les redresseurs, le contrôle et d'identifier les impacts sur les réseaux raccordés. La venue sur le marché, au début des années 60, des thyristors a favorisé l'essor de cette technique. Les valves à vapeur de mercure ont été, rapidement, abandonnées à leurs profils [01].

En 1970, on comptait plus d'une dizaine de transmission HTCC dans le monde. En 1997, il y avait plus de 50 systèmes HTCC dans le monde et beaucoup d'autres en phase de réalisation ou de construction.

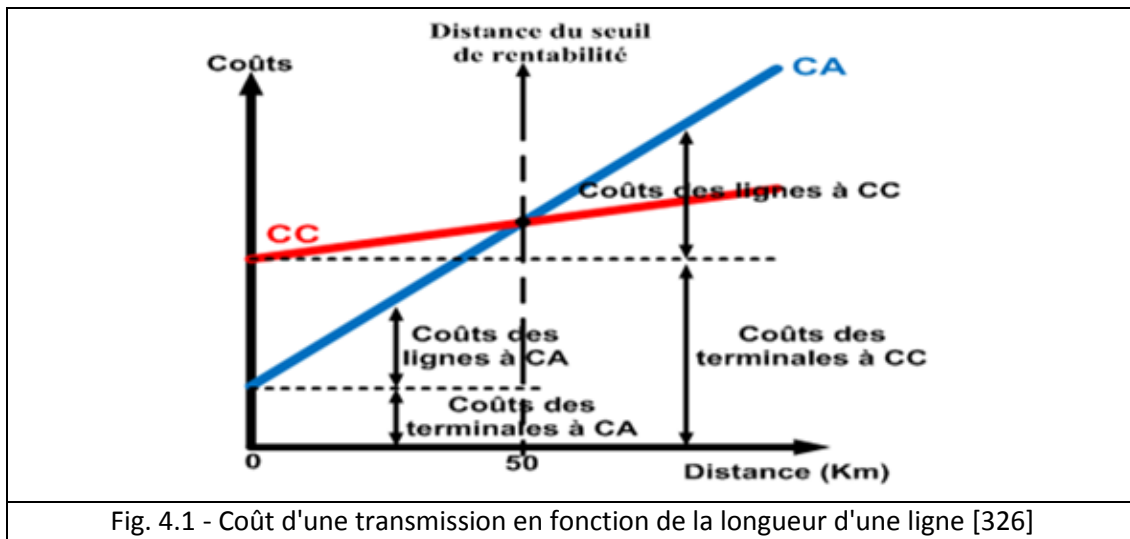
En 2005, nous totalisons 75 liaisons d'interconnexion HTCC en service dans le monde représentant une puissance échangée de 65.50 [GW]. Aujourd'hui, plus de 150 liaisons ont été construites dans le monde [01].

### 4.2.2 - Choix et comparaison entre les systèmes HTCC et HTCA

Le système HTCC n'est possible que dans des conditions dans lesquelles, le coût des lignes à CC est inférieur à ceux des lignes à CA. Notamment, à cause des stations de conversion d'énergie pour passer du CA au CC. De même, les lignes CC sont moins coûteuses que les lignes CA. Il est donc, plus avantageux de choisir une ligne CC plutôt qu'une ligne CA qui n'est pas une solution, techniquement et/ou économiquement acceptable. Lorsque l'utilisation des distances supérieures à quelque dizaine de [km], c'est, notamment, le cas de la plupart des câbles sous-marins [01].

Généralement, les lignes HTCC présentent des pertes qui peuvent être limitées à environ 5 [%] (Fig. 4.1) [01], [07] & [324]-[326].





D'après la figure 4.1, nous constatons que le coût d'une ligne à CC est moins élevé que celui d'une ligne à CA, si la longueur de la ligne dépasse 50 [km].

#### 4.2.3 - Avantages d'un système de transmission à HTCC

Le système HTCC est employé afin de réduire l'énergie perdue dans la résistance des fils. Pour une quantité de puissance donnée, une tension plus élevée avec une réduction du courant permet de réduire les pertes parce que la puissance est proportionnelle à la tension.

Dans un certain nombre d'applications, le système HTCC est plus efficace que celui du CA, cette évaluation est basée sur les données suivantes :

- Câble sous-marin, où la capacité élevée cause des pertes additionnelles à CA.
- L'installation des capacités dans les situations où, les fils sont additionnels est coûteuse.
- Permettre le transport d'énergie entre les systèmes de distribution à CA non synchronisé (différentes fréquences).
- Utilisation de la totalité de la section, l'effet pelliculaire (effet de peau) n'existant pas en courant continu, d'où la possibilité d'utiliser une intensité plus élevée pour une même section utilisée en CA.
- Meilleure utilisation de l'isolation, le gradient de potentiel pouvant être plus élevé en CC qu'en CA. D'autre part, l'isolation est prévue pour la tension nominale et non pour la tension crête, d'où la possibilité de choisir une tension plus élevée pour une même ligne. L'intensité et la tension étant plus élevées, la puissance transportée par la même ligne (en CA) sera plus importante qu'en ligne à CC.
- La conduite de la puissance du régime continu peut se faire indépendamment de la puissance installée dans 2 réseaux non liés.
- Possibilité de supporter la puissance, rapidement, en cas de perturbations.
- Optimisation de conducteurs : Deux conducteurs pour le système bipolaire et un conducteur pour le système mono-polaire.
- La liaison HTCC dans une interconnexion constitue une barrière contre la propagation du défaut en cascade, à travers un réseau en CA (la puissance réactive n'est pas transmissible en HTCC).

#### 4.2.4 - Système HTCC

L'énergie électrique est, généralement, transportée en CA. Néanmoins, la recherche sur la technologie de transmission en CC n'a jamais, été abandonnée. Dans les années 70, les thyristors de forte puissance ont été développés comme des vannes de mercure à arc. En effet, la tension des valves à thyristors peut être

augmentée, simplement, en connexion série des thyristors. Il était donc, facile d'atteindre des puissances très élevées. Ceci signifiait un grand pas en avant pour la transmission HTCC. Entre autre, le thyristor à valves ne souffre pas des inconvénients de vannes de mercure à arc, telles que la nécessité de révisions fréquentes et des fuites de mercure.

Après les années 70, une nouvelle technologie HTCC est née suite à l'apparition d'IGBT. L'exploitation de la bonne qualité d'énergie électrique avec un faible coût a fait l'objet d'une demande croissante de la part des industriels. Le but principal des chercheurs dans le domaine de l'électronique de puissance est de satisfaire les industriels par l'utilisation des solutions plus efficaces et économiques. Les progrès remarquables réalisés, d'une part dans le domaine des composants semi-conducteurs, comme les IGBT, IGCT et GTO, ainsi que la maîtrise de leur mise en œuvre. D'autre part, l'existence de nouvelles méthodes de traitement analogique et numérique du signal, ont permis l'émergence de moyens modernes et efficaces pour faire face aux différentes perturbations (harmoniques, puissance réactive, fluctuations, creux de tension) affectant les systèmes électriques [01] & [326].

Les liaisons HTCC ont démontré leur fiabilité depuis des décennies pour des transmissions de longues distances (> 600 [km] en ligne aérien et à 100 [km] en câbles souterrains ou pour des liaisons asynchrones). Ces liaisons à CC ont prouvé aussi, que par action rapide sur les convertisseurs électroniques, elles pouvaient améliorer le comportement des réseaux en matière de stabilité et d'amortissement d'oscillations et qu'elles constituaient, aussi, un moyen d'augmenter la flexibilité des réseaux à CA et pouvaient, donc, intervenir dans leur contrôle [01] & [13].

L'utilisation des liaisons à CC pourrait augmenter dans l'avenir, surtout dans la mesure où, il serait fait usage de convertisseurs à éléments, entièrement, commutables (GTO, IGBT, IGCT) à modulation de largeur d'impulsions (MLI) permettant de réaliser des caractéristiques de réglage quelconques. Ces convertisseurs MLI permettent de réaliser de véritables génératrices statiques à CA, qui sont capables de fournir ou d'absorber la puissance réactive et dont la tension est contrôlable. Les liaisons en CC qu'ils permettent de réaliser sont connues sous l'appellation "HVDC Light" [01] & [13]. Ils offrent de nombreux avantages par rapport aux convertisseurs traditionnels à thyristors utilisant la commutation naturelle. En effet, ils ne requièrent pas l'installation, souvent coûteuse, de filtres d'harmoniques, ni de source d'énergie réactive, ni d'échange d'informations entre les 2 convertisseurs de la liaison, ni même souvent de transformateurs. Il faut, toute fois, mentionner que leur puissance n'atteint pas encore celle des systèmes à thyristors [01] & [13].

Les liaisons à CC avec câbles souterrains sont envisageables dans les applications suivantes :

- ✓ Liaisons entre de petites unités dispersées (ferme d'éoliennes, ensemble de centrales au fil de l'eau, ...) et la liaison de celles-ci au réseau principal.
- ✓ Fourniture d'électricité dans des îles, actuellement des systèmes de 10 à 60 [MW] de puissance avec des câbles à 100 [kV] sont réalisables.
- ✓ Fourniture d'électricité dans de grandes agglomérations en expansion rapide.
- ✓ Fourniture d'électricité à des utilisateurs éloignés du réseau principal.

Le coût des stations de conversion étant élevé, l'emploi de liaisons reste spécifique. On les utilise, essentiellement, dans les situations suivantes :

- ✓ En cas d'interconnexion de 2 réseaux de fréquences différentes comme au Japon où cohabitent les 2 fréquences 50 et 60 [Hz].
- ✓ En cas de liaisons longues (centaines de [km]), les plus grands sont ceux Itaipu 800 [Km] au Brésil et Cahora-Bassa 1420 [km] entre le Mozambique et l'Afrique du Sud.

Parmi les raisons majeures, nécessitant une liaison à CC entre 2 systèmes de transmission ou éléments du système alternatif, plusieurs points techniques et économiques restent les plus importants :

- ✓ Raisons économiques.
- ✓ Raisons techniques.

## 1 - Raisons économiques

Une liaison à CA est constituée au minimum de 3 conducteurs, dont chacun est isolé à la tension de pic de la tension phase mais, la puissance transmise est liée aux valeurs efficaces, d'autant plus, la construction des lignes doit, aussi, tenir en compte de la circulation d'énergie réactive. Par contre, une ligne à CC nécessite, seulement, 2 conducteurs ou la tension normale du fonctionnement est celle normale de la ligne.

Lorsque la distance est importante, le transport en CC peut être une solution économique. En effet, le coût des stations de convertisseurs d'extrémités est compensé par les économies réalisées sur le coût de lignes (conducteurs et pylônes).

Dès que la distance d'une telle liaison dépasse 700 [km] l'emploi du CC présente d'une part l'avantage économique et d'autre part la grande souplesse d'exploitation dont la sécurité de transmission, protection lors d'un défaut, stabilité et réglage permanent de fréquence et de déphasage.

## 2 - Raisons techniques

Dans certaines applications, l'emploi du CC présente la seule solution, techniquement, réalisable par rapport au CA, parmi ces applications particulières, on distingue :

- ✓ Commande de la puissance à CC peut se faire beaucoup plus, rapidement. Par exemple, on peut, en moins d'une seconde, inverser des puissances de plusieurs centaines de [MW]. La rapidité des systèmes de commande permet, aussi, de limiter les courants de court-circuit à des valeurs bien inférieures à celles rencontrées sur un réseau à CA.
- ✓ On peut transporter le CC sur de grandes distances en utilisant des câbles souterrains. Par contre, la capacitance des câbles limite le transport à CA à des distances de quelques dizaines de [km].
- ✓ Dans un système à CA, on ne peut relier 2 réseaux que s'ils fonctionnent à la même fréquence. De plus, l'échange de puissance est imposé par la réactance de la ligne et le déphasage des tensions entre les 2 extrémités. Par contre, la fréquence, la réactance et le déphasage n'interviennent pas dans le transport à CC. Seules, la résistance de la ligne et la différence des tensions entre les 2 extrémités déterminent la puissance transitée.
- ✓ Les lignes aériennes à CC peuvent concurrencer les lignes à CA lorsque la distance de transport est supérieure à quelques centaines de [km]. Pour une puissance donnée, la largeur requise pour le corridor est moindre, et l'expérience a démontré que le nombre de pannes dues à la foudre est réduit.
- ✓ Il existe des convertisseurs dos à dos (Point to Point), qui relient 2 réseaux en CA par une ligne dont la longueur n'excède guère une dizaine de mètres. Ces convertisseurs permettent un échange de puissance entre les 2 réseaux, tout en permettant chacun de fonctionner à sa propre fréquence et à sa propre tension. Les perturbations apparaissant sur un réseau n'influent pas sur l'autre. De plus, la valeur et la direction de la puissance peuvent être changées en quelques millisecondes.
- ✓ Contrairement, à une ligne à CA il est, difficile de dériver des embranchements permettant de soutirer ou injecter de l'énergie le long d'une ligne à CC. En général, les lignes à CC relient un centre de production à un seul centre d'utilisation. Cependant, les progrès réalisés dans les systèmes de commande utilisant les communications entre les postes éloignés permettent, maintenant, de construire des liaisons multisorties.

Comparées à celles des liaisons à CA, les liaisons de transport d'énergie en CC présentent quelques Inconvénients :

- ✓ Difficulté d'interrompre les CC à HT exigeant des disjoncteurs à CC coûteux.
- ✓ L'utilisation des transformateurs pour changer les niveaux de tension en CC est impossible.
- ✓ Le coût des équipements dans les postes de conversion est élevé.
- ✓ Génération d'harmoniques qui exigent des filtres à CA et à CC. Ceux-ci vont augmenter le coût des postes de conversion.
- ✓ Complexité de contrôle.

## 4.3 - GTO & IGBT

### 4.3.1 - GTO

Le GTO est un interrupteur commandable, à la fois à l'ouverture et à la fermeture. Il est, beaucoup employé dans les applications de fortes puissances, due à sa capacité de pouvoir bloquer les courants avec les signaux de gâchette. Ceci mène à une offre à la structure un meilleur contrôle de l'énergie réactive. Le plus important de son utilisation porte sur sa capacité de servir aux applications possédant une grandeur de puissance au delà de 100 [kW] [114].

Le thyristor GTO est un semi-conducteur à 4 couches PNP et à troisième borne, la gâchette. Il possède quelques caractéristiques fondamentales telles que :

- ✓ L'allumage de GTO est provoqué par une impulsion positive appliquée entre la gâchette et la cathode, comme pour le cas du thyristor.
- ✓ Le GTO peut bloquer le courant, comme pour un transistor, mais le courant peut être bloqué, rapidement, par le GTO, en appliquant une impulsion négative entre la gâchette et la cathode.
- ✓ Le GTO supporte des tensions de blocage directes très élevées (jusqu'à quelques [kV]) et ceci pour des courants nominaux jusqu'à quelques centaines d'ampères.
- ✓ Le GTO ne permet pas le blocage d'une tension versée. En polarisation inverse ( $U_{CA} < 0$ ), le GTO se comporte comme une résistance qui ne peut pas bloquer aucune tension.
- ✓ Dans le cas où le système de puissance impose la tension inverse, nous pouvons insérer une diode en série avec la cathode.
- ✓ Pour le passage d'un courant inverse, la diode en antiparallèle peut être montée avec le GTO.

### 4.3.2 - IGBT

L'IGBT est maintenant, employé en raison de sa commande qui est simple et de son coût plus réduit. La principale différence entre les thyristors et les transistors IGBT, vis-à-vis le fonctionnement du convertisseur de puissance, est la capacité de désamorçage (Turn-off) de ces derniers. Cette différence fondamentale a complètement révolutionné le système HTCC. Pourvu que, l'utilisation d'IGBT exige un changement complet de disposition, l'intégration et la conception des stations de conversion ont, grandement, élargie la gamme des applications de la transmission HTCC [114].

L'utilisation de l'IGBT comme outil de commutation est plus, couramment, employé ces dernières années, car l'IGBT a une commande de grille simple et il possède la facilité de commande. Il possède quelques caractéristiques fondamentales :

- ✓ IGBT possède l'impédance de gâchette élevée. Ceci implique qu'il a besoin, seulement, d'une faible énergie pour le commander.
- ✓ IGBT peut être désamorcé par une tension négative ou nulle comme un interrupteur idéal. La commande de changement d'états est réalisée par une tension.
- ✓ IGBT produit les pertes dans l'état passant faible, dues aux commutations.
- ✓ IGBT possède une grande rapidité de commutation.
- ✓ IGBT fonctionne à la fréquence moyenne de 50 [kHz].

### 4.3.3 - Systèmes de conversion d'énergie

Le transport d'énergie électrique par le système HTCC s'est, réellement, développé lors de l'introduction sur le marché de composants d'électronique de puissance comme les ampoules à vapeur de mercure et, plus tard, les thyristors puis les IGBT, afin d'élever la tension à des niveaux satisfaisants. Le principe est de convertir, grâce à ces composants de puissance, un CA en CC (redresseur), transporter cette puissance sur de grandes distances, puis reconvertir la puissance en sens inverse (onduleur). Il existe 2 grandes familles des systèmes de conversion d'énergie HTCC :

- ✓ La première famille est celle des liaisons HTCC en sources de courant (CSC : Convertisseurs de source du courant) commutées en ligne (CCL : Convertisseurs à commutation de ligne).

- ✓ La deuxième famille est celle des liaisons HTCC en source de tension (CST : Convertisseurs de source de tension).

### 1 - Systèmes CSC (CCL : Convertisseurs à commutation de ligne)

Les convertisseurs à commutation de ligne (CCL), dont les éléments de base sont des thyristors, ont été développés dans les années 50. À cette époque, les thyristors étaient à vapeurs de mercure, tandis qu'actuellement, ce sont des composants d'électroniques de puissance basés sur le silicium et se basent sur une technologie très assurée et stable. En effet, les CCL sont adaptés pour le transport de grandes quantités d'énergie au niveau de la tension la plus élevée. Toutefois, ce système nécessite d'importants réseaux en amont et on aval et permet la circulation de l'EP dans les 2 sens. D'un autre côté, des filtres et des bancs de condensateurs sont nécessaires pour la compensation de la puissance réactive et pour atténuer les harmoniques de courant générés par les convertisseurs [326].

### 2 - Systèmes CST (CST : Convertisseurs de source de tension)

La conversion d'énergie basée sur les CST utilise l'électronique de puissance moderne. Cette technologie, développée à la fin des années 90, est en train de se diffuser dans le monde entier, grâce à son coût compétitif et à sa plus grande simplicité. Cette technologie ne nécessite pas de réseau fort en amont et en aval (aucune nécessité de compenser le réactif par des moyens extérieurs).

#### 4.4 - CONVERTISSEURS DE SOURCE DE TENSION : CST

Le principe de fonctionnement de ce convertisseur est illustré à la figure 4.2. La tension continue est maintenue constante à l'aide de la capacité  $C_{dc}$ . En plus de la capacité  $C_{dc}$ , des diodes de retour sont requises à travers les phases R et S de la charge afin de détourner le courant lors de la commutation des valves. La valve  $T_1$  est traversée par un courant  $I_r$  égal à  $I_d$  dans la phase R de la charge. À l'instant  $t$  égal à  $t_b$ , un signal est envoyé pour bloquer  $T_1$  et un autre pour amorcer  $T_3$ . La valve  $T_1$  est bloquée, immédiatement, et le courant circule dans la diode de retour  $D_1$ . Ce courant va diminuer jusqu'à zéro. Au même moment, un courant commence à circuler dans l'interrupteur  $T_3$  et dans la phase S de la charge. La différence entre les courants  $I_d$  et  $I_s$  est fournie à la capacité  $C_{dc}$  jusqu'à ce que  $I_d$  soit égal à  $I_s$ .

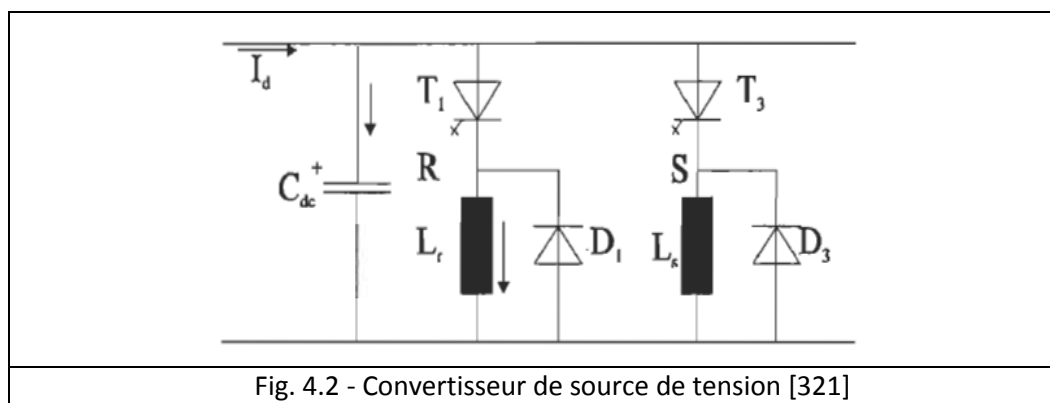


Fig. 4.2 - Convertisseur de source de tension [321]

#### 4.4.2 - Signaux MLI

La modulation de largeur d'impulsion (MLI), est une méthode de pilotage pour les convertisseurs d'énergie. La MLI permet d'avoir un certain contrôle sur l'amplitude de la composante fondamentale de la tension de sortie du convertisseur. De plus, cette technique permet l'élimination de certaines harmoniques de rangs faibles. L'application de la MLI en HTCC est limitée par la fréquence de commutation des interrupteurs de puissance, présentement, disponibles. Cette fréquence de commutation est limitée à 3

fois la fréquence de la composante fondamentale [85]. Cette limitation est due au fait que les interrupteurs de grande puissance ont un temps de commutation, relativement, élevé (pour les GTO, environ 40 [  $\mu s$  ]).

Les instants de commutation des interrupteurs sont déterminés par les intersections de l'onde modulante  $\hat{V}_{control}$  et de l'onde porteuse  $\hat{V}_{tri}$ . Le rapport entre l'amplitude des signaux  $\hat{V}_{tri}$  et  $\hat{V}_{control}$  est appelé indice de modulation. De même, que le rapport entre la fréquence de la porteuse  $f_1$  et la fréquence de la modulante  $f_s$  est appelé rapport de fréquence. Ces derniers sont représentés, respectivement, par les symboles  $m_a$  et  $m_f$ . La fréquence et l'amplitude de la composante fondamentale de la tension de sortie sont proportionnelles à celles de la modulante.

Les signaux MLI issus de la modulation sinusoïdale bipolaire sont obtenus par comparaison entre une porteuse triangulaire de fréquence  $f_s$  et une modulante de fréquence  $f_1$  inférieure à  $f_s$ . L'onde modulante est en fait, représentative du fondamental de la tension de sortie désirée et est utilisée comme référence. Le taux de modulation  $m_a$  est défini comme le rapport entre l'amplitude  $\hat{V}_{control}$  du fondamental de la tension de sortie, et la tension constante d'alimentation de l'onduleur  $\hat{V}_{tri}$  (Fig. 4.3).

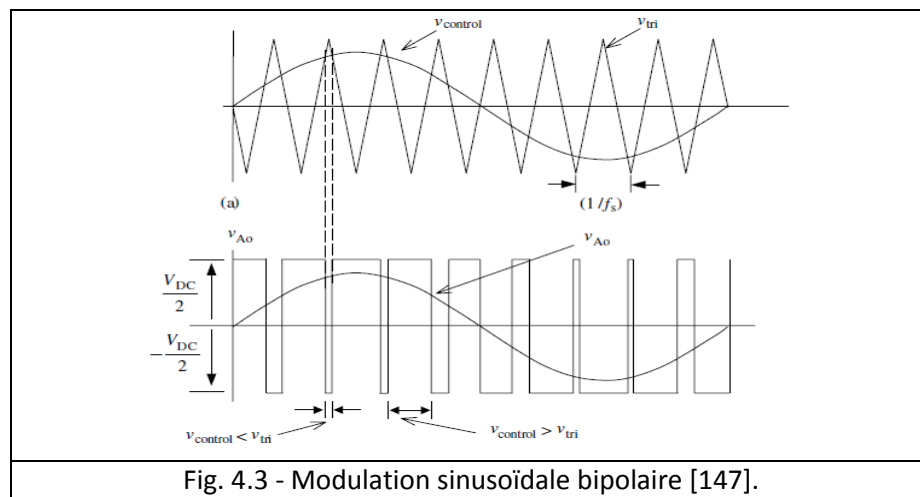


Fig. 4.3 - Modulation sinusoïdale bipolaire [147].

Les facteurs  $m_a$  et  $m_f$  sont donnés par [12] & [14]:

$$m_a = \frac{\hat{V}_{control}}{\hat{V}_{tri}} \quad \& \quad m_f = \frac{f_s}{f_1} \quad (4.1)$$

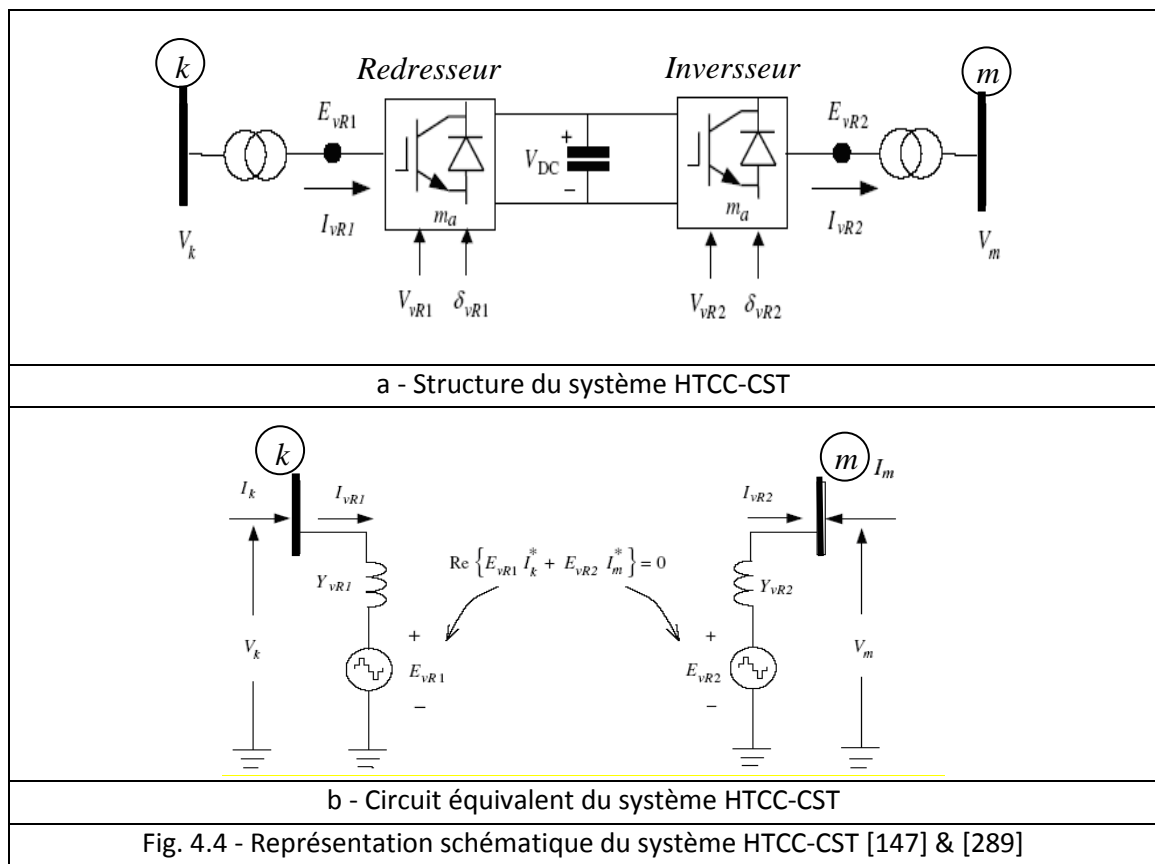
$\hat{V}_{control}$  et  $\hat{V}_{tri}$  sont, respectivement, l'amplitude maximale du signal sinusoïdal à contrôler et l'amplitude maximale du signal triangulaire (Fig. 4.3).

## 4.5 - CONSTITUTIONS & PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DU SYSTEME HTCC-CST

### 4.5.1 - Constitutions

Un système de transmission HTCC est un équipement d'électronique de puissance utilisé pour la transmission de l'électricité en CC. Une liaison HTCC est, généralement, insérée dans un système de transmission en CA. Le HTCC-CST est composé de 2 CST et une ligne de transmission. Le premier CST fonctionne comme un redresseur et l'autre comme un inverseur (onduleur) [01] & [13]. La fonction principale est de transmettre, la puissance à CC constante, par le redresseur à l'inverseur. La conception du convertisseur de puissance est basée sur la technologie d'électronique de puissance moyennant de 2 à plusieurs convertisseurs de puissance (CA, CC et CA) et des lignes de transmissions en continu. En outre,

plusieurs chercheurs ont proposé dans ce concept différentes topologies et différents contrôles. La structure et le circuit équivalent du HTCC-CST sont présentés dans la figure 4.4.



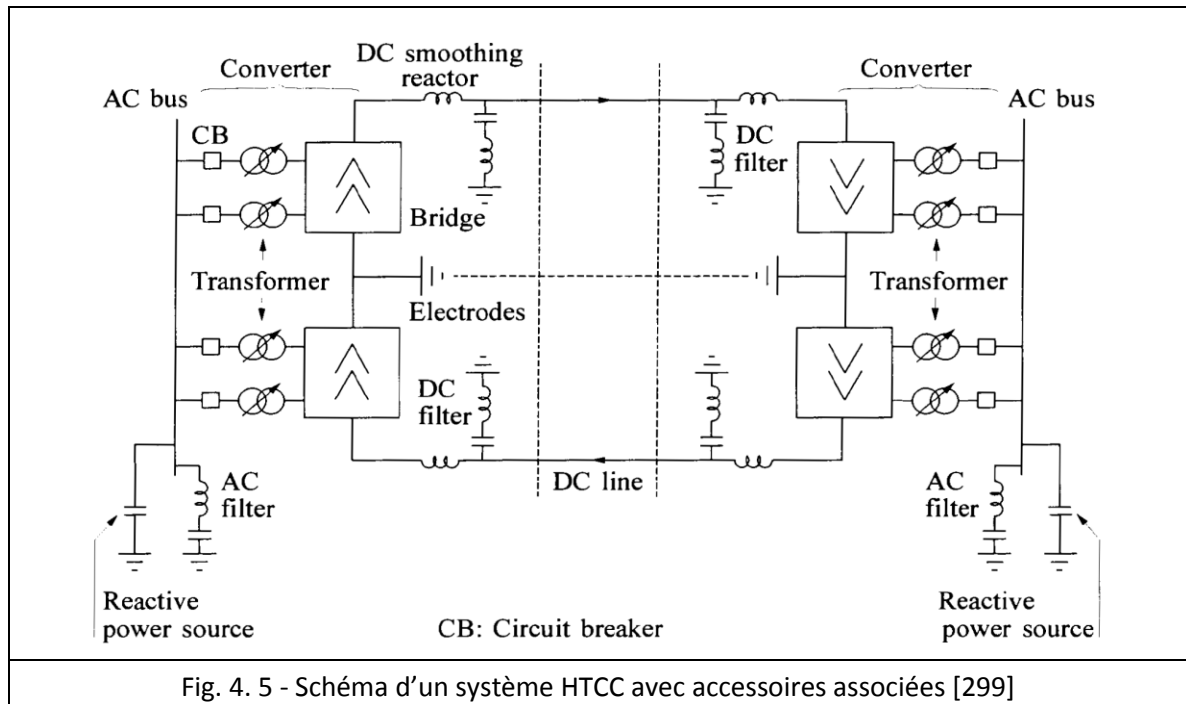
Les composants principaux qui constituent un système HTCC et assurent son bon fonctionnement sont données dans la figure 4.5, qui est un schéma bipolaire d'un HTCC, caractérise les éléments suivant [01] & [272]:

1. **Inductances de lissage** : Dont les principales fonctions sont :
  - Limitation des courants de défaut continus ;
  - Prévention de la résonance dans les circuits à courant continu.
2. **Filtres harmoniques du côté continu.**
3. **Filtres harmoniques du côté alternatif** : Ils ont 2 fonctions principales, absorber les courants harmoniques générés par les convertisseurs du système HTCC et fournir de la puissance réactive.
4. **Transformateurs de convertisseur** : Leurs rôle est de modifier le niveau de tensions.
5. **Sources de puissances réactives** : Leur rôle est d'assurer la génération de la puissance réactive.
6. **Electrodes de mise à la terre** : Leur rôle est de protéger l'équipement des surtensions
7. **Liaison par micro-ondes ou fibre optique** : Entre les postes de conversion.

Le rôle de ces divers composants est expliqué ci-dessous. Les éléments de base d'un système de transmission HTCC sont les 2 stations de conversions CA-CC (redresseur) et CC-CA (onduleur), leurs rôles peuvent être inversés selon le sens de transit de la puissance en ajustant le contrôle des convertisseurs.

Généralement, le redresseur et l'onduleur sont symétriques et réversibles (ils peuvent échanger leur rôle). Historiquement, le redresseur et l'onduleur ont d'abord été réalisés avec des soupapes à vapeur de mercure. Récemment, ils sont, majoritairement, réalisés avec des thyristors, quelques fois avec du transistor bipolaire à grille isolée (IGBT). Ces systèmes de transmission de l'énergie électrique sont utilisés pour 3 principales raisons [325] :

- ✓ Transporter des puissances sur de longues distances.
- ✓ Transporter des puissances entre des réseaux électriques non synchrones.
- ✓ Contrôler l'EP.



#### 4.5.2 - Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement peut être résumé comme suit : La puissance CA fournie par une (ou plusieurs) sources d'énergie est dans un premier temps transformée en une puissance CC. Un convertisseur d'énergie CA-CC (redresseur) assure cette opération. La puissance CC transitée ensuite par l'intermédiaire d'un câble de transmission CC, un autre convertisseur d'énergie CC-CA (onduleur) transforme cette puissance CC en une puissance CA. La puissance de sortie est délivrée au réseau urbain [326].

Un CST contrôle la tension à CC et l'autre transmet la puissance active à CC. Supposons que les pertes du convertisseur sont petites, l'EP active entrant dans le système à CC est égale à la puissance active sortante du système à CA avec une minimisation de pertes. Pendant le fonctionnement normal, les 2 convertisseurs contrôlent la puissance réactive [13] & [194].

#### 4.6 - HTCC-CST & INTERCONNEXION DES RESEAUX ELECTRIQUES

Avec l'évolution rapide du monde moderne, la demande en énergie électrique ne cesse de croître, et les installations existantes sont, continuellement, renforcées afin de faire face à ces exigences. La construction de nouvelles centrales et de nouvelles lignes est nécessaire à long terme [331].

La consommation globale de l'électricité étant en continuelle augmentation, la majorité des réseaux électriques de part le monde sont, largement, interconnectés impliquant des connexions internes, régionales et internationales, voire intercontinentales. Deux approches parallèles concurrentes et parfois complémentaires gèrent, actuellement, les interconnexions des réseaux électriques de part le monde :

- ✓ **La transmission en CA** : ce type de transmission a pris son essor grâce aux dispositifs FACTS qui, par leurs efficacités prouvées pour résoudre les problèmes liés à la qualité de tension, l'amortissement des oscillations, le contrôle des transits de puissance, ont un rôle primordial dans l'interconnexion des réseaux électriques.



✓ **La transmission en CC** : la technologie HTCC est reconnue pour ses nombreux avantages lors des interconnexions asynchrones, et les interconnexions par câbles sous-marins. Ces dernières années, l'avènement des convertisseurs modernes à base des éléments de l'électronique de puissance a permis le développement de la transmission par la HTCC. Une transmission HTCC permet de relier 2 réseaux voisins, qui possèdent des paramètres électriques incompatibles (fréquence et tension).

Au début du 19<sup>ème</sup> siècle, les réseaux électriques étaient plutôt régionaux et leurs niveaux d'interconnexion étaient loin du niveau atteint aujourd'hui. Cependant, la nature alternative du courant qui, à priori, offre de nombreux avantages, peut devenir un désavantage pour la conduite des réseaux très maillés du fait que :

- ✓ L'EP ne peut être contrôlé, facilement.
- ✓ La fréquence et la phase des générateurs connectés aux réseaux CA doivent être surveillées et coordonnées, régulièrement, afin de garantir un fonctionnement stable de l'ensemble.
- ✓ Des dispositifs de compensation de l'énergie réactive doivent être installés afin de contrôler les profils de tension et réduire les pertes actives.

Les lignes et les câbles en CC sont plus économiques que ceux utilisés en CA (2 conducteurs au lieu 3, leur résistance est plus faible en raison de l'absence de l'effet de peau et ils ne consomment pas la puissance réactive). Cependant, la conversion de l'énergie en CC nécessite des convertisseurs de puissance dont le prix et la complexité sont souvent élevés.

#### 4.7 - MODELISATION DU SYSTEME HTCC-CST

Le système HTCC-CST est représenté par 2 sources de tension shunt reliées ensemble en respectant une équation de contrainte de puissance active. Chaque source de tension est reliée au système à CA par une réactance. Les expressions des sources de tension triphasée et l'équation d'enchaînement de la puissance sont :

$$E_{vR1}^{\rho} = V_{vR1}^{\rho} (\cos \delta_{vR1}^{\rho} + j \sin \delta_{vR1}^{\rho}) \quad (4.2)$$

$$E_{cR2}^{\rho} = V_{cR2}^{\rho} (\cos \delta_{cR2}^{\rho} + j \sin \delta_{cR2}^{\rho}) \quad \text{avec} \quad \rho \text{ indique les quantités de phase a, b et c} \quad (4.3)$$

$$\text{Re} \left\{ -E_{vR1}^{\rho} I_{vR1}^{*\rho} + E_{vR2}^{\rho} I_m^{*\rho} \right\} = 0 \quad (4.4)$$

Dans cette application, les 2 sources de tension shunt sont utilisées pour représenter le redresseur et l'inverseur à des limites maximale et minimale sur les amplitudes et les angles de phase des tensions des 2 sources [147] & [299] :

$$V_{vR \min 1}^{\rho} < V_{vR1}^{\rho} < V_{vR \max 1}^{\rho} \quad \text{avec} \quad 0 < \delta_{vR1}^{\rho} < 2\pi \quad (4.5)$$

$$V_{vR \min 2}^{\rho} < V_{vR2}^{\rho} < V_{vR \max 2}^{\rho} \quad \text{avec} \quad 0 < \delta_{vR2}^{\rho} < 2\pi \quad (4.6)$$

Sur la base du circuit équivalent du système HTCC-CST représenté dans la figure 4.4b, l'équation de l'admittance de transfert est écrite comme suit :

$$\begin{bmatrix} I_k \\ I_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{vR1} & -Y_{vR1} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & Y_{vR2} & -Y_{vR2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_k \\ E_{vR1} \\ V_m \\ E_{vR2} \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$[I_k] = [Y_{vR} \quad -Y_{vR}] \begin{bmatrix} V_k \\ E_{vR} \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

$$I_k = [I_k^a \angle \gamma_k^a \quad I_k^b \angle \gamma_k^b \quad I_k^c \angle \gamma_k^c]^t \quad (4.9)$$

$$I_m = [I_m^a \angle \gamma_m^a \quad I_m^b \angle \gamma_m^b \quad I_m^c \angle \gamma_m^c]^t \quad (4.10)$$

$$V_k = [V_k^a \angle \mathcal{G}_k^a \quad V_k^b \angle \mathcal{G}_k^b \quad V_k^c \angle \mathcal{G}_k^c]^t \quad (4.11)$$

$$V_m = [V_m^a \angle \mathcal{G}_m^a \quad V_m^b \angle \mathcal{G}_m^b \quad V_m^c \angle \mathcal{G}_m^c]^t \quad (4.12)$$

$$E_{vR} = [E_{vRk}^a \angle \delta_{vRk}^a \quad E_{vRk}^b \angle \delta_{vRk}^b \quad E_{vRk}^c \angle \delta_{vRk}^c]^t \quad (4.13)$$

$$E_{cR} = [E_{cRk}^a \angle \delta_{cRk}^a \quad E_{cRk}^b \angle \delta_{cRk}^b \quad E_{cRk}^c \angle \delta_{cRk}^c]^t \quad (4.14)$$

$$Y_{vR} = \begin{bmatrix} Y_{vRk}^a & 0 & 0 \\ 0 & Y_{vRk}^b & 0 \\ 0 & 0 & Y_{vRk}^c \end{bmatrix} \quad \& \quad Y_{cR} = \begin{bmatrix} Y_{cRk}^a & 0 & 0 \\ 0 & Y_{cRk}^b & 0 \\ 0 & 0 & Y_{cRk}^c \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Le système HTCC-CST partage les possibilités semblables de contrôle du système d'alimentation. Ils peuvent régler l'amplitude de tension nodale ou l'injection de la puissance réactive à un ou plusieurs JdB et la puissance active à travers le contrôleur. Le système HTCC-CST utilise 2 convertisseurs et peuvent régler l'amplitude de tension nodale par l'injection de la puissance réactive.

#### 4.7.1 - EP contrôlé par un système HTCC-CST

Le principe de base du système HTCC-CST est décrit dans la section 4.4.2. Chaque groupe du convertisseur peut être représenté par une source de tension complexe  $V_{vR}$  derrière une réactance du transformateur  $X_{vR}$  ou (impédance  $Z_{vR}$ ). Pour le cas du STATCOM et l'UPFC, les sources de tension synchrones représentent la composante fondamentale de la forme d'onde de tension de la série de Fourier aux JdB des convertisseurs du système HTCC-CST.

Le circuit équivalent présenté dans la figure 4.4b est utilisé pour dériver le modèle mathématique du système HTCC-CST pour son inclusion dans l'algorithme de l'EP de Newton-Raphson. Les sources de tension complexe des 2 CST du système HTCC-CST sont :

$$E_{vR1} = V_{vR1} (\cos \delta_{vR1} + j \sin \delta_{vR1}) \quad (4.16)$$

$$E_{vR2} = V_{vR2} (\cos \delta_{vR2} + j \sin \delta_{vR2}) \quad (4.17)$$

Les limites de l'amplitude et de l'angle de phase de la tension sont :

$$0 \leq V_{vR1} \leq V_{vR1\max} \quad \& \quad 0 \leq \delta_{vR1} \leq 2\pi \quad (4.18)$$

$$0 \leq V_{vR2} \leq V_{vR2\max} \quad \& \quad 0 \leq \delta_{vR2} \leq 2\pi$$

L'équation de contrainte pour le système HTCC-CST (pour  $R_{DC} = 0$ ) est :

$$\text{Re} \{ V_{vR1} I_{vR1}^* + V_{vR2} I_{vR2}^* \} = 0 \quad (4.19)$$

Pour le cas où les 2 CST sont liés par un réseau CC (pour  $R_{DC} > 0$ ), on aura :

$$\text{Re} \left\{ V_{vR1} I_{vR1}^* + V_{vR2} I_{vR2}^* + P_{DC-perte} \right\} = 0 \quad (4.20)$$

### 1 - Equations de puissance

Si on pose que l'EP du convertisseur (redresseur) relié au JdB  $k$  vers le convertisseur (inverseur) relié au JdB  $m$  (Fig. 4.4b), les équations de l'EP injectées aux JdB  $k$  et  $m$  sont :

$$P_k = V_k^2 G_{vR1} + V_k V_{vR1} [G_{vR1} \cos(\theta_k - \delta_{vR1}) + B_{vR1} \sin(\theta_k - \delta_{vR1})] \quad (4.21)$$

$$Q_k = -V_k^2 B_{vR1} + V_k V_{vR1} [G_{vR1} \sin(\theta_k - \delta_{vR1}) - B_{vR1} \cos(\theta_k - \delta_{vR1})] \quad (4.22)$$

$$P_m = V_m^2 G_{vR2} + V_m V_{vR2} [G_{vR2} \cos(\theta_m - \delta_{vR2}) + B_{vR2} \sin(\theta_m - \delta_{vR2})] \quad (4.23)$$

$$Q_m = -V_m^2 B_{vR2} + V_m V_{vR2} [G_{vR2} \sin(\theta_m - \delta_{vR2}) - B_{vR2} \cos(\theta_m - \delta_{vR2})] \quad (4.24)$$

Les puissances circulant dans le redresseur et l'inverseur sont :

$$P_{vR1} = V_{vR1}^2 G_{vR1} + V_{vR1} V_k [G_{vR1} \cos(\delta_{vR1} - \theta_k) + B_{vR1} \sin(\delta_{vR1} - \theta_k)] \quad (4.25)$$

$$Q_{vR1} = -V_{vR1}^2 B_{vR1} + V_{vR1} V_k [G_{vR1} \sin(\delta_{vR1} - \theta_k) - B_{vR1} \cos(\delta_{vR1} - \theta_k)] \quad (4.26)$$

$$P_{vR2} = V_{vR2}^2 G_{vR2} + V_{vR2} V_m [G_{vR2} \cos(\delta_{vR2} - \theta_m) + B_{vR2} \sin(\delta_{vR2} - \theta_m)] \quad (4.27)$$

$$Q_{vR2} = -V_{vR2}^2 B_{vR2} + V_{vR2} V_m [G_{vR2} \sin(\delta_{vR2} - \theta_m) - B_{vR2} \cos(\delta_{vR2} - \theta_m)] \quad (4.28)$$

Pour le cas du système HTCC-CST, l'équation appropriée de la puissance est :

$$P_{vR1} + P_{vR2} + P_{DC} = 0 \quad (4.29)$$

Quand la puissance active est réglée dans le redresseur et l'amplitude de tension est réglée dans l'inverseur, les équations linéaires du système deviennent :

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta Q_k \\ \Delta P_{vR} \\ \Delta Q_{vR} \\ \Delta P_{HVDC} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_k}{\partial \delta_{vR1}} & \frac{\partial P_k}{\partial V_{vR1}} V_{vR1} & 0 \\ \frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_k}{\partial \delta_{vR1}} & \frac{\partial Q_k}{\partial V_{vR1}} V_{vR1} & 0 \\ \frac{\partial P_{vR1}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{vR1}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{vR1}}{\partial \delta_{vR1}} & \frac{\partial P_{vR1}}{\partial V_{vR1}} V_{vR1} & 0 \\ \frac{\partial Q_{vR1}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial Q_{vR1}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial Q_{vR1}}{\partial \delta_{vR1}} & \frac{\partial Q_{vR1}}{\partial V_{vR1}} V_{vR1} & 0 \\ \frac{\partial P_{HVDC}}{\partial \theta_k} & \frac{\partial P_{HVDC}}{\partial V_k} V_k & \frac{\partial P_{HVDC}}{\partial \delta_{vR1}} & \frac{\partial P_{HVDC}}{\partial V_{vR1}} V_{vR1} & \frac{\partial P_{HVDC}}{\partial \delta_{vR2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \theta_k \\ \frac{\Delta V_k}{V_k} \\ \Delta \delta_{vR1} \\ \frac{\Delta V_{vR1}}{V_{vR1}} \\ \Delta \delta_{vR2} \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

Avec  $\Delta P_{HVDC}$  donnée par :

$$\Delta P_{HVDC} = \Delta P_{vR1} - \Delta P_{vR2} \quad (4.31)$$

$\Delta P_{HVDC}$  est la disparité de l'EP active pour le coté du réseau CC.

Puisque la puissance active est réglée dans le redresseur (c.-à-d.  $\Delta P_{vR1} = \Delta P_{vR1}^{spec} - \Delta P_{vR1}^{cal}$ ), les équations correspondantes de puissance active de l'inverseur deviennent superflues (c.-à-d.  $\Delta P_{vR2}$  et  $\Delta P_m$ ). Par conséquent, elles ne seront pas employées dans l'équation (4.30).

D'ailleurs, l'amplitude de la tension au JdB  $m$  est maintenue constante, les équations de puissance réactive de l'inverseur deviennent, également, superflues (c.-à-d.  $\Delta Q_{vR2}$  et  $\Delta Q_m$ ). Les éléments du Jacobien sont donnés dans l'annexe B.5.

#### 4.7.2 - Modèle du système HTCC-CST équilibré

L'étude et l'analyse en état d'équilibre des convertisseurs du système HTCC-CST est, sensiblement, simplifiée si les prétentions suivantes sont faites [194] :

- ✓ La source à CA fournit sur les bornes de convertisseurs une forme d'onde de tension sinusoïdale avec amplitude et fréquence constante. Toutes les harmoniques des tensions et des courants produits par les convertisseurs sont filtrés et ne sont pas transmis au système à CA.
- ✓ Les résistances et les impédances magnétiques des transformateurs de convertisseur sont négligées.
- ✓ Les pertes actives du convertisseur sont négligeables, puisque les valves sont idéales et sans arc de chute de tension.
- ✓ Aucune ondulation de la tension et du courant à CC.
- ✓ Pour un convertisseur à 6 impulsions, l'amorçage des valves est variée dans un intervalle de 60 [°]. Pour un convertisseur à  $n$  impulsions, l'intervalle de variations est de  $2\pi/n$  [194].

Une représentation schématique d'un système HTCC-CST est montrée dans figure 4.6. Elle est composée de 2 groupes de convertisseurs et d'une ligne de transmission à CC. Les 2 convertisseurs effectuent le processus de conversion CA-CC-CC, et se composent des ponts en valve et des transformateurs du type LTC (Load tap changer).

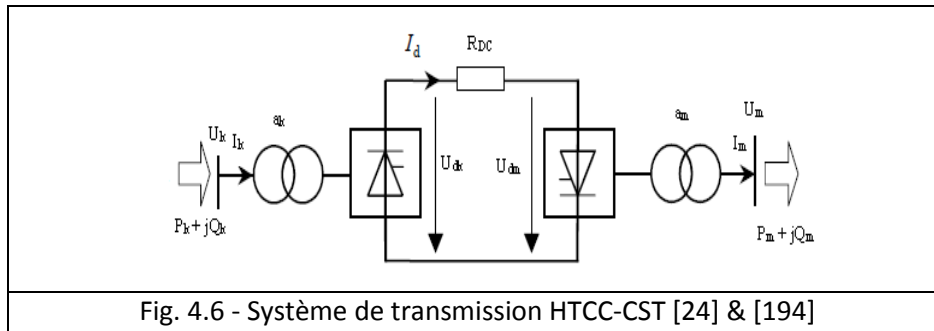


Fig. 4.6 - Système de transmission HTCC-CST [24] & [194]

Le lien HTCC utilise un conducteur, si la terre est utilisée comme un chemin de retour [194]. Dans le cas de transmission sous-marine, l'eau est utilisée comme un chemin de retour. Un retour métallique est utilisé, seulement, où la résistance de la terre est trop haute. Les équations de base décrivant le lien HTCC de 2 convertisseurs sont récapitulées comme suit [24], [121] & [194] :

$$V_{dk} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} n_k a_k V_k \cos \alpha_k - \frac{3}{\pi} X_{ck} n_k I_d \quad (4.32)$$

$$V_{dm} = \frac{3\sqrt{2}}{\pi} n_m a_m V_m \cos \alpha_m - \frac{3}{\pi} X_{cm} n_m I_d \quad (4.33)$$

$$P_{dk} = V_{dk} I_d \quad \& \quad P_{dm} = V_{dm} I_d \quad (4.34)$$

$$S_{dk} = K \frac{3\sqrt{2}}{\pi} n_k a_k V_k I_d \quad \& \quad S_{dm} = K \frac{3\sqrt{2}}{\pi} n_m a_m V_m I_d \quad (4.35)$$

$$Q_{dk} = \sqrt{S_{dk}^2 - P_{dk}^2} \quad \& \quad Q_{dm} = \sqrt{S_{dm}^2 - P_{dm}^2} \quad (4.36)$$

Où, le facteur  $K$  est donné par [194] :

$$K = \frac{\sqrt{[\cos 2\alpha - \cos 2(\alpha + \mu)]^2 + [2\mu + \sin 2\alpha - \sin 2(\alpha + \mu)]^2}}{4[\cos \alpha - \cos(\alpha + \mu)]} \quad (4.37)$$

$V_{dk}$  et  $V_{dm}$  sont les amplitudes modales de tensions à CC aux bornes du redresseur et de l'inverseur (onduleur), respectivement.  $n_k$  et  $n_m$  sont les nombres de ponts reliés par série dans le redresseur et l'inverseur, respectivement.  $a_k$  est l'angle d'amorçage pour l'opération de redresseur et  $a_m$  est l'angle d'extinction pour l'opération d'inverseur (onduleur).  $X_{ck}$  et  $X_{cm}$  sont les réactances de commutation dans le redresseur et l'inverseur, respectivement.  $V_k$  et  $V_m$  sont les amplitudes de tension efficaces des JdB de sortie du réseau à CA du côté du redresseur et de celui de l'inverseur, respectivement.  $I_d$  est le courant continu.

De l'équation (4.37),  $\alpha$  peut être utilisé soit  $\alpha_k$  ou  $\alpha_m$ . Si le chevauchement de commutation n'est pas pris en considération, les paramètres  $\mu$  et  $k$  seraient pris comme  $\mu = 0$  et  $k = 1$  [194].

Pendant le procédé de rectification, les courants de phase ne peuvent pas changer, immédiatement. Le transfert du courant à partir d'une phase à l'autre, a besoin d'une période finie qui s'appelle temps de commutation ou temps de chevauchement [194]. Le résultat de cette opération est un court-circuit pour une courte durée entre les 2 thyristors de permutation menant à une chute de tension temporaire. Cet effet, n'apparaît pas, explicitement, dans l'ensemble des équations présentées ci-dessus, mais pour le redresseur l'équation de tension est donnée par [24] [121] & [194] :

$$\Delta V_d = \frac{3}{\pi} X_{ck} n_k I_d \quad (4.38)$$

En effet, une représentation semblable existe pour la station de l'inverseur (onduleur). Une équation additionnelle est exigée dans la formulation, qui est donnée par la configuration du système à CC. Pour le lien à CC représenté par la figure 4.6, la tension de sortie du redresseur est donnée par l'équation suivante :

$$V_{dk} = V_{dm} + R_{DC} I_d \quad (4.39)$$

Où,  $R_{DC}$  est la résistance du lien CC.

#### 4.7.3 - Initialisation efficace du système HTCC-CST

La modélisation du système HTCC-CST pour l'application dans l'analyse de l'EP à comme conséquence les équations, fortement, non linéaires. Pour assurer la convergence de la solution, on utilise la méthode de Newton-Raphson. Les 2 sources shunts du système HTCC-CST sont initialisées en choisissant 1 [pu] pour l'amplitude de la tension et 0 [°] pour l'angle de phase.

## 4.8 - CONCLUSIONS

La croissance continue de la demande d'électricité exige l'expansion continue des plans pour augmenter la capacité de production, la capacité de transport, et de promouvoir l'interconnexion des régions qui sont, parfois, séparées par de longues distances. La nécessité de transmettre l'énergie à travers la mer est très commun ainsi que l'interconnexion de systèmes asynchrones de différentes fréquences. Ceci suppose de trouver des systèmes techniquement et économiquement réalisables afin d'assurer la stabilité et de garantir un bon échange d'énergie.

Ce chapitre expliquait, après une revue de littérature est menée afin d'identifier la problématique du système HTCC, l'analyse théorique des convertisseurs ainsi que des explications des aspects technologiques d'un système HTCC, ses principales composantes, le principe de fonctionnement et la détermination des composantes à modéliser.

Dans la suite du chapitre, nous avons déterminé les équations importantes permettant l'étude théorique et la modélisation du système HTCC pour leur application dans l'étude de l'EP.



## **CHAPITRE V**

# **METHODES D'OPTIMISATION CLASSIQUES**



## 5 - METHODES D'OPTIMISATION CLASSIQUES

### 5.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS

#### 5.1.1 - Préambule

Grâce à la rapidité du développement de l'informatique, l'utilisation des outils et des algorithmes d'optimisation devient, de plus en plus, facile et efficace. Cette révolution informatique a permis une ouverture vers des méthodes synthétiques telles les méthodes d'optimisation stochastiques. A la différence des méthodes analytiques dans lesquelles on cherche à trouver une solution théorique exacte ou une bonne approximation numérique. Les méthodes stochastiques constituent une approche originale dans laquelle on explore des solutions satisfaisant au mieux différents critères souvent contradictoires. Elles peuvent aussi, synthétiser des solutions nouvelles et originales sans idées anticipées [332].

La résolution d'un problème d'optimisation consiste à explorer un espace de recherche afin d'optimiser (maximiser ou minimiser) une fonction donnée (une fonction objective) sous certaines contraintes.

La complexité du problème, en taille ou en structure, relative à l'espace de recherche et à la fonction à optimiser conduit à développer diverses méthodes. Ces méthodes peuvent être regroupées en deux catégories : les méthodes déterministes (classiques) et les méthodes non déterministes (stochastiques).

Dans la littérature, nous trouvons de nombreuses méthodes d'optimisation conventionnelles (déterministes). Il est, possible de classer ces méthodes en 2 grandes catégories : programmation linéaire et programmation non linéaire.

Le premier groupe traite la résolution de problèmes, parfaitement, représentés par un système d'équations linéaires tandis que la programmation non linéaire traite les problèmes non linéaires. Les méthodes déterministes sont basées sur le calcul de la dérivée du problème, ou sur des approximations de cette dernière. Elles nécessitent, donc, quelques informations sur le vecteur gradient.

Beaucoup de techniques d'optimisation classiques ont été appliquées pour résoudre le problème d'optimisation liés à la planification et au contrôle des réseaux électriques : en particulier, le problème de l'EPO et l'EPO mixte CA-CC tels que la programmation linéaire et non linéaire [17], [28], [45]-[49] & [95], la méthode de gradient [09] & [42], la méthode de Newton [3], [16], [54], [55], [89], [92], [101] & [119], la programmation quadratique [17], [29], [30], [91], [93] & [105], et la méthode du point intérieur [17], [31], [93], [101] & [333]. Ces méthodes ayant la propriété de converger vers la solution mathématique exacte «réelle» tout en respectant certaines conditions liées au bon fonctionnement du processus envisagé. Ces dernières sont dites contraintes d'égalités et d'inégalités.

#### 5.1.2 - Objectifs

Les objectifs de ce chapitre sont :

- ✓ Présentation des différentes méthodes d'optimisation classiques.
  - Méthode du gradient
  - Méthode du gradient réduit;
  - Méthode de Newton;
  - Méthodes de quasi-Newton ;
  - Programmation dynamique ;
  - Programmation linéaire;
  - Programmation linéaire successive;
  - Méthode du point intérieur ;
  - Programmation quadratique ;
  - Programmation quadratique successive;
  - Méthode du Simplex ;



## 5.2 - METHODES DE RESOLUTION DETERMINISTES

Une méthode d'optimisation est dite déterministe lorsque son évolution vers la solution du problème est toujours la même pour un même point initial donné, ne laissant aucune place au hasard. Ces méthodes nécessitent des hypothèses sur la fonction à optimiser, telles que la continuité et la dérivabilité en tout point du domaine admissible. Ce sont en général des méthodes efficaces, peu coûteuses, mais qui nécessitent une configuration initiale (point de départ) pour résoudre le problème. Ce sont souvent des méthodes locales, c'est-à-dire qu'elles convergent vers l'optimum le plus proche du point de départ, qu'il soit local ou global.

### 5.2.1 - Méthode du gradient

Historiquement, les méthodes de gradient (MG) sont les plus anciennes [333]. Elles permettent de résoudre des problèmes non linéaires et sont basées sur une hypothèse forte sur la connaissance de la dérivée de la fonction objective en chacun des points de l'espace [333]. Cette méthode peut être classée en 2 catégories de premier ordre et de deuxième ordre. Le premier ordre basé sur une approximation linéaire en séries de Taylor avec initialisation de gradient. Par contre, le deuxième ordre basé sur l'approximation quadratique en séries de Taylor avec initialisation de gradient par l'utilisation de la matrice Hessienne.

Au départ de la solution, on choisit un point de départ  $x_0$  et on calcule le gradient  $\nabla f(x_0)$  en  $x_0$  comme le gradient indique la direction de plus grande augmentation de la fonction objective  $f$ , on se déplace d'une quantité  $\lambda_0$  dans le sens opposé au gradient et on définit le point  $x_1$ , avec :

$$x_1 = x_0 - \lambda_0 \frac{\nabla f(x_0)}{\|\nabla f(x_0)\|} \quad (5.1)$$

Cette procédure est répétée et engendre les points  $x_0, x_1, \dots, x_k$ . Ainsi, pas à pas, la distance entre le point d'indice  $k$  et l'optimum diminue [333]. Par la génération de l'équation (5.1), on peut écrire :

$$x_{k+1} = x_k - \lambda_k \frac{\nabla f(x_k)}{\|\nabla f(x_k)\|} \quad (5.2)$$

Où,  $\lambda_0$  est le déplacement à chaque itération. Si  $\lambda_k$  est fixé, on parle de la méthode du gradient à pas prédéterminé. L'inconvénient de cette procédure est que la convergence est très dépendante du choix du pas de déplacement. La convergence peut être très lente si le pas est mal choisi. L'intérêt principal de cette méthode est de pouvoir se généraliser aux cas de fonctions qui ne sont pas différentiables.

Ainsi, l'inconvénient de ces méthodes est que la convergence est ralentie pour certains types de fonctions, les déplacements successifs sont orthogonaux, donc, l'algorithme va être piégé si les vallées (s'il s'agit d'une minimisation) sont étroites. Dans le cas des fonctions non convexes, la méthode risque de converger vers un optimum local dépendant du point de départ choisi. Dans des régions plates ou raides, la convergence sera, fortement, ralentie [334].

### 5.2.2 - Méthode du gradient réduit

Pour résoudre un problème de programmation non linéaire, la première étape est de choisir une direction de recherche du processus itératif, déterminée par les dérivées partielles du premier ordre des équations (le gradient réduit). Ces méthodes sont souvent désignées sous le nom des méthodes de premier ordre. Ces méthodes souffrent en général de 2 inconvénients; l'un est que la convergence vers la solution est lente surtout dans les problèmes de grande dimension, et l'autre le risque d'avoir un optimum local [335].

### 5.2.3 - Méthode de Newton

La méthode de Newton (MN) est bien connue dans le secteur des systèmes de transmission [104] & [311]. C'est un algorithme standard de solution pour le problème de l'EPO depuis plusieurs décennies.

La méthode de Newton est un algorithme de solution très puissant en raison de sa convergence rapide près de la solution. Cette propriété est, particulièrement, utile pour des applications dans les systèmes d'alimentation.

La première étape pour résoudre le problème d'optimisation avec contraintes par la méthode de Newton est de changer le problème en problème d'optimisation sans contraintes. Ceci est réalisé en augmentant la fonction de Lagrange par les équations (5.1) - (5.3). La forme générique peut être écrite comme suit :

$$L(x, \lambda) = f(x) + \lambda' h(x) + \psi[g(x), \mu] \quad (5.3)$$

$\lambda$  et  $\mu$  sont, respectivement, les vecteurs des multiplicateurs de Lagrange pour les contraintes d'égalités et d'inégalités.  $g(x)$  inclut, seulement, les contraintes d'inégalités actives. Alors, le gradient et le Hessien du Lagrangien peuvent être définis.

Le vecteur gradient est constitué des premières dérivées partielles du Lagrangien par rapport au vecteur de correction  $z$ .  $\psi[g(x), \mu]$  est la fonction de pénalité pour les contraintes d'inégalités.

La solution de la fonction Lagrangienne de l'équation (5.3) peut être, efficacement, réalisée par la solution itérative. Les équations linéaires du système sont données par [104] :

$$[W] \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \nabla x \\ \nabla \lambda \end{bmatrix} \quad (5.4)$$

Le système de l'équation (4.4) est exprimé par :

$$W \Delta z = -g \quad (5.5)$$

$$W = \begin{bmatrix} H & J' \\ J & 0 \end{bmatrix} \quad (5.6)$$

$$\Delta z = [\Delta x \quad \Delta \lambda]^t \quad (5.7)$$

$$g = [\nabla x \quad \nabla \lambda]^t \quad (5.8)$$

La matrice  $W$  peut contenir des deuxièmes dérivées partielles de la fonction de Lagrange  $L(x, \lambda)$  par rapport aux variables d'état  $x$  et aux multiplicateurs de Lagrange  $\lambda$  et le vecteur du gradient  $g$  est  $\nabla L(x, \lambda)$ .

Les éléments du Hessien et du Jacobien sont :

$$H = \frac{\partial^2 L(x, \lambda)}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 f(x)}{\partial x^2} + \left[ \frac{\partial^2 h(x)}{\partial x^2} \right]^t \lambda \quad (5.9)$$

$$J = \frac{\partial^2 L(x, \lambda)}{\partial x \partial \lambda} = \frac{\partial h(x)}{\partial x} \quad (5.10)$$

En général, les conditions pour l'optimalité globale  $(x^{opt}, \lambda^{opt})$  peuvent être vérifiées en évaluant les éléments positifs de la matrice  $W$ . Cependant, il est trop cher pour les problèmes à grande échelle (la matrice  $W$  est définie positive) [11] & [311].

Pour les problèmes d'optimisation générale, la solution doit satisfaire un certain nombre de contraintes d'égalités et d'inégalités. Les contraintes d'inégalités sont rendues actives en les transformant en contraintes d'égalités. Par conséquent, le problème d'optimisation est de trouver l'optimum d'une fonction à un ensemble des contraintes d'égalités.

L'ensemble des contraintes d'égalités inclus dans la fonction de Lagrange à n'importe quelle étape du processus itérative s'appelle l'ensemble actif. L'ensemble des contraintes d'inégalités actif quand l'optimum est atteint s'appelle l'ensemble effectif. La solution optimale n'exige, nécessairement, pas toutes les contraintes d'inégalités. Les inégalités sont changées en égalités et incluses dans l'ensemble actif. Le problème est, alors, de réduire au minimum la fonction Lagrangienne pour renouveler l'ensemble actif.

La méthode de Newton présente des inconvénients bien connus :

- ✓ L'algorithme n'est pas, globalement, convergent.
- ✓ L'algorithme n'est pas défini aux points  $x$  ou  $\nabla^2 f(x_k)$  est singulière.
- ✓ Si la fonction  $F$  n'est pas, strictement convexe, l'algorithme ne génère pas, nécessairement, des directions de descente de la fonction  $F$ .

Dans la littérature, divers modifications de la méthode Newton ont été, faites de manière à améliorer ses aspects défavorables [17] & [336].

#### 5.2.4 - Méthodes de quasi-Newton

Les méthodes de type quasi-Newton (MQN) sont alors, proposées comme alternatives qui évitent les inconvénients de la méthode Newton par l'utilisation des informations de la fonction objective  $f(x)$ , ces dérivées premières et le vecteur de contrôle  $x$  pour faire une approximation à la matrice  $H$  toujours définie positive en commençant par l'initialisation d'une matrice initiale  $H_0$  définie positive puis on utilise une technique de mise à jour appropriée [18] & [335]-[336]. Durant le processus itératif, les itérés sont, donc, générés par la récurrence :

$$x_{k+1} = x_k + \alpha_k \cdot d_k \quad (5.11)$$

Où,  $d_k$  est une direction de descente et le pas  $\alpha_k > 0$  est déterminé par une recherche linéaire de manière à satisfaire les 2 inégalités suivantes appelées conditions de Wolf:

$$f(x_k + \alpha_k \cdot d_k) \leq f(x_k) + w_1 \alpha_k (\nabla f(x_k), d_k) \quad (5.12)$$

$$(\nabla f(x_k + \alpha_k \cdot d_k), d_k) \geq w_2 \alpha_k (\nabla f(x_k), d_k) \quad (5.13)$$

Où, les constantes  $w_1$  et  $w_2$  sont choisies telles que :  $0 < w_1 < w_2 < 1$ .

La première inégalité est la condition de décroissance, tandis que le rôle de la deuxième est d'empêcher le pas d'être trop petit. Dans les méthodes de type quasi-Newton,  $d_k$  est de la forme :

$$d_k = -M_k^{-1} \nabla f(x_k) \quad (5.14)$$

La matrice  $M_k$  n'est pas égale à  $\nabla^2 f(x_k)$  mais générée par des formules qui cherchent à ce que  $M_k$  soit proche de  $\nabla^2 f(x_k)$ . On parle de *formules de mise-à-jour*. Celles-ci n'utilisent que les dérivées premières de la fonction  $f$ .

La mise à jour de la matrice Hessienne est réalisé par l'utilisation de la formule proposée par Broyden, Fletcher, Goldfarb, et Shanno 1970 [336], il faut, que la matrice  $M_k$  de l'itération  $k$  soit connue, symétrique et définie positive et que  $q_k = \nabla f(x_{k+1}) - \nabla f(x_k) \neq 0$ .

$$M_{k+1} = M_k + \frac{q_k q_k^T}{q_k^T \Delta x_k} + \frac{M_k^T \Delta x_k^T \Delta x_k M_k}{\Delta x_k^T M_k \Delta x_k} \quad \text{Avec} \quad \Delta x_k = x_{k+1} - x_k \quad (5.15)$$

### 5.2.5 - Programmation dynamique

La programmation dynamique (PD) est une technique classique de conception d'algorithmes pour résoudre des problèmes en temps polynomial. L'idée générale est de résoudre un problème par l'utilisation des solutions des sous problèmes, précédemment, résolus. Pour ce faire, la programmation dynamique applique une approche dite «du bas vers le haut», c'est-à-dire qu'on commence par résoudre les sous problèmes les plus petits et donc, les plus faciles, pour ensuite résoudre des problèmes de plus en plus grands, jusqu'à, finalement, déterminer une solution du problème initial. Bien souvent, comme la programmation dynamique nécessite de stocker les solutions de tous les sous problèmes résolus, il est, également, nécessaire de disposer d'un espace exponentiel [335].

### 5.2.6 - Méthode de programmation linéaire

Pendant de nombreuses années, la programmation linéaire (PL) a été reconnue comme une technique très fiable, efficace et robuste pour la résolution d'un ensemble important de problèmes d'optimisation. La caractéristique essentielle d'un programme linéaire est que la fonction objective et toutes les contraintes sont des fonctions linéaires des variables de décision. Par conséquent, dans la notation matrice-vecteur, un problème de programmation linéaire s'énonce ainsi :

$$\min c^T x \quad (5.16)$$

Sujet à

$$Ax = b \quad (5.17)$$

$$Dx \leq e \quad (5.18)$$

$$x \geq 0 \quad (5.19)$$

Où,  $y$  est un vecteur colonne de dimension  $n$  des variables de décision,  $c$  est un vecteur colonne de dimension  $n$ ,  $A$  est une matrice de dimension  $m \times n$ .  $D$  est une matrice de dimension  $r \times n$ ,  $b$  est un vecteur colonne de dimension  $m$  et  $e$  est un vecteur colonne de dimension  $r$ .

La méthode du simplexe, introduite par Dantzig en 1947 est, probablement, l'algorithme le plus célèbre en optimisation, conçu pour résoudre les problèmes d'optimisation linéaire. L'idée de l'algorithme consiste à partir d'un sommet quelconque de l'espace de solution réalisable et d'aller à chaque itération à un sommet adjacent s'il est possible d'en trouver un meilleur pour la fonction objective. S'il n'y pas d'amélioration de l'objectif, l'algorithme s'arrête en concluant que le sommet courant est optimal [337].

L'application de la méthode de programmation linéaire pour résoudre le problème de l'EPO suggère la linéarisation de celui-ci. En effet, le problème non linéaire original est résolu à travers une succession d'approximations linéaires, formulées par

$$\min f'(x^{(0)} + \Delta x, u^{(0)} + \Delta u) \quad (5.20)$$

Sujet à

$$g'(x^{(0)} + \Delta x, u^{(0)} + \Delta u) = 0 \quad (5.21)$$

$$h'(x^{(0)} + \Delta x, u^{(0)} + \Delta u) \leq 0 \quad (5.22)$$

$$x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \quad (5.23)$$

$$x^{\min} \leq x \leq x^{\max} \quad (5.24)$$

Où,  $x^{(0)}$  et  $u^{(0)}$  sont les valeurs initiales de  $x$  et  $u$ , respectivement.  $\Delta x$  et  $\Delta u$  sont les incréments (corrections) de  $x$  et  $u$ , respectivement.  $f'$  est l'approximation linéaire de la fonction objective originale.  $g'$  et  $h'$  sont les approximations linéaires des contraintes non linéaires originales.

### 5.2.7 - Programmation linéaire successive

Suivant sa rapidité de convergence et sa flexibilité, la méthode de la programmation linéaire successive (PLS) est, largement, utilisée pour l'optimisation non linéaire. Le principe de cette méthode est de faire une linéarisation sur la fonction objective autour d'un point initial, qui représente la solution initiale. Le problème est alors réécrit comme suit [335] :

$$\text{Minimiser : } \Delta f(x, u) = \left( \frac{\partial f}{\partial x} \right)^T \Delta x + \left( \frac{\partial f}{\partial u} \right)^T \Delta u \quad (5.25)$$

Sous les conditions :

$$\left( \frac{\partial g}{\partial x} \right)^T \Delta x + \left( \frac{\partial g}{\partial u} \right)^T \Delta u = -g(x_0, u_0) \quad (5.26)$$

$$\left( \frac{\partial h}{\partial x} \right)^T \Delta x + \left( \frac{\partial h}{\partial u} \right)^T \Delta u \leq -h(x, u) \quad (5.27)$$

Pour que la linéarisation soit exacte, les accroissements  $\Delta x$  et  $\Delta u$  doivent varier dans un intervalle petit :

$$-\delta \leq \Delta x \leq \delta \quad (5.28)$$

$$-\delta \leq \Delta u \leq \delta \quad (5.29)$$

Où,  $\delta$  est un vecteur des petites valeurs, représentant les bornes de la linéarisation. Les variables de contrôle et les variables d'état restent entre leurs limites inférieures et supérieures. Donc, les conditions suivantes doivent satisfaire :

$$\max(x^{\min} - x_0 - \delta) \leq \Delta x \leq \min(x^{\max} - x_0 - \delta) \quad (5.30)$$

$$\max(u^{\min} - u_0 - \delta) \leq \Delta u \leq \min(u^{\max} - u_0 - \delta) \quad (5.31)$$

Les sous problèmes linéaires donnés par les formulations (5.25)-(5.27) est un problème de programmation linéaire classique. Afin de réduire la taille du sous problème de programmation linéaire, on peut faire une transformation afin de l'exprimer en fonction de l'accroissement des variables de contrôle

$\Delta u$  Pour cela et à partir des contraintes d'égalités qui ne sont que les équations linéaires de l'écoulement de puissance découplée, on tire la relation donnant  $\Delta x$  en fonction de  $\Delta u$  et qui sera ensuite remplacée dans les contraintes d'inégalités. Ainsi, le problème sera exprimé en fonction de la variable de contrôle  $\Delta u$ . La résolution du sous problème de programmation linéaire par la méthode du simplexe, nous donne le vecteur  $\Delta u$ , qui sera ajouté au vecteur initial  $u_0$  pour avoir un nouveau vecteur mis à jour  $u$  donné par :

$$u = u_0 + \Delta u \quad (5.32)$$

Pour l'étude de l'EPO, les variables d'état  $x$ , sont calculées en utilisant l'algorithme de l'EP de Newton-Raphson en fonction de nouveau vecteur de contrôle  $u$ . Le processus de la programmation linéaire successive (SLP) est répété, jusqu'à ce que les accroissements  $\Delta x$  et  $\Delta u$  soient inférieurs à une certaine tolérance  $\varepsilon$ .

### 5.2.8 - Méthode du point intérieur

Une caractéristique intéressante de la méthode du point intérieur (MPI) est leur faculté à traiter les inégalités non linéaires sans recourir à une identification de l'ensemble des contraintes actives, comme dans la méthode de Newton.

L'expérience des chercheurs a montré que cette technique est, efficace pour les problèmes de grande taille comme le problème de l'EPO et la répartition de la puissance réactive et contrôle des tensions. Cependant, si le pas n'est pas, correctement, choisi, le sous problème linéaire peut avoir une solution non réalisable dans le domaine non linéaire original. En plus, cette méthode présente une sensibilité aux conditions initiales et dans la plupart des cas, elle est incapable de résoudre les problèmes, fortement, non linéaires [336].

### 5.2.9 - Programmation quadratique

La technique de programmation quadratique (PQ) est une classe spéciale de la programmation non linéaire où, la fonction objective est une approximation quadratique avec des contraintes linéaires. Ces techniques utilisent les dérivées du deuxième ordre pour améliorer la vitesse de convergence ainsi, que la procédure quasi-Newtonienne, ou une approximation du Hessien est faite. Cependant, dans les méthodes quasi-Newtoniennes la matrice Hessienne réduite construite, itérativement, est une matrice pleine, ce qui peut rendre ces méthodes trop lentes si le nombre de variables est important [337].

### 5.2.10 - Programmation quadratique successive

Les méthodes de programmation quadratique successive (PQS) ou (SQP), également, connues sous le nom de programmation séquentielle, ou programmation quadratique récursive, utilisent la méthode de Newton (ou les méthodes quasi-Newtoniennes) pour résoudre, directement, les conditions de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) pour le problème primaire. Le principe de la méthode PSQ repose sur une reformulation itérative du problème non linéaire en un problème de programmation quadratique (QP), au moyen d'une approximation quadratique du Lagrangien de la fonction objective et d'une linéarisation des contraintes. Le problème QP résiduel est ensuite résolu, pour chaque itération [335]. La matrice Hessien du problème au point  $y_k$  est donnée par l'expression suivante :

$$\nabla^2 L(y_k) = \nabla^2 f(y_k) + \sum_{i=1}^p \lambda_{ki} \nabla^2 g_i(y_k) \quad (5.33)$$

Où,  $\lambda_k$  est le multiplicateur de Lagrange. Le sous problème (QP) de minimisation quadratique est formulé, mathématiquement, comme suit [335]:

$$f(y_k) + \Delta f(y_k)^T S + \frac{1}{2} S^T \nabla^2 L(y_k) \quad (5.34)$$

$$g_i(y_k) = \nabla g(y_k)^T S = 0 \quad (5.35)$$

Avec  $S$  est la direction de la descente. Une bonne précision sur les gradients est nécessaire, car ils déterminent la direction de descente et ils interviennent dans les conditions d'arrêt de l'algorithme SQP présenté par les étapes suivantes :

**Etape 1** - Initialisation du problème. La matrice Hessienne initialisée par la matrice identité.

**Etape 2** - Évaluation de la fonction objective et des contraintes.

**Etape 3** - Évaluation des gradients de la fonction objective et des contraintes.

**Etape 4** - Résolution du sous-problème quadratique.

**Etape 5** - Vérification des conditions d'arrêt ; si vérifiées : une solution est trouvée, sinon

a. Estimation de la matrice Hessienne.

b. Estimation des paramètres de Lagrange et de Kuhn-Tucker.

c. Estimation de la direction de descente  $S^k$ .

d. Estimation de la longueur du pas  $\alpha^k$ .

e. Calcul du nouveau point  $y^{k+1} = y^k + \alpha^k S^k$

**Etape 6** - Retour à l'évaluation de la fonction objective et des contraintes étape 2.

### 5.2.11 - Méthode du Simplex

Cette méthode a été mise au point par Dantzig en 1947 et permet de résoudre des problèmes avec autant de variables et de contraintes qu'on veut à l'aide de l'ordinateur.

La méthode du Simplex (MS) est une procédure répétée qui consiste à se déplacer d'un sommet à un autre adjacent de l'ensemble convexe ayant une plus petite valeur de la fonction objective. Un sommet est identique à une solution fondamentale comprenant une base  $x_1, x_2, \dots, x_k \neq 0$  et des variables  $x$  égales à zéro. Ainsi, dans l'ensemble des  $x$ , on a :

$$\underbrace{\underbrace{x_1, x_2, \dots, x_{k-1}, x_k}_{x_i \neq 0} \underbrace{x_{k+1}, \dots, x_n}_{x_i = 0}}_{\text{Sommet}} \quad (5.36)$$

Le déplacement d'un sommet à un autre adjacent s'opère en substituant une variable égale à zéro à une variable de la base et en mettant la variable sortie de la base égale à zéro. Autrement, dit à chaque déplacement de sommet correspondant à la transformation de la méthode simplex, on change une et une seule variable de la base [10].

La forme canonique d'un groupe de variables est un système d'équations dans lequel pour chaque  $i$ , la  $i^{\text{ème}}$  variable de base apparaît avec un coefficient unitaire dans la  $i^{\text{ème}}$  équation et nul partout. Elle est, généralement, obtenue par l'utilisation d'une méthode d'élimination (Gauss, Gauss-Seidel, ..., etc.) ou par la phase I du Simplex.

## 5.3 - DEVELOPPEMENT DE LA METHODE DU POINT INTERIEUR

### 5.3.1 - Programmation mathématique

La programmation mathématique, branche de l'optimisation, s'occupe de la minimisation (maximisation) sous contraintes d'une fonction à plusieurs variables, schéma très général s'appliquant à de nombreuses situations pratiques dans beaucoup de domaines (minimisation des coûts, des pertes, de

durées, ..., etc.). Dans le cas d'une fonction et de contraintes linéaires (programmation linéaire), on dispose d'une méthode de résolution efficace: l'algorithme du simplexe, découvert par Dantzig en 1947 [338]-[339].

La programmation mathématique, et plus particulièrement l'optimisation vise à résoudre des problèmes où on cherche à déterminer parmi un grand nombre de solutions candidates celle qui donne le meilleur rendement. Plus précisément, on cherche à trouver une solution satisfaisant un ensemble de contraintes qui minimise ou maximise une fonction donnée. L'application de la programmation mathématique est en expansion croissante et se retrouve dans plusieurs domaines [338].

Après la deuxième guerre mondiale, la méthode du simplexe s'est imposée comme la seule méthode efficace pour la résolution des programmes linéaires (PL). L'apparition de l'algorithme de Karmarkar en 1984 [340] a permis le développement des méthodes de points intérieurs qui se sont révélées comme une véritable alternative à la méthode du simplexe [341].

Les méthodes de points intérieurs partent d'un point intérieur appartenant au domaine des solutions réalisables, puis au moyen d'une stratégie fixée (trajectoire centrale,...) déterminent une valeur approchée de la solution optimale. Les avantages de ces méthodes par rapport à la méthode du simplexe sont nombreux, on cite par exemple la complexité polynomiale [341].

### 5.3.2 - Méthode du point intérieur linéaire

Les méthodes de points intérieur sont capté l'attention des chercheurs depuis 1984, quand Karmarkar a introduit un nouvel algorithme pour résoudre les problèmes de programmation linéaire. L'algorithme de Karmarkar adopte une approche qui est complètement, différente de celle du simplexe. En effet, au lieu de chercher la solution optimale en se déplaçant d'un sommet à un autre de la région faisable, la méthode de Karmarkar suit un chemin à travers l'intérieur de la région réalisable. Karmarkar a démontré que pour des problèmes de grande taille, sa méthode était 50 fois plus rapide que celle du simplexe de Dantzig [337].

Durant la MS, une question pertinente qui s'affichait à l'ordre du jour, était celle de la complexité arithmétique des algorithmes pour la PL. La source du problème était, bien évidemment, l'algorithme du simplexe :

- ✓ Non efficace en théorie car de complexité exponentielle (exprimée par le nombre total des sommets qu'il doit visiter éventuellement).
- ✓ Efficacité pratique de par ses performances numériques.

L'idée ingénieuse de partir de l'intérieur de la région admissible fut proposée par plusieurs chercheurs dans le but de construire des algorithmes ayant un nombre d'itérations indépendant des sommets. En général, les méthodes de l'époque avant Karmarkar possèdent de bonnes propriétés théoriques néanmoins leur comportement numérique s'est avéré non satisfaisant. Ceci a conduit à une période de relâche qui a duré plusieurs années. Les MPI remontent au sommet de la recherche avec des techniques nouvelles et ce depuis l'apparition de l'algorithme de Karmarkar en 1984 [342].

#### 1 - Méthode de Karmarkar

L'algorithme de Karmarkar est une méthode projective avec potentiel (ou fonction mérite). Cet algorithme est semblable à la méthode affine primale. Elle diffère par la transformation utilisée, projective plutôt qu'affine, ainsi que par l'utilisation d'une fonction potentiel qui permet de montrer la convergence polynomiale [343].

L'idée de base de la méthode de Karmarkar est d'utiliser des fonctions barrières pour décrire l'ensemble des solutions qui est convexe par définition du problème. L'expérience indique que la méthode de points intérieurs est l'algorithme le plus adapté lors qu'il s'agit de résoudre des problèmes d'optimisation de grande taille comme ceux de l'EPO.

La technique posée de Karmarkar pour traiter les problèmes linéaires est soumise sous la forme suivante : On considère le programme linéaire suivant :

$$\min c^t x = z^* = 0 \quad Ax = 0 \quad \& \quad x \in S: \{x \in \mathbb{R}^n / e_n^t x = 1, x \geq 0\} \quad (5.37)$$



Avec  $c \in \mathbb{R}^n$ ,  $A$  est une matrice de dimension  $m \times n$  et  $e_n^t = [1, \dots, 1] \in \mathbb{R}^n$ . Comme solution analytique initiale  $x_0$ , dite le centre de Simplexe, est donnée par la relation suivante :

$$x^0 = \frac{e_n}{n} \tag{5.38}$$

Par la relation de Karmarkar  $e_n^t x = 1$ , il est facile de ramener le problème de la forme standard (5.16) à la forme de Karmarkar (5.38) :

$$\begin{aligned} Ax = b &\Rightarrow Ax = b(e_n^t x) \\ &(A - b e_n^t x)x = 0 \end{aligned} \tag{5.39}$$

$$\begin{aligned} c^t x = z^* &\Rightarrow c^t x = z^*(e_n^t x) \\ &(c^t - z^* e_n^t)x = 0 \end{aligned} \tag{5.40}$$

Alors le problème (5.16) sera soumis sous la forme suivante :

$$\tilde{c}x = 0 \quad \tilde{A}x = 0 \quad e_n^t x = 1 \quad \text{avec} \quad x \geq 0 \tag{5.41}$$

**a - Principe**

Le principe de l'algorithme de Karmarkar est de construire une suite de points intérieurs qui converge vers la solution optimale. Pour tendre l'objectif  $c^t x$  à 0 on le projette par la projection  $\rho_k$  et on le minimise. A chaque itération, Karmarkar utilise une transformation projective  $T_k$  :

$$T_k : S \rightarrow S$$

$$x \rightarrow y = T^k(x) \quad \text{avec} \quad T_k(x) = \frac{D_k^{-1}x}{e_n^t D_k^{-1}x} \tag{5.42}$$

La transformation inverse :

$$T_k^{-1} : S \rightarrow S$$

$$y \rightarrow x = T_k^{-1}(y) \quad \text{avec} \quad T_k^{-1}(y) = \frac{D_k y}{e_n^t D_k y} \tag{5.43}$$

Où,  $D_k$  est la matrice diagonale de  $x$ .

**b - Algorithme**

✓ Initialisation :  $k = 0$  &  $x^0 = \frac{e_n}{n}$

✓ Si  $c^t x > \varepsilon$

**Etape 1** : Construction de la matrice  $A_k$

$$D_k = \text{diag}(x_k) \quad \& \quad A_k = A D_k \tag{5.44}$$

**Etape 2** : Calcul de la projection  $\rho_k$

$$\rho_k = \left[ I - A_k^t (A_k A_k^t)^{-1} A_k - \frac{1}{n} e_n e_n^t \right] D_k c \quad (5.45)$$

**Etape 3** : Normalisation de la projection  $\rho_k$

$$d^k = \frac{\rho_k}{\|\rho_k\|} \quad (5.46)$$

**Etape 4** : Calcul de l'itéré  $y^k$

$$r = \frac{1}{\sqrt{n(n-1)}} \quad \& \quad y^k = \frac{e_n}{n} - \alpha r d^k \quad \text{avec} \quad 0 < \alpha < 1 \quad (5.47)$$

Où,  $\alpha$  est le pas de déplacement.

**Etape 5** : Revenir au problème initial

$$x^{k+1} = T_k^{-1}(y^k) \quad \& \quad k = k + 1 \quad (5.48)$$

✓ Sinon  $c^t x < \varepsilon$  : La solution optimale est  $x^{k+1}$ .

La performance de l'algorithme (vitesse de convergence) dépend de la technique de détermination du pas de déplacement  $\alpha$  (fixe ou variable déduit par la recherche linéaire) et de la technique du calcul de la projection  $\rho_k$  (qui est responsable d'un calcul coûteux). D'autre part, le choix de la solution initiale est important pour, mieux et rapidement, réaliser la convergence (exemple, méthode de Ye-Lustig).

## 2 - Algorithme de Ye-Lustig

Souvent  $z^*$  n'est pas connu d'avance. Plusieurs techniques ont été proposés de relaxer l'algorithme de Karmakar comme celle de Ye-Lustig qui tient de borner  $z^*$ , supérieurement, ( $z^* \leq c^t x$ ). Leur algorithme est représenté comme suit :

✓ Initialisation :  $k = 0$  &  $x^0 > 0$

✓ Si  $\frac{\|d_k\|}{\|c^t x^0\|} > \varepsilon$  :

**Etape 1** : Construction de la matrice  $A_k$

$$D_k = \text{diag}(x_k) \quad \& \quad A_k = [A D_k, -b] \quad (5.49)$$

**Etape 2** : Calcul de la projection  $\rho_k$

$$p_k = \left[ I - A_k^t (A_k A_k^t)^{-1} A_k^t - \frac{1}{n} e_n e_n^t \right] (D_k c, -c^t x^k)^t \quad (5.50)$$

**Etape 3** : Normalisation de  $\rho_k$

$$d^k = \frac{\rho_k}{\|\rho_k\|} \tag{5.51}$$

**Etape 4 :** Calculer l'itéré suivant

$$y_{n+1}^k = \frac{e_{n+1}}{n+1} - \alpha r d^k \quad \text{avec} \quad \alpha \text{ le pas de déplacement} \tag{5.52}$$

**Etape 5 :** Revenir au problème initial par  $T_k - 1$

$$x^{k+1} = T_k^{-1}(y^k) = \frac{D_k y^k [n]}{y_{n+1}^k} \quad \& \quad k = k + 1 \tag{5.53}$$

### 5.3.3 - Principales méthodes des MPI

Conjointement, aux méthodes décrites précédemment, il existe actuellement, des méthodes de points intérieurs pour la résolution d'un problème d'optimisation convexe. Ce sont des extensions des méthodes développées pour la programmation linéaire (affines, projectives et de trajectoire centrale). Les problèmes d'initialisation, le coût de l'itération et le choix de la direction de descente deviennent plus pesants. On distingue 3 classes fondamentales de méthodes de points intérieurs à savoir [338] :

#### 1 - Méthodes Affines

Il s'agit, pratiquement, de l'algorithme de Karmarkar sans fonction potentiel et sans transformation projective, on utilise une transformation affine et on remplace la contrainte de non négativité par un ellipsoïde qui contient le nouveau itéré. L'algorithme est d'une structure simple, malheureusement, il n'est pas facile de démontrer la polynômialité [338].

#### 2 - Méthodes de réduction du potentiel

La fonction potentielle joue un grand rôle dans le développement des méthodes de points intérieurs. L'algorithme de Karmarkar appliqué au programme linéaire sous forme standard utilise une fonction potentielle de la forme :

$$(n+1)\log(C^T x - z) - \sum_{i=1}^n x_i \tag{5.54}$$

Où,  $z$  est une borne inférieure de la valeur optimale de l'objectif. Karmarkar prouve la convergence et la polynômialité de son algorithme par monter que cette fonction est réduite à chaque itération par au moins une constante. Depuis 1987, les chercheurs introduisent des fonctions du potentiel de type primales-duales définie par :

$$\phi_p(x, s) = \rho \log(x^t s) - \sum_{i=1}^n (x_i s_i) \quad \text{pour} \quad \rho > n \tag{5.55}$$

Cette fonction a joué un rôle très important dans le développement des algorithmes de réduction du potentiel. Les algorithmes correspondants à ces méthodes possèdent une complexité polynômiale, ils nécessitent  $O(\sqrt{n} |\log \varepsilon|)$  itérations pour réduire le saut de dualité.

#### 3 - Méthodes de la trajectoire centrale

Elles sont introduites à la même époque que les méthodes de réduction du potentiel et pleinement développées au début des années 90. Elles possèdent de bonnes propriétés théoriques : une complexité polynômiale et une convergence super linéaire. Ces qualités de confort placent cette classe de méthodes

au centre de l'intérêt primordial des chercheurs pour résoudre, effectivement, des programmes mathématiques contraints.

La trajectoire centrale du problème (5.16) est définie à partir de la version barrière paramétrée [342]:

$$\text{Min} \left\{ c^t x - \mu \sum_{j=1}^n \log(x_j) \right\} \quad \text{avec} \quad Ax = b \quad \& \quad x > 0, \mu > 0 \quad (5.56)$$

Ce problème étant convexe différentiable, à contraintes linéaires (donc qualifiées partout), les conditions nécessaires et suffisantes d'optimalité au sens de KKT s'écrivent (à un changement de variable près) :

$$Z = \mu x^{-1} e \quad (5.57)$$

$$x^{-1} = \text{diag} \left( \frac{1}{x_i} \right) \quad (5.58)$$

$$\begin{aligned} Ax = b & \quad \text{avec} \quad x > 0 \\ A^T y + s = c & \quad \text{avec} \quad s > 0 \quad \& \quad XZe - \mu e = 0 \end{aligned} \quad (5.59)$$

$$x = \text{diag}(x_i) \quad \& \quad Z = \text{diag}(s_i) \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n \quad (5.60)$$

En désignant par  $x(\mu)$ ,  $y(\mu)$  et  $s(\mu)$ , la solution de (5.59) pour  $\mu > 0$  donné, l'ensemble :

$$\Gamma = \left\{ (x(\mu), y(\mu), s(\mu)) \mid \mu > 0 \right\} \quad (5.61)$$

Où,  $\Gamma$  appeler la trajectoire centrale du problème.

La stratégie des méthodes de la trajectoire centrale est de chercher des solutions approchées pour le système non linéaire (5.59), suivant la trajectoire centrale, c'est-à-dire, en formant une suite décroissante du saut de dualité ou d'une manière équivalente du paramètre  $\mu$  qui tend vers 0 à la limite. A ce propos, on peut envisager un bon nombre de méthodes pour résoudre, approximativement, le système (5.59) dont, évidemment, celle de Newton.

Pour mesurer la qualité de la solution trouvée, on introduit la notion du facteur de centralisation ou de proximité défini par :

$$\delta(x, s, \mu) = \left\| \frac{S^T x}{\mu} - 1 \right\| \quad (5.62)$$

La trajectoire centrale est, alors, l'ensemble des points réalisables  $(x, s)$  de proximité nulle pour un certain  $\mu$ .

Les algorithmes de la trajectoire centrale restreintes les itérés à un voisinage du chemin central, ce dernier est un arc de points, strictement, réalisables. Plusieurs chercheurs essaient de généraliser le principe de ces méthodes pour la programmation non linéaire.

### 5.3.4 - Méthode générale de point intérieur

Une méthode de points intérieurs itère sur des points, strictement, intérieurs et converge à la limite vers une solution du problème. Comme les itérés (en  $x$  et  $s$ ) sont, strictement, positifs (violant la condition de complémentarité d'un programme linéaire), aucun itéré ne peut être la solution du problème. Pour conserver une complexité polynomiale, il est donc nécessaire dans une première étape de calculer une

solution dont la valeur est proche de la valeur optimale, et dans une seconde étape, d'arrondir cette solution par une procédure finie pour obtenir la solution optimale [343].

Considérons le programme linéaire de la forme suivante :

$$\min c^T x \quad (5.63)$$

Sujet aux contraintes d'égalités et d'inégalités :

$$Ax = b \quad \& \quad g(x) \leq 0 \quad (5.64)$$

Où,  $c, x \in \mathbb{R}^n$ ,  $b \in \mathbb{R}^p$ ,  $A \in \mathbb{R}^{p \times n}$  est une matrice,  $g = (g_1, \dots, g_n)$  est une fonction vectorielle. Sous forme canonique le problème devient :

$$\min c^T x \quad (5.65)$$

Sujet aux contraintes d'égalités et d'inégalités :

$$Ax = b \quad \& \quad g(x) + s = 0 \quad (5.66)$$

Où,  $s \in \mathbb{R}^p$  est le vecteur dont les composantes sont les variables d'écart associées à chacune des contraintes d'inégalités.

### 1 - Principe de fonctionnement

L'idée de base est de ne pas résoudre, directement, le problème d'optimisation précédent, mais de résoudre une série de problèmes approchés. Chacun de ces problèmes approchés est de la forme suivante :

$$\min c^T x - \mu \sum_{i=1}^q \ln(s_i) \quad (5.67)$$

Sujet aux contraintes d'égalités et d'inégalités :

$$Ax = b \quad \& \quad g(x) + s = 0 \quad (5.68)$$

Où,  $\mu \in \mathbb{R}_+^*$  est un scalaire positif appelé paramètre barrière qui décroît à la valeur zéro, suivant que le nombre des itérations augmente. L'introduction de la fonction barrière  $\sum_{i=1}^q \ln(s_i)$  dans la fonction objective oblige la solution du problème (5.68) à se trouver à l'intérieur du domaine des solutions réalisable.

Les contraintes étant linéaires et convexes, elles sont qualifiées, alors, le système (5.68) admet une solution si et seulement si les conditions de KKT sont satisfaites :

$$\begin{aligned} c + A^T \lambda_n + \left( \frac{\partial g}{\partial x} \right)^T \lambda_g &= 0 \\ Ax - b &= 0 \\ g(x) + s &= 0 \quad \& \quad Y S e = \mu e \end{aligned} \quad (5.69)$$

Où,  $\lambda_h \in \mathbb{R}^p$ ,  $\lambda_g \in \mathbb{R}^q$ ,  $e = [1, \dots, 1]^T \in \mathbb{R}^q$ .  $Y$  et  $S$  sont les matrices diagonales associées, respectivement, à  $\lambda_g$  et  $s$ . Lorsque  $\mu$  tend vers 0, les équations (5.68) tendent à devenir les équations de KKT. D'où, l'idée de résoudre une suite finie de ces problèmes, avec des valeurs de  $\mu$  tendant vers 0 de façon à obtenir une approximation de la solution originelle.

Soit  $(x(\mu), \lambda_h(\mu), \lambda_g(\mu), s(\mu))$  la solution exacte du système (5.68). Où, l'ensemble  $\{(x(\mu), \lambda_h(\mu), \lambda_g(\mu), s(\mu)) \mid \mu > 0\}$  est appelé le chemin central du problème. On pose :

$$c + A^T \lambda_h + \left( \frac{\partial g}{\partial x} \right)^T \lambda_g = F_d(x, \lambda_h, \lambda_g, s)$$

$$Ax - b = F_p(x, \lambda_h, \lambda_g, s) \quad (5.70)$$

$$g(x) + s = F_q(x, \lambda_h, \lambda_g, s)$$

$$YSe - \mu e = F_c(x, \lambda_h, \lambda_g, s)$$

Les conditions KKT s'expriment sous la forme  $f(x, \lambda_h, \lambda_g, s) = 0$ . C'est la méthode de Newton qui est la plus, couramment, utilisée pour résoudre ce type de système non linéaire. Où la direction de recherche s'exprime par  $dz = (dx, d\lambda_h, d\lambda_g, ds)$  dont  $z' = z + dz$  de l'équation suivante :

$$z' = z - z' = z - \left[ \frac{dF(z)}{dz} \right]^{-1} F(z) \quad (5.71)$$

$\frac{dF(z)}{dz}$  est la matrice Jacobien de  $F$  en  $z$ , est égale à :

$$\begin{bmatrix} \sum_i^q \lambda_{gi} \frac{\partial^2 g_i}{\partial^2 x} & A^T & \left( \frac{\partial g}{\partial x} \right)^T & 0 \\ A & 0 & 0 & 0 \\ \left( \frac{\partial g}{\partial x} \right) & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & S & Y \end{bmatrix} \quad (5.72)$$

On pose  $H_0 = \sum_i^q \lambda_{gi} \frac{\partial^2 g_i}{\partial^2 x}$  est la matrice diagonale de  $e$ . Alors le problème devient :

$$\begin{bmatrix} H_0 & A^T & \left( \frac{\partial g}{\partial x} \right)^T & 0 \\ A & 0 & 0 & 0 \\ \left( \frac{\partial g}{\partial x} \right) & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & S & Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} dx \\ d\lambda_h \\ d\lambda_g \\ ds \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_d(x, \lambda_h, \lambda_g, s) \\ F_p(x, \lambda_h, \lambda_g, s) \\ F_q(x, \lambda_h, \lambda_g, s) \\ F_c(x, \lambda_h, \lambda_g, s) \end{bmatrix} \quad (5.73)$$

Pour lancer l'algorithme, on choisit un point initial  $(x, \lambda_h, \lambda_g, s)$  intérieur à l'octant des variables positives  $s$  et  $\lambda_g$ .

## 2 - Conditions d'optimalité de Karush, Kuhn et Tucker

Les conditions d'optimalité sont des équations, des inéquations ou des propriétés qui vérifient les solutions du problème d'optimisation (conditions nécessaires) ou qui assurent à un point d'être solution de ce problème (conditions suffisantes). Ces conditions sont utiles pour :

- ✓ Vérifier l'optimalité éventuelle d'un point  $x$ , voir si c'est un minimum ou un maximum ;
- ✓ Calculer les solutions du problème d'optimisation ;
- ✓ Mettre en œuvre des méthodes numériques permettant de résoudre le problème ;
- ✓ Définir des tests d'arrêt des itérations dans les algorithmes de résolution du problème.

On parlera de conditions du premier ordre lorsque celles-ci ne font intervenir que les dérivées premières de Fet des fonctions définissant les contraintes d'égalités et d'inégalités. Quant aux conditions du second ordre, elles ne font intervenir que les dérivées premières et secondes de ces fonctions.

Pour appliquer les conditions d'optimalité de Karush, Kuhn et Tucker qui sont des conditions du second ordre, les fonctions non régulières sont approximées par des modèles réguliers et toutes les variables sont considérées continues. Donc, on trouve d'abord une solution à ce modèle continu, puis on fait certains ajustements qui prennent en considération la nature discrète de certaines variables. Ces conditions nécessaires sont :

- ✓ Toutes les contraintes d'égalités et d'inégalités sont satisfaites.
- ✓ Les réductions supplémentaires dans la fonction objective peuvent être accomplies seulement si les contraintes sont violées.
- ✓ La projection du Hessien dans la région faisable est définie positive.

Ces conditions de Karush-Kuhn-Tucker sont des conditions suffisantes d'optimalité lorsque le problème d'optimisation est convexe.

## 3 - Algorithme prédicteur-correcteur de Mehrotra

Pour permettre au paramètre de barrière  $\mu$  de décroître rapidement, il existe plusieurs algorithmes, mais, le plus utilisé est celui de Mehrotra. Il introduit un nouveau paramètre,  $\sigma$ , qui vient pondérer  $\mu$  de l'équation (5.68), où  $\mu$  est remplacé par  $\sigma\mu$ . La technique se décompose, essentiellement, en 2 étapes :

- ✓ **Etape de petit pas ou prédicteur** : Durant cette étape, on résout le système (5.73) avec  $\sigma$  posé égal à 0, ce qui revient à résoudre le système KKT associé au problème initial (5.68). Après résolution, on calcule une nouvelle valeur  $\mu^{off}$  :

$$\mu^{off} = \frac{(y^{aff})^T s^{aff}}{q} \tag{5.74}$$

- ✓ **Etape a pas centreur-correcteur** : Si  $z$  est déplacé le long de la direction petit pas,  $\mu$  est susceptible de décroître sensiblement. Alors,  $z$  se trouve, souvent, proche de la frontière du domaine réalisable. Pour remédier à cela et ramener  $z$  au voisinage du chemin central, on ajoute un pas centreur au pas précédent. Il est fait cette fois-ci usage du paramètre  $\sigma$  et le système (5.75) est résolu.

$$\begin{bmatrix} H_0 & A^T & \left(\frac{\partial g}{\partial x}\right)^T & 0 \\ A & 0 & 0 & 0 \\ \left(\frac{\partial g}{\partial x}\right) & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & S & Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} dx^{cent} \\ dw^{cent} \\ dy^{cent} \\ ds^{cent} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ -\sigma\mu e \end{bmatrix} \tag{5.75}$$

- ✓ Si on avait  $\mu^{off} \ll \mu$ , la direction petit pas de recherche était bonne. Il faut choisir pour  $\sigma$  une valeur proche de 0.
- ✓ Si  $\mu^{off}$  était au contraire à peine plus petit que  $\mu$ ,  $\sigma$  doit être choisi proche de 1 pour rapprocher  $z$  du chemin central.

La technique représentée par la relation (5.76) combine ces 2 propriétés.

$$\sigma = \text{Min} \left( 1, \left( \frac{\mu^{off}}{\mu} \right)^3 \right) \quad (5.76)$$

Par ailleurs, si on utilise le petit pas entier, les produits  $(\lambda_{gi} + d\lambda_{gi}^{aff})(s_i + ds_i^{aff})$  deviennent égaux à  $dy^{off} ds^{off}$ , au lieu de converger vers la valeur 0 [342]. Pour remédier à ceci, un pas correcteur  $dz^{corr}$  est ajouté. Il s'agit, alors, de la solution du système suivant :

$$\begin{bmatrix} H_0 & A^T & \left( \frac{\partial g}{\partial x} \right)^T & 0 \\ A & 0 & 0 & 0 \\ \left( \frac{\partial g}{\partial x} \right) & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & S & Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} dx^{cent} \\ d\lambda_h^{cent} \\ d\lambda_g^{cent} \\ ds^{cent} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ d\lambda_g^{aff} ds^{aff} \end{bmatrix} \quad (5.77)$$

Facilement, on peut regrouper le calcul des pas centreur et correcteur en un seul système :

$$\begin{bmatrix} H_0 & A^T & \left( \frac{\partial g}{\partial x} \right)^T & 0 \\ A & 0 & 0 & 0 \\ \left( \frac{\partial g}{\partial x} \right) & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & S & Y \end{bmatrix} \begin{bmatrix} dx^{cc} \\ d\lambda_h^{cc} \\ d\lambda_g^{cc} \\ ds^{cc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \\ d\lambda_g^{aff} ds^{aff} - \sigma \mu e \end{bmatrix} \quad (5.78)$$

Si  $\sigma=1$ , le terme  $dy^{off} ds^{off}$  est retiré de la dernière composante du membre de droite, la correction n'étant plus nécessaire. La solution  $dz^{cc} = (dx^{cc}, d\lambda_h^{cc}, d\lambda_g^{cc}, ds^{cc})$  est égale à  $dz^{cent} + dz^{corr}$  et est appelée le pas centreur-correcteur.

Le pas complet est  $dz = (dx, d\lambda_h, d\lambda_g, ds) = dz^{off} + dz^{cc}$ . On calcule les nouvelles valeurs de  $dz^{cc} = x, \lambda_h, \lambda_g$  et  $s$  :

$$\begin{aligned} x &= x + \gamma \alpha_d dx \\ \lambda_h &= \lambda_h + \gamma \alpha_d d\lambda_h \\ \lambda_g &= \lambda_g + \gamma \alpha_p d\lambda_g \\ s &= s + \gamma \alpha_p ds \end{aligned} \quad (5.79)$$



Où,  $y$ ,  $\alpha_d$  et  $\alpha_p$  sont choisies de façon à éviter que  $\lambda_g$  et  $s$  deviennent négatives ou nulles, tout en permettant cependant à  $y\alpha_d$  et  $y\alpha_p$  d'être aussi proche de 1 que possible, souvent,  $y$  est pris de 0.9995 et  $\alpha_d$  et  $\alpha_p$  sont données par les relations (5.80)-(5.81). Puis, on passe à l'itération suivante, en ayant pris

une nouvelle valeur pour  $\mu = \frac{\lambda_g^T s}{q}$ .

$$\alpha_p = \text{Min } \alpha_d = \min \left[ \min_{ds_j < 0} \frac{s_j}{|ds_j|}, 1 \right] \quad (5.80)$$

$$\alpha_d = \min \left[ \min_{d\lambda_{gj} < 0} \frac{\lambda_{gj}}{|d\lambda_{gj}|}, 1 \right] \quad (5.81)$$

### 5.3.5 - Méthode du point intérieur non linéaire

Les MPI pour la PNL sont, extensivement, utilisées dans les problèmes d'EPO. Leurs algorithmes ont besoins de mettre une solution des équations non linéaires pour obtenir la solution optimale [343]. Des techniques utiles ont augmenté le potentiel des MPI dans la recherche d'optimum. Elles sont basées sur la combinaison des 2 directions, de petit pas et de la centralisation.

#### 1 - Etude de la méthode

Soit le problème donné par les expressions (5.82). L'application des conditions d'optimalités de KKT sur ce problème nous donne :

$$\begin{aligned} \nabla_x L(x, \lambda_h, \lambda_g) &= 0 \\ h(x) &= 0 \quad \& \quad g(x) < 0 \quad \text{avec} \quad [\lambda_g]g(x) = 0 \quad \& \quad \lambda_g \geq 0 \end{aligned} \quad (5.82)$$

Où :

$$\nabla_x L(x, \lambda_h, \lambda_g) = \nabla_x f(x) + \nabla_x h(x)\lambda_h + \nabla_x g(x)\lambda_g \quad (5.83)$$

$[L]$  est une matrice diagonale.  $\lambda_h$  &  $\lambda_g$  sont les multiplicateurs de Lagrange.

Afin d'obtenir la solution du problème par la MPI, la modification des conditions d'optimalité de KKT par le processus de convergence est exigée. Les conditions d'inégalité sont converties par la technique des variables d'écarts en conditions d'égalités. Ainsi, le problème d'équations complémentaires ( $[\lambda_g]g(x) = 0$ ) est perturbé par le paramètre  $\mu$ . Cette approche a comme conséquence les expressions suivantes :

$$\begin{aligned} \nabla_x L(x, \lambda_h, \lambda_g) &= 0 \\ h(x) &= 0 \quad \& \quad g(x) + s = 0 \quad \text{avec} \quad [\lambda_g]s - \mu e = 0 \quad \& \quad (s, \lambda_g, \mu) \geq 0 \end{aligned} \quad (5.84)$$

doit se faire tel que  $s > 0$  est la variable d'écart,  $\mu \geq 0$  est le paramètre de perturbation avec  $e = [1, 1, \dots, 1]^T$ . La résolution de ce type de problème (5.84) peut se faire par des techniques itératives en respectant les conditions de  $s$  et  $\mu$ .

## 2 - Paramètre de perturbation

Puisque la condition originale ( $\lambda_g g(x)=0$ ) de KKT doit être satisfaite au point optimal, le paramètre de perturbation  $\mu$  doit converger à 0 durant les itérations. Par conséquent,  $\mu$  est exprimé par :

$$\mu = \sigma \frac{\lambda_g^T s}{q} \quad (5.85)$$

$q$  est le nombre d'équations d'inégalités.

Le terme  $\frac{\lambda_g^T s}{q}$  définit la distance moyenne primale-duale de la solution courante du point optimal.

Dans le choix de la valeur de  $\sigma$ , 2 cas sont observés :

- ✓  $\sigma = 0$  correspond à la direction à petit pas.
- ✓  $\sigma = 1$  correspond à la direction centralisée.

La valeur  $\sigma \notin [0,1]$  représente la direction combinée à petit pas et centralisée. Le chemin (trajectoire) central est défini comme une courbe qui satisfait le système (5.85). Pour des valeurs prédéterminées de  $\mu$ , en chaque itération de  $k$ , il est possible d'évaluer l'approximation à cette trajectoire par la relation :

$$\delta(\lambda_g^k, s^k, \mu^k) = \left\| \frac{[\lambda_g^k] s^k}{\mu^k} - e \right\| \quad (5.86)$$

## 3 - Versions des méthodes points intérieurs non linéaires

### a - Conventiionnelle primale-duale

Dans cette approche, la valeur  $\sigma$  est assumée constante (généralement, près de 0.1) pendant le processus itératif. Ce choix définit une direction de recherche dans laquelle 90 [%] vise le chemin au point optimal et 10 [%] la centralisation de la trajectoire.

### b - Algorithme de direction successive

Pour cet algorithme, la distance au chemin central sera évaluée à chaque itération et comparée à une valeur pré-spécifiée. Si la distance est plus petite que cette valeur, la direction à petit pas est employée. Autrement, la direction de centralisation est adoptée.

### c - Méthode du point intérieur centralisée

A chaque itération de cet algorithme, la proximité au chemin central est évaluée. Si cette proximité satisfait la tolérance, la recherche est exécutée dans une direction semblable à celle de l'algorithme conventionnel, avec  $0 < \sigma < 1$ . Ailleurs, la direction centralisée sera adoptée.

D'autres techniques sont aussi adoptées dans l'optimisation par MPI tel que :

- ✓ MPI à prédicteur-correcteur primal-dual, où à chaque itération de l'algorithme, 2 étapes sont représentées :
  - Dans la 1<sup>ère</sup> étape, on calcule la distance primale-duale pour la direction à petit pas.
  - La 2<sup>ème</sup> étape est corrective. A l'aide de la 1<sup>ère</sup> étape, un nouveau calcul de la distance primale-duale est effectué, où, si la distance primale-duale est diminuée. Une correction à petit pas ( $\sigma \rightarrow 0$ ) sera utilisée. Ailleurs, la correction centralisée sera utilisée ( $\sigma \rightarrow 1$ ).
- ✓ Algorithme à chemin de plus grand pas suivant, la trajectoire de la solution optimale est localisée d'une distance pré-spécifiée au chemin central. A chaque itération, la valeur de  $\mu$  satisfaisant la condition d'adjacence est calculée.

## 5.4 - ETUDE COMPARATIVE

Le tableau 5.1 montre une comparaison entre les différentes méthodes ou techniques d'optimisation classiques.

Tab. 5.1 - Etude Comparative

Méthode	Forme mathématique & contraintes	Avantages	Inconvénients
Méthode du gradient	$D_k = -\nabla f(x_k)$		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Convergence est ralentie pour certains types de fonctions.</li> <li>✓ Risque de converger vers un optimum local.</li> </ul>
Méthode du gradient réduit	$f(x) = \min f(x)$ $Ax = b$ $x \geq 0$		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Convergence vers la solution est lente surtout dans les problèmes de grande dimension.</li> <li>✓ Risque de converger vers un optimum local.</li> </ul>
Méthode de Newton	$\text{Min } f(x, u)$ $h(x, u) = 0$ $g(x, u) \leq 0$	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Convergence quadratique, elle est rapide si la solution initiale est près de l'optimum.</li> <li>✓ Lente pour les grands systèmes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ L'algorithme n'est pas, globalement, convergent.</li> <li>✓ L'algorithme n'est pas défini aux points <math>x</math> ou la matrice Hessien est singulière.</li> <li>✓ Si la fonction <math>F</math> n'est pas convexe, l'algorithme ne converge pas, nécessairement, vers la solution optimale.</li> <li>✓ Difficulté de traité des contraintes d'inégalités actives.</li> </ul>
Méthode du point intérieur	$f(x) = \min f(x)$ $Ax = b$ $c(x) \leq 0$	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Convergence rapide vers la solution quelque soit la taille du système.</li> <li>✓ Simplicité du traitement des contraintes d'inégalités par la fonction barrière logarithmique.</li> <li>✓ Rapidité de convergence vers l'optimum.</li> <li>✓ Choix du point initial n'est pas nécessaire.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Risque de converger vers un optimum local.</li> <li>✓ L'initialisation, c'est-à-dire la détermination d'un point initial qui se trouve à l'intérieur du domaine.</li> </ul>
Programmation quadratique	$f(x) = c + b'x + \frac{1}{2}x'Ax$	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Rapidité de convergence vers l'optimum.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Risque de converger vers un optimum local.</li> </ul>

Méthodes de quasi-Newton	$f(x) = \min f(x)$ $c(x) \leq 0$ $l < x < u$ $-\infty \leq l \leq u \leq +\infty$		<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ En général elle diverge si le point de départ n'est pas assez proche de l'optimum.</li> <li>✓ Temps d'exécution très long.</li> <li>✓ Nécessité de l'évaluation du Hessien.</li> <li>✓ La solution optimale peut être un minimum local.</li> <li>✓ Ne converge pas toujours à la solution.</li> <li>✓ Le Hessien n'est pas garanti défini positif.</li> </ul>
Méthode du Simplex	$\min c^t x$ $Ax > b$ $x \geq 0$	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Cet algorithme ne permet pas de traiter, naturellement, les variables libres.</li> <li>✓ Non nécessite de calcul le gradient.</li> <li>✓ Très efficace en pratique.</li> <li>✓ Efficace pour des programmes linéaires.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>✓ Cet algorithme nécessite un point de départ admissible.</li> <li>✓ Risque de converger vers un optimum local.</li> <li>✓ Devient lente lorsque la solution est proche.</li> <li>✓ Moins rapide dans les grands systèmes.</li> </ul>

## 5.5 - CONCLUSIONS

La formulation du problème de l'EPO peut être exprimée comme un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes d'égalités et d'inégalités. Le but de l'EPO est de minimiser une fonction objective qui permet de respecter les contraintes sur le matériel et d'assurer la meilleure qualité de service. Pour réaliser ces objectifs, il est nécessaire de mettre en œuvre des moyens de contrôle.

Dans ce chapitre, on a présenté quelques méthodes classiques (déterministes utilisées pour le calcul de l'EPO.

Ces méthodes sont limitées par leur "faible" espace de recherche. Elles requièrent des hypothèses sur la fonction objective à optimiser, telles que la continuité et la dérivabilité de la fonction objective en tout point du domaine des solutions. Elles consistent, généralement, à se focaliser sur un point unique de l'espace de recherche en le déplaçant au cours de temps dans le but de trouver un extremum.

Ces méthodes sont, généralement, efficaces lorsque l'évaluation de la fonction objective est très rapide ou lorsque sa forme est connue a priori.

---

## **CHAPITRE VI**

# **METHODES D'OPTIMISATION META- HEURISTIQUES**

---

## 6 - METHODES D'OPTIMISATION META-HEURISTIQUES

### 6.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS

#### 6.1.1 - Préambule

L'optimisation est une branche des mathématiques, cherchant à analyser et à résoudre, analytiquement, ou numériquement, les problèmes qui consistent à déterminer le meilleur élément d'un ensemble, au sens d'un critère quantitatif donné. Ce mot vient du latin optimum qui signifie le meilleur.

Un problème d'optimisation est un problème dont on peut distinguer une ou plusieurs fonctions objectives qui permettent de différencier une bonne solution d'une mauvaise. Lorsqu'un nouveau problème d'optimisation se pose en ingénierie, il faut parfois, définir de nouvelles méthodes de résolution car les techniques existantes ne sont pas, précisément, adaptées au cas traité. La source d'inspiration de ces méthodes, peut être issue de la modélisation des systèmes complexes naturels. Il s'agit de copier et d'adapter les concepts mis en oeuvre par le monde du vivant pour la résolution du problème d'optimisation. Les recherches sur les comportements collectifs des insectes sociaux fournissent aux chercheurs des méthodes puissantes pour la conception d'algorithmes d'optimisation combinatoire. L'étude menée par des chercheurs éthologiste montre que ces techniques s'appliquent, aujourd'hui, à tout un ensemble de problèmes scientifiques et techniques [17].

Les problèmes d'optimisation en électrotechnique présentent plusieurs difficultés liées aux besoins de l'utilisateur (recherche d'une solution globale, fiabilité et précision de la solution, diversité des problèmes traités, temps de calculs raisonnable, ...etc), aux caractéristiques du problème d'optimisation (non linéarité, dérivées difficilement accessibles, ...etc) et au temps de calculs importants. La résolution de telles difficultés a fait l'objet de nombreux travaux en utilisant diverses méthodes d'optimisation [344].

Les méthodes déterministes s'appuient sur le calcul d'une direction de recherche, généralement, liée à la dérivée des résultats par rapport aux paramètres de conception du dispositif. Elles ne sont, réellement, utilisables que dans le cas restreint où la solution cherchée est réputée proche d'une solution connue (point de départ de cette recherche). Pour lever cette difficulté, les chercheurs ont choisi de s'intéresser au développement des méthodes stochastiques et d'étudier leur application aux problèmes de l'EPO rencontrés en électrotechnique.

Les méthodes d'optimisation stochastiques s'appuient sur des mécanismes de transition probabilistes et aléatoires. Cette caractéristique indique que plusieurs exécutions successives de ces méthodes peuvent conduire à des résultats différents pour une même configuration initiale d'un problème d'optimisation [344]-[345].

Avec l'avancée des nouvelles technologies de production, d'automatisation et de communication dans le domaine énergétique, le secteur est en profonde mutation. Les industries et les services d'électricité y voient une occasion pour moderniser à grande échelle leurs installations afin de réduire les coûts d'opération de leur réseau, tout en augmentant leur fiabilité, leur efficacité et leur sécurité. L'ère du numérique change les modèles de gestion des réseaux et les concepts du réseau intelligent [346].

#### 6.1.2 - Objectifs

L'étude et le choix des méthodes d'optimisation méta-heuristiques, relatives à l'étude de l'EPO, se schématisent par les jalons suivants :

- ✓ Etude de l'algorithme recuit simulé (RS).
- ✓ Etude de l'algorithme recherche tabou (RT).
- ✓ Etude des algorithmes évolutionnaires (AEs).
- ✓ Etude de l'algorithme à évolution différentielle (ED).
- ✓ Etude de l'algorithme d'optimisation par essaim de particule (OEP).
- ✓ Etude des algorithmes de colonies de fourmis (ACF).

## 6.2 - PROBLEMES D'OPTIMISATION

L'un des principes les plus fondamentaux de notre monde, qui occupe aussi une place importante dans le monde informatique, industriel, ..., etc., est la recherche d'un état optimal. En effet, de nombreux problèmes scientifiques, sociaux, économiques et techniques ont des paramètres qui peuvent être ajustés pour produire un résultat plus souhaitable. Ceux-ci peuvent être considérés comme des problèmes d'optimisation et leur résolution est un sujet central en recherche opérationnelle. Des techniques ont été conçues pour résoudre ces problèmes, notamment, les problèmes «difficiles». Par exemple, ceux qui présentent de nombreux extrema locaux pauvres, en déterminant des solutions qui ne sont pas, rigoureusement, optimales mais qui s'en approchent.

Ces méthodes, appelées heuristiques et méta-heuristiques se basent, généralement, sur des phénomènes physiques, biologiques, socio-psychologiques et peuvent faire appel au hasard [347].

### 6.2.1 - Optimisation mono-objectif

Un problème d'optimisation, au sens général, est défini par un ensemble de variables : une fonction objectif  $f$  et un ensemble de contraintes d'égalités (ou d'inégalités) que les variables doivent satisfaire. L'ensemble des solutions possibles du problème forme l'espace de recherche  $E$ , où chaque dimension correspond à une variable. L'espace de recherche  $E$  est fini puisque le décideur précise, exactement, le domaine de définition de chaque variable entre autres pour des raisons de temps de calcul. Suivant le problème posé, nous cherchons à minimiser ou maximiser la fonction objective  $f$ . Un problème d'optimisation peut être statique ou dynamique (la fonction objective change avec le temps), mono-objectif ou multi-objectif (plusieurs fonctions objectives doivent être optimisées) sans ou avec contraintes. Ainsi, un problème d'optimisation peut être, par exemple, à la fois continu et dynamique [347]-[349].

Il existe de nombreuses méthodes déterministes ou exactes, permettant de résoudre certains types de problèmes d'optimisation et d'obtenir la solution optimale du problème, en un temps raisonnable. Ces méthodes nécessitent que la fonction objective présente un certain nombre de caractéristiques telles que la convexité, la continuité ou la dérivabilité [349]-[351]. Ces méthodes de résolution ne sont pas adaptées à toutes les problématiques, et donc, certains problèmes sont trop complexes à résoudre par ces méthodes. Parmi ces problématiques, nous pouvons citer l'existence de discontinuités, l'absence de convexité stricte, la non-dérivabilité, la présence de bruit ou encore la fonction objective peut ne pas être définie, précisément, (quand c'est un coût). En outre, les méthodes de résolution exacte peuvent avoir un temps de résolution trop long. Dans ce cas, le problème d'optimisation est dit difficile, car aucune méthode exacte n'est capable de le résoudre en un temps raisonnable. Il est alors, nécessaire, d'avoir recours à des heuristiques de résolution dites méthodes approchées, qui fournissent un résultat sans garantie de l'optimalité.

L'optimisation difficile peut se diviser en 2 types de problèmes : les problèmes à variables discrètes et les problèmes à variables continues :

- ✓ Un problème d'optimisation à variables discrètes consiste à trouver, dans un ensemble discret, une solution réalisable. Le problème majeur réside ici dans le fait que le nombre de solutions réalisables est, généralement, très élevé. Donc, il est très difficile de trouver la meilleure solution dans un temps «raisonnable». Les problèmes à variables discrètes rassemblent les problèmes de type complets. L'utilisation d'algorithmes d'optimisation stochastiques, tels que les méta-heuristiques permettant, de trouver une solution approchée en un temps raisonnable est donc, courante.
- ✓ Dans le deuxième type, les variables du problème d'optimisation sont continues. C'est le cas, par exemple, des problèmes d'identification, où l'on cherche à minimiser l'erreur entre le modèle d'un système et des observations expérimentales. Ce type de problèmes est moins formalisé, mais un certain nombre de difficultés sont bien connues, comme l'existence de nombreuses variables présentant des corrélations non identifiées, la présence de bruit ou plus, généralement, une fonction objective

accessible par simulation uniquement. En effet, la grande majorité des méta-heuristiques existantes ont été créées pour résoudre des problèmes à variables discrètes [349]. Cependant, la nécessité croissante de méthodes pouvant résoudre ce type de problèmes a poussé les chercheurs à adapter leurs méthodes au cas continu. Il est à noter qu'il existe des problèmes à variables mixtes : le problème présente à la fois des variables discrètes et continues.

### 6.2.2 - Optimisation multi-objectif

Les méta-heuristiques ont toutes été conçues à l'origine pour résoudre des problèmes mono-objectifs. Cependant, devant l'omniprésence des problèmes multi-objectifs dans les cas réels, de nouvelles méthodes ont dû être créées pour résoudre de tels problèmes. Après avoir défini le problème d'optimisation multi-objectif, cette partie présentera de manière non exhaustive un état de l'art des méta-heuristiques conçues pour résoudre les problèmes multi-objectifs.

#### 1 - Définition du problème

Un problème d'optimisation multi-objectif est un problème du type :

$$\text{Minimiser } y = f(\vec{x}_1) = (f_1(\vec{x}), f_2(\vec{x}), \dots, f_n(\vec{x})) \quad (6.1)$$

Sous les contraintes suivantes :

$$h_i(\vec{x}) = 0 \text{ avec } i = 1, 2, \dots, p \quad (6.2)$$

$$g_i(\vec{x}) \leq 0 \text{ avec } i = 1, 2, \dots, m \quad (6.3)$$

Où,  $\vec{x}_1 = (x_1, x_2, \dots, x_D)$  est une position dans l'espace de recherche,  $f_i : \mathfrak{R}^D \rightarrow \mathfrak{R}, i = 1, 2, \dots, k$  sont les fonctions objectifs du problème,  $h_i : \mathfrak{R}^D \rightarrow \mathfrak{R}, i = 1, 2, \dots, p$  sont les contraintes d'égalités du problème et  $g_i : \mathfrak{R}^D \rightarrow \mathfrak{R}, i = 1, 2, \dots, m$  sont les contraintes d'inégalités du problème.

Le problème d'optimisation multi-objectif réside dans le fait que l'on ne sait pas «classer» suivant plusieurs critères car  $\mathfrak{R}^k$  ne possède pas de relation d'ordre total si  $k \neq 1$ .

Dans le cas multi-objectif, le concept d'optimum est différent que dans le cas mono-objectif. En effet, on n'est plus ici à la recherche d'un unique optimum global, mais plutôt d'une surface de solutions qui offrent un bon «compromis» entre les différents objectifs. Pour bien comprendre la notion d'optimalité dans le cas multi-objectif, on introduit les définitions suivantes, basées sur les travaux de Pareto [348] :

✓ **Définition 1** : Étant donné  $\vec{x}, \vec{y} \in \mathfrak{R}^k$ , on dit que  $\vec{x} \leq \vec{y}$  si  $x_i \leq y_i$  pour  $i = 1, 2, \dots, k$  et que  $\vec{x}$  **domine**  $\vec{y}$  (noté  $\vec{x} < \vec{y}$ ) si  $\vec{x} \leq \vec{y}$  et  $x_i \neq y_i$ .

La figure 6.1a illustre un cas de dominance dans le cas d'une minimisation de 2 fonctions objectives.

✓ **Définition 2** : On dit qu'un vecteur solution  $\vec{x} \in X \subset \mathfrak{R}^D$  est **non-dominé** dans  $X$  s'il n'existe pas d'autre vecteur  $\vec{x}' \in X$  tel que  $f(\vec{x}') < f(\vec{x})$ .

✓ **Définition 3** : On dit qu'un vecteur solution  $\vec{x}^* \in F \subset \mathfrak{R}^D$  est **Pareto-optimal** s'il est **non-dominé** dans  $F$ .

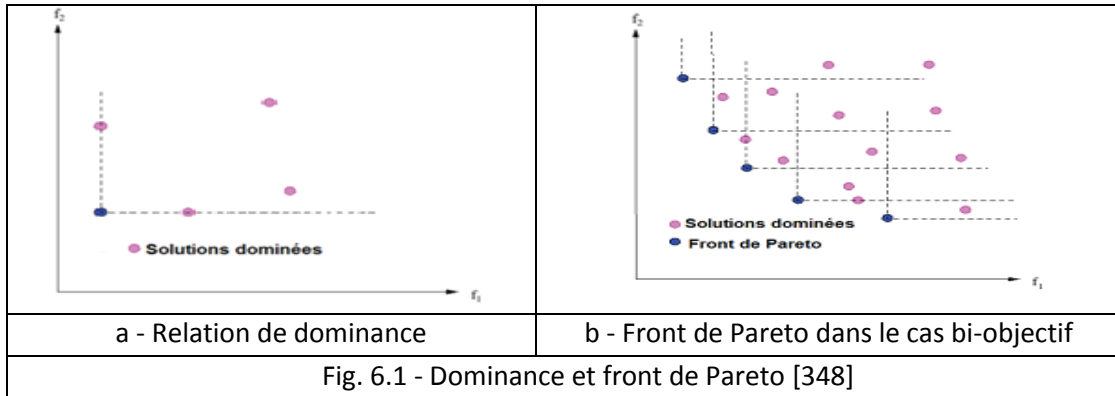


✓ **Définition 4** : L'ensemble optimal de Pareto est défini par :

$$P^* = \{ x \in F \mid x \text{ est Pareto-Optimal} \} \vec{x}^* \in F \subset \mathbb{R}^D$$

✓ **Définition 5** : Le front optimal de Pareto est défini par :  $F_{P^*} = \left\{ \vec{f}(x) \in \mathbb{R}^k \mid x \in P^* \right\}$

La figure 6.1b montre le cas particulier d'un front de Pareto dans le cas d'un problème de minimisation bi-objectif.



Le but d'un algorithme d'optimisation multi-objectif est, donc, de trouver les positions de l'espace de recherche qui correspondent au front de Pareto  $F_{P^*}$ . Les algorithmes d'optimisation multi-objectifs se divisent en 3 familles : les approches agrégatives, les approches non-Pareto et les approches Pareto.

## 2 - Approche agrégative

Cette approche, dite approche naïve, consiste à transformer un problème multi-objectif en problème mono-objectif pour y appliquer les méthodes déjà existantes [348]. Pour cela, on réalise une combinaison des  $f_i$  pour obtenir un objectif unique  $F$ .

$$f(x) = \sum_{i=1}^k a_i f_i(x) = \langle \vec{a} \mid \vec{f} \rangle \tag{6.4}$$

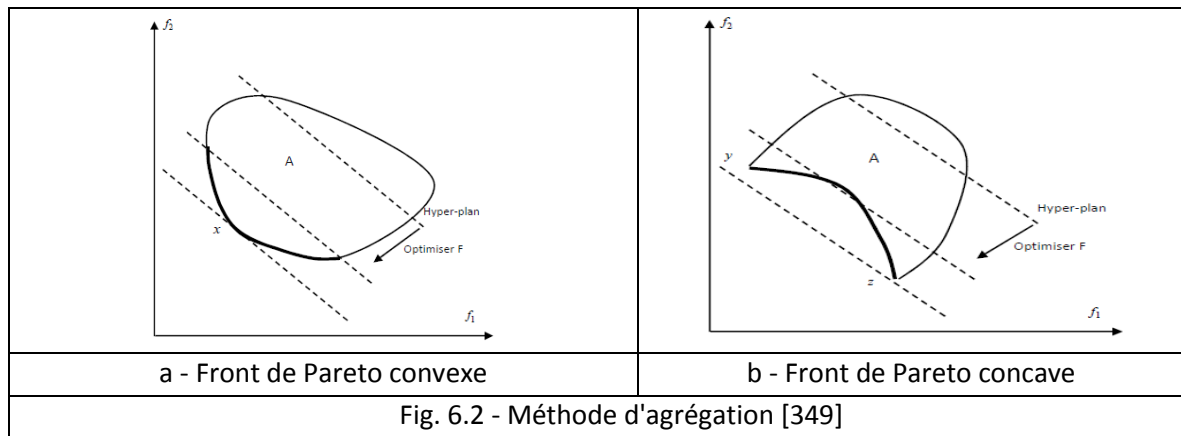
Où, les paramètres  $a_i$  sont, strictement, positifs et  $\sum_{i=1}^k a_i = 1$ . Ils représentent les poids affectés aux différents critères. D'un point de vue géométrique, l'agrégation peut être vue comme la projection du vecteur objectif  $\vec{f}$  sur le vecteur « poids »  $\vec{a}$ .

Cette méthode présente pour avantage d'être simple à mettre en oeuvre et elle ne fournit qu'une seule solution, ce qui évite l'intervention d'un décideur. Les principaux problèmes sont la détermination des paramètres  $a_i$  et le choix des interactions entre les différents critères.

Il est commun de ne pas donner aux  $a_i$  des valeurs statiques, mais plutôt de modifier leurs valeurs au cours du temps. Par exemple, on peut trouver dans la littérature des méthodes « aveugles », qui permettent de modifier de façon aléatoire les paramètres au cours du temps [347].

La figure 6.2a illustre le fonctionnement de la méthode d'agrégation dans le cas d'une minimisation bi-objectif. L'espace des solutions réalisables est noté  $A$ . Le calcul des paramètres revient à trouver un hyperplan tangent au front de Pareto. La figure 6.2b illustre les limites de cette méthode.

Si le front de Pareto est concave, seules solutions  $y$  et  $z$  peuvent être trouvées par la recherche d'un plan tangent au front de Pareto, les autres points du front de Pareto ne pouvant être «tangents». Cette méthode est, donc, limitée car le choix préalable d'une direction de projection introduit une perte d'information.



### 3 - Approche non-Pareto

Les méthodes basées sur une approche non-Pareto ont pour caractéristique de traiter les objectifs, séparément. Il existe 2 groupes de méthodes : les méthodes à sélection lexicographique et les méthodes à sélection parallèle.

Dans une approche classique de sélection lexicographique, les fonctions sont optimisées, séquentiellement, suivant un ordre défini a priori. Cet ordre permet de définir le poids des objectifs. Plusieurs méta-heuristiques ont été utilisées pour la résolution des problèmes multi-objectifs à sélection lexicographique [348] & [352].

L'approche à sélection parallèle a été proposée par Schaffer en 1985 [349]. Son algorithme, inspiré d'un algorithme évolutionnaire et nommé VEGA (Vector Evoluted Genetic Algorithm), sélectionne les solutions courantes du front de Pareto suivant chaque objectif, indépendamment, des autres (d'où le parallélisme). L'analyse du comportement de cet algorithme a montré qu'il se comportait d'une manière similaire à un algorithme utilisant une méthode agrégative.

### 4 - Approche Pareto

Contrairement, aux 2 précédentes approches, l'approche Pareto utilise la notion de dominance pour sélectionner des solutions faisant converger la population vers un ensemble de solutions qui approchent avec justesse le front de Pareto. Cette approche a été initiée par Goldberg en 1989 [353]. Cette approche assure un traitement équitable de chaque critère, car il n'y a pas de classement a priori de l'«importance» des critères. Ainsi, en fin de traitement, l'algorithme fournit un ensemble de solutions qui approchent le front de Pareto. Le choix de la solution finale revient, donc, à l'utilisateur, qui doit choisir parmi l'ensemble fourni la solution qui lui convient le mieux [352]. Ces méthodes se sont avérées être les plus efficaces donc, de nos jours, la majorité des algorithmes utilisent une approche Pareto pour traiter les problèmes multi-objectifs. Le paragraphe suivant fournit un bref aperçu des méta-heuristiques d'optimisation multi-objectif.

## 6.3 - ALGORITHMES D'OPTIMISATION APPROCHEES

### 6.3.1 - Heuristiques

L'utilisation des méthodes exactes n'est pas toujours possible pour un problème donné à cause d'un certain nombre de contraintes, telles que le temps de calcul souvent important ou bien la difficulté, voire l'impossibilité dans certains cas, d'une définition séparée du problème [348]. Pour faire face à ces contraintes, nous utilisons des méthodes approchées, appelées heuristiques. Le terme heuristique dérive

du grec ancien *heuriskêin* et signifie «trouver». Il qualifie tout ce qui sert à la découverte et à l'exploitation. Il est à souligner ici, qu'une méthode heuristique peut être déterministe ou stochastique [347].

Une heuristique est une méthode approchée se réclamant simple, rapide et adaptée à un problème particulier. Sa capacité à solutionner un problème, difficilement, résoluble par des méthodes exactes est nuancée par le fait qu'elle n'offre aucune garantie quant à la qualité de la solution calculée. Ce défaut se révèle mineur lorsque seule une approximation de la solution optimale est recherchée [347] & [351].

Une heuristique est un algorithme qui fournit, rapidement, (en un temps polynomial) une solution approchée et réalisable, pas nécessairement optimale, pour un problème d'optimisation difficile. Cette méthode approximative est le contraire d'un algorithme exact qui donne une solution optimale pour un problème donné.

Il y a une multitude d'heuristiques qui ont déjà été proposées dans la littérature. Nous pouvons citer des heuristiques très simples telles que les algorithmes gloutons ou les approches par amélioration itérative [320]. Le principe des méthodes gloutonnes est de faire une succession de choix optimaux, localement, jusqu'à ce que l'on ne puisse plus améliorer la solution, et ce, sans retour en arrière possible. Le fonctionnement d'une heuristique gloutonne est similaire à celui d'un algorithme glouton exact. La différence réside dans le fait que nous n'imposons plus que la solution obtenue soit optimale, nous obtenons donc, un algorithme d'approximation [347].

### 6.3.2 - Méta-heuristiques

Les algorithmes méta-heuristiques permettent de s'approcher d'une ou de plusieurs solutions à des problèmes dits "difficiles" qui s'apparentent à des problèmes d'optimisations. Le principe d'une méta-heuristique est de minimiser ou de maximiser une fonction objective. L'avantage des méta-heuristiques est de trouver un minimum global à un problème de minimisation et de ne pas rester bloqué sur un minimum local [351].

Les méta-heuristiques sont une famille d'algorithmes stochastiques destinés à la résolution des problèmes d'optimisation. Leurs particularités résident dans le fait que celles-ci sont adaptables à un grand nombre de problèmes sans changements majeurs dans leurs algorithmes, d'où le qualificatif méta. Leurs capacités à optimiser un problème à partir d'un nombre minimal d'informations est contrebalancée par le fait qu'elles n'offrent aucune garantie quant à l'optimalité de la meilleure solution trouvée. Seule une approximation de l'optimum global est donnée [348]. Cependant, du point de vue de la recherche opérationnelle, ce constat n'est pas, forcément, un désavantage, étant donné que l'on préférera toujours une approximation de l'optimum global trouvée, rapidement, qu'une valeur exacte trouvée dans un temps rédhibitoire [347]-[348].

Les méta-heuristiques sont des méthodes qui ont, en général, un comportement itératif, c'est-à-dire que le même schéma est reproduit un certain nombre de fois au cours de l'optimisation, et qui sont «directes», dans le sens où elles ne font pas appel au calcul du gradient de la fonction. Ces méthodes tirent leur efficacité du fait qu'elles sont moins, facilement, piégeables dans des optima locaux, car elles acceptent, au cours du traitement des dégradations de la fonction objective et la recherche est souvent menée par une population de points et non un point unique [347]-[348].

Il existe un grand nombre de méta-heuristiques différentes, allant de la simple recherche locale à des algorithmes complexes de recherche globale. La plupart des méta-heuristiques utilisent des processus aléatoires comme moyens de récolter de l'information et de faire face à des problèmes comme l'explosion combinatoire. Les méta-heuristiques peuvent être considérées comme des algorithmes stochastiques itératifs, où elles manipulent une ou plusieurs solutions à la recherche de l'optimum. Les itérations successives doivent, permettre de passer d'une solution de mauvaise qualité à la solution optimale. L'algorithme s'arrête après avoir atteint un critère d'arrêt consistant, généralement, en l'atteinte du temps d'exécution imparti ou en une précision demandée. Ces méthodes tirent leur intérêt de leur capacité à

éviter les optima locaux, soit en acceptant des dégradations de la fonction objective au cours du traitement, soit en utilisant une population de points comme méthode de recherche.

Les méta-heuristiques sont, souvent, inspirées de processus naturels qui relèvent de la physique (l'algorithme du recuit simulé), de la biologie de l'évolution (les algorithmes génétiques) ou encore de l'éthologie (les algorithmes de colonies de fourmis ou l'optimisation par essaim particulaire).

Les méta-heuristiques sont, majoritairement, conçues pour résoudre des problèmes à variables discrètes, mais font de plus en plus l'objet d'adaptations aux problèmes à variables continues. De plus, de par leur variété et leur capacité à résoudre des problèmes très divers, les méta-heuristiques sont assez, facilement, sujettes à extensions. Parmi celles-ci, on peut citer [348] & [351]:

- ✓ **Méta-heuristiques pour l'optimisation multi-objectif** : où il faut optimiser plusieurs objectifs contradictoires. Le but ne consiste pas ici à trouver un optimum global, mais à trouver un ensemble d'optima, qui forment, une surface de compromis pour les différents objectifs du problème.
- ✓ **Méta-heuristiques pour l'optimisation multi-modale** : où l'on ne cherche plus l'optimum global, mais l'ensemble des meilleurs optima globaux et/ou locaux.
- ✓ **Méta-heuristiques pour l'optimisation de problèmes bruités** : où il existe une incertitude sur le calcul de la fonction objective, dont il faut tenir compte dans la recherche de l'optimum.
- ✓ **Méta-heuristiques pour l'optimisation dynamique** : où la fonction objective varie dans le temps ; ce qui nécessite d'approcher l'optimum à chaque pas de temps.
- ✓ **Méta-heuristiques hybrides** : qui consistent à combiner différentes méta-heuristiques, afin de tirer profit des avantages respectifs.
- ✓ **Méta-heuristiques parallèles** : où l'on cherche à accélérer le calcul, en répartissant la charge de calcul sur des unités fonctionnant de concert. Le problème revient alors à adapter les méta-heuristiques pour qu'elles soient distribuées [348] & [351].

Ces méthodes sont basés sur l'exploration aléatoire probabiliste d'une ou de plusieurs régions de l'espace de recherche, cette exploration aléatoire guidée, parfois, par des fonctions probabiliste permet d'éviter les optimum locaux lors de l'exploration, contrairement, aux méthodes déterministes qui se bloque, en général, dans un optima local ou bien si la fonction objective présente certaine complexité mathématique grandissante. Les premières méta-heuristiques datent des années 1980 [334], et bien qu'elles soient d'origine discrète, on peut les adapter à des problèmes continus. Elles sont utilisées, généralement, quand les méthodes classiques (mathématiques) ont échoué de trouver la solution souhaitée, leurs efficacités n'est pas toujours garantie, elle dépend, de la nature du problème envisagé et les paramètres de l'algorithme. Ces méthodes sont, largement, appliquées aux différents domaines, notamment, dans le domaine de l'optimisation de l'énergie électrique [17] & [354].

En général, l'utilisateur demande des méthodes efficaces et rapides permettant d'atteindre un optimum avec une précision acceptable dans un temps raisonnable, mais il a besoin aussi, des méthodes simples à utiliser. Un des enjeux des méta-heuristiques est, donc, de faciliter le choix d'une méthode et de simplifier son réglage pour l'adapter au mieux à un problème posé [349]. De nombreuses méthodes existent dans la littérature, certaines, parmi les plus courantes, seront présentées plus en détail dans ce chapitre.

## 6.4 - PRINCIPE DES METHODES META-HEURISTIQUES LES PLUS REPANDUES

### 6.4.1 - Voisinage

Sans conteste, le principe général le plus, largement, utilisé dans l'élaboration des méta-heuristiques est celui de voisinage. À chaque solution  $s$  du problème, on associe un sous ensemble  $V(s)$  de solutions. Ce sous ensemble peut être statique, comme dans le cas du recuit simulé, mais aussi dynamique et dépend du temps  $t$ , ou plus précisément, de l'itération à laquelle on se trouve.

Pour un problème d'optimisation combinatoire non convexe, pour lequel il est possible de définir un ensemble de voisinages a priori intéressant, la situation devient, de plus en plus, complexe. Il devient, alors, difficile de se décider pour l'un ou l'autre des voisinages autrement que par des essais.

Comme le voisinage n'est qu'une partie des principes, tous interdépendants, utilisés dans l'heuristique, le choix d'un (ou de plusieurs) voisinage devient, réellement, problématique car on ne dispose que de très peu de résultats théoriques sur la qualité d'un voisinage pour un problème particulier.

Il existe une mesure de l'adéquation des voisinages appelée *rugosité* : l'idée consiste à évaluer la variance des coûts de 2 solutions voisines. Cette variance est, ensuite, normalisée par la variance des coûts de l'ensemble des solutions et par la taille du problème, afin d'avoir une mesure indépendante de la valeur absolue de la fonction objectif ou de la taille du problème [17].

#### 6.4.2 - Cadre des méta-heuristiques

L'arrivée des méta-heuristiques marque une réconciliation de 2 domaines : en effet, celles-ci s'appliquent à toutes sortes de problèmes discrets, et elles peuvent s'adapter aussi aux problèmes continus. Ces méthodes ont, en commun, en outre, les caractéristiques suivantes [344] :

- ✓ Elles sont, au moins pour partie, *stochastiques* : cette approche permet de faire face à l'explosion combinatoire des possibilités.
- ✓ Souvent d'origine discrète (à l'exception notable de PSO), elles ont l'avantage, décisif dans le cas continu, d'être directes, c'est-à-dire qu'elles ne recourent pas au calcul, souvent problématique, des gradients de la fonction objectif.
- ✓ Elles sont inspirées par des analogies : avec la physique (recuit simulé), avec la biologie (algorithmes génétiques) ou avec l'éthologie (colonies de fourmis...).
- ✓ Elles partagent, aussi, les mêmes inconvénients : les difficultés de réglage des paramètres de la méthode, et le temps de calcul élevé.

#### 6.5 - METHODES DE MONTE CARLO

Les simulations monte carlo (MC) constituent une méthode de prédiction probabiliste basée sur la modification aléatoire de la conformation de certains résidus de la protéine étudiée [355]. À chaque itération, une nouvelle structure protéique peut être évaluée par la fonction énergétique. Les conformations générées par une méthode de MC ne dépendent pas du temps, seulement, de la conformation précédente. Dans les premières versions de cette méthode, le choix était le suivant [355] :

- ✓ Si l'énergie calculée est plus petite que l'énergie de la conformation précédente, alors cette nouvelle conformation est jugée plus stable ; elle sera conservée pour être le point de départ de la prochaine itération.
- ✓ Sinon, la nouvelle conformation est rejetée.

Le rejet des nouvelles conformations contribue à terme à la découverte de solutions locale, ce qui est loin de résoudre le problème initial.

Pour améliorer ce mécanisme, certains critères d'acceptation ont été développés. Le concept est commun : favoriser l'acceptation de modifications conformationnelles défavorables afin de diminuer les possibilités de rencontrer un minimum local.

Un critère, régulièrement, utilisé est celui dit de Metropolis et al. 1953 [356]-[357]. Ainsi, à chaque itération de l'algorithme, une modification élémentaire de la solution est apportée. Ce changement entraîne une variation  $\Delta E$  de l'énergie du système. Si cette variation est négative, c'est-à-dire qu'elle fait diminuer l'énergie du système, la solution engendrée devient la solution courante. Sinon, elle n'est acceptée qu'en fonction d'une probabilité donnée.

Cette condition est, généralement, celle présentée comme la probabilité de Boltzmann (Szu et Hartley 1987 [355]). La probabilité d'acceptation  $\rho$  d'une solution dépend de la possibilité d'obtenir un nouvel état  $Y$  ayant une énergie  $E_{k+1}$  calculée à partir d'un état  $X$  ayant une énergie  $E_k$  :

$$\varepsilon = e^{-\frac{E_{k+1}}{T} + \frac{E_k}{T}} \Rightarrow \varepsilon = e^{\frac{1}{1 + \frac{\Delta E}{T}}} \cong e^{-\frac{\Delta E}{T}} \quad (6.5)$$

La température de la simulation est désigné par  $T$ ,  $k$  correspond à la constante de Boltzman et  $\varepsilon$  est un nombre aléatoire compris entre 0 et 1 ([Metropolis et al. 1953 [356]). L'algorithme de Metropolis est, alors, donné par l'algorithme 6.1 [347]-[321] & [355].

- 1 Initialiser un point de départ  $x_0$  et une température  $T$ .
- 2 Pour  $i = 1$  à  $n$  faire :
- 3 Tant que  $x_i$  n'est pas accepté, faire :
- 4 Si  $f(x_i) \leq f(x_{i-1})$ , alors :
- 5 Accepter  $x_i$ .
- 6 Fin.
- 7 Si  $f(x_i) > f(x_{i-1})$ , alors :
- 8 Accepter  $x_i$  avec la probabilité  $e^{-\frac{f(x_i) - f(x_{i-1})}{T}}$ .
- 9 Fin.
- 10 Fin.
- 11 Fin.

Alg. 6.1 - Algorithme de Metropolis [347]-[348] & [355]

Si le critère de Métropolis est vérifié, alors une modification conformationnelle défavorable sera acceptée et l'état correspondant deviendra le point de départ de la prochaine itération. Ainsi, l'exploration de l'espace conformationnel dépend de la considération d'un critère d'acceptation stochastique.

Plus la modification conformationnelle est défavorable, plus  $\Delta E$  est grand ; ce qui implique une valeur de l'exponentielle plus petite que 1, les chances d'acceptations sont réduites. Par contre, dans le cas d'une modification conformationnelle favorable,  $\Delta E$  sera négatif et l'exponentielle sera toujours plus grande que 1, la conformation sera acceptée. Il apparaît alors que le paramètre de contrôle est la température  $T$ . Si elle est élevée, la probabilité  $\rho$  tend vers 1 et la majorité des changements sont acceptés.

## 6.6 - ALGORITHMES DU RECUIT SIMULE

Le recuit simulé (RS) est une méthode empirique inspirée d'un processus utilisé en métallurgie (appelé le recuit). Par exemple, pour un système thermodynamique : pour atteindre les états de basse énergie d'un solide, on chauffe celui-ci jusqu'à des températures élevées, avant de le laisser refroidir lentement [341]-[349] & [356]-[361].

L'algorithme du RS a été proposé par Kirkpatrick et al. 1983 [361] (et indépendamment, Cerny 1985) [362]. La description classique du RS le présente comme un algorithme probabiliste, où un point évolue dans l'espace de recherche. Le RS s'appuie sur l'algorithme de Metropolis [354]-[356] décrit par l'algorithme 6.1, qui permet de décrire l'évolution d'un système en thermodynamique. Cette procédure permet de sortir des minima locaux avec une probabilité élevée si la température  $T$  est élevée et, quand l'algorithme atteint de basses températures, de conserver les états les plus probables. Ici, la méthode de Metropolis (ou toute autre méthode d'échantillonnage [363]) tient lieu de diversification, associée à la décroissance de température, qui contrôle l'intensification. L'algorithme de RS est résumé par l'algorithme 6.2.

1	Déterminer une configuration aléatoire $S$ .
2	Choix des mécanismes de perturbation d'une configuration.
3	Initialiser la température $T$ .
4	Tant que la condition d'arrêt n'est pas atteinte, faire :
5	Tant que l'équilibre n'est pas atteint, faire :
6	Tirer une nouvelle configuration $S'$ .
7	Appliquer la règle de Metropolis.
8	Si $f(S') \leq f(S)$ , alors :
9	$S_{\min} = S'$ .
10	$f_{\min} = f(S')$ .
11	Fin.
12	Fin.
13	Décroître la température.
14	Fin.

Alg. 6.2 - Algorithme de RS

L'algorithme de RS est devenu, rapidement, populaire du fait de sa facilité d'adaptation à un grand nombre de problèmes et son efficacité. En revanche, cet algorithme présente l'inconvénient de disposer d'un nombre élevé de paramètres (température initiale, règle de décroissance de la température, durée des paliers de température, etc.) qui rendent les réglages de l'algorithme assez empiriques. Cependant, il existe des études qui s'attachent à régler de manière optimale les paramètres de l'algorithme [348]. L'autre inconvénient majeur de cette méthode est sa lenteur. Pour pallier à ce problème, plusieurs méthodes de parallélisation des calculs ont été introduites [348]. Bien qu'initialement créée pour fonctionner avec des variables discrètes, la méthode du RS possède des versions continues [348].

### 6.7 - RECHERCHE TABOU

L'algorithme de recherche tabou (RT) a été introduit par Glover en 1986 [364]-[365]. Le but de cette méthode est d'inculquer aux méthodes de recherche locale un surcroît d'intelligence. L'idée, ici, est d'ajouter au processus de recherche une mémoire qui permette de mener une recherche plus intelligente dans l'espace des solutions. Comme l'algorithme de RS, la méthode de RT fonctionne avec une seule configuration courante, qui est actualisée au cours des itérations successives. La nouveauté ici est que, pour éviter le risque de retour à une configuration déjà visitée, on tient à jour une liste de mouvements interdits, appelée «liste tabou». Cette liste contient  $m$  mouvements ( $t \rightarrow s$ ) qui sont les inverses des  $m$  derniers mouvements ( $s \rightarrow t$ ) effectués. L'algorithme modélise ainsi, une forme primaire de mémoire à court terme. L'algorithme de RT peut être résumé par l'algorithme 6.3.

Dans sa forme de base, l'algorithme de RT présente l'avantage de comporter moins de paramètres que l'algorithme de RS. Cependant, l'algorithme n'étant pas toujours performant, il est souvent approprié de lui ajouter des processus d'intensification et/ou de diversification, qui introduisent de nouveaux paramètres de contrôle [347] & [359].

### 6.8 - ALGORITHMES EVOLUTIONNAIRES

Les algorithmes évolutionnaires (AE's), élaborés au cours des années 1950 [354] & [366], sont des techniques de recherche inspirées par l'évolution biologique des espèces. Ils s'inspirent de l'évolution des êtres vivants (la théorie Darwinienne de la sélection naturelle des espèces) pour résoudre des problèmes d'optimisation. L'idée, ici, est que, les individus qui ont hérité des caractères bien adaptés à leur milieu ont tendance à vivre assez longtemps pour se reproduire, alors que les plus faibles ont tendance à disparaître.

Au cours des années 1970, avec l'avènement des calculateurs de forte puissance, de nombreuses approches de modélisation de l'évolution ont été réalisées. Nous pouvons citer :

- ✓ Stratégies d'évolution [367], qui ont été conçues pour résoudre des problèmes à variables continues. Elles sont axées sur la modélisation des paramètres stratégiques qui contrôlent la variation dans l'évolution, autrement dit «l'évolution de l'évolution».
- ✓ Programmation évolutionnaire [368], qui vise à faire évoluer les structures d'automates à états finis par des successions de croisements et de mutations.
- ✓ Les algorithmes génétiques [369], qui ont été conçus pour résoudre des problèmes d'optimisation à variables discrètes, en modélisant l'évolution génétique.
- ✓ La programmation génétique [370]-[371], basée sur les algorithmes génétiques, mais où les individus (ou chromosomes) sont des programmes informatiques, représentés en utilisant une structure d'arbre.
- ✓ L'évolution différentielle [372], qui a été conçue pour résoudre des problèmes à variables continues. Sa stratégie consiste à biaiser un opérateur de mutation, appliqué à un individu, en fonction des différences calculées avec d'autres individus sélectionnés aléatoirement. Une description complète et détaillée de cet algorithme est donnée dans la section 6.9.

Les approches évolutionnaires s'appuient sur un modèle commun présenté en Algorithme 6.4. Les individus soumis à l'évolution sont des solutions possibles du problème posé. L'ensemble de ces individus constitue une population. Cette population évolue durant une succession d'itérations, appelées générations. Au cours de chaque génération, une série d'opérateurs est appliquée aux individus, pour créer la population de la génération suivante. Chaque opérateur utilise un ou plusieurs individus, appelés parents, pour engendrer de nouveaux individus, appelés enfants. A la fin de chaque génération, une sélection d'enfants créés durant la génération remplace un sous ensemble d'individus de la population. Un algorithme évolutionnaire dispose de 3 opérateurs principaux [347]-[348]:

- ✓ Un opérateur de sélection, qui favorise la propagation des meilleures solutions dans la population, tout en maintenant une certaine diversité génétique au sein de celle-ci.
- ✓ Un opérateur de croisement, mis en oeuvre lors de la phase de création des enfants. Son but est d'échanger les gènes des différents parents pour créer les enfants. Le but de cet opérateur est d'échanger les gènes des différents parents pour créer les enfants.
- ✓ Un opérateur de mutation, consistant à tirer, aléatoirement, une composante de l'individu parent et à la remplacer par une valeur aléatoire. L'apport d'un caractère aléatoire à la création de la descendance permet, ainsi, de maintenir une certaine diversité dans la population.

<ol style="list-style-type: none"> <li>1 Déterminer une configuration aléatoire <math>s</math>.</li> <li>2 Initialiser une liste taboue vide.</li> <li>3 Tant que le critère d'arrêt n'est pas atteint, faire :               <ol style="list-style-type: none"> <li>4 Perturbation de <math>s</math> suivant <math>N</math> mouvements non tabous.</li> <li>5 Évaluation des <math>N</math> voisins.</li> <li>6 Sélection du meilleur voisin <math>t</math>.</li> <li>7 Actualisation de la meilleure position connue <math>s^*</math>.</li> <li>8 Insertion du mouvement <math>t \rightarrow s</math> dans la liste tabou.</li> <li>9 <math>s = t</math></li> </ol> </li> <li>10 Fin.</li> </ol>
--

Alg. 6.3 - Algorithme de RT



- 1 Initialisation de la population des  $\mu$  individus.
- 2 Évaluation des  $\mu$  individus.
- 3 Tant que le critère d'arrêt n'est pas atteint, faire :
- 4 Sélection des  $\lambda$  individus en vue de la phase de reproduction.
- 5 Croisement des  $\lambda$  individus sélectionnés.
- 6 Mutation des  $\lambda$  individus sélectionnés.
- 7 Évaluation des  $\lambda$  enfants obtenus.
- 8 Sélection pour le remplacement.
- 9 Fin.

Alg. 6.4 - Algorithme évolutionnaire générique

## 6.9 - ALGORITHME A EVOLUTION DIFFERENTIELLE

L'évolution différentielle (ED) (differential evolution : DE) est une méta-heuristique stochastique d'optimisation qui a été inspirée par les algorithmes génétiques et des stratégies évolutionnaires combinées avec une technique géométrique de recherche. Les algorithmes génétiques changent la structure des individus par l'utilisation de la mutation et du croisement, alors que les stratégies évolutionnaires réalisent l'auto-adaptation par une manipulation géométrique des individus. Ces idées ont été mises en oeuvre grâce à une opération simple, mais puissante, de mutation de vecteurs, proposée en 1995 par K. Price et R. Storn [347]. Même si, à l'origine, la méthode de l'évolution différentielle était conçue pour les problèmes d'optimisation continus et sans contraintes, ses extensions actuelles peuvent permettre de traiter les problèmes à variables mixtes et gèrent les contraintes non linéaires [347].

Dans la méthode ED, la population initiale est générée par tirage aléatoire uniforme sur l'ensemble des valeurs possibles de chaque variable. Les bornes inférieures et supérieures des variables sont spécifiées par l'utilisateur selon la nature du problème. Après l'initialisation, l'algorithme effectue une série de transformations sur les individus, dans un processus appelé évolution. La population contient  $N$  individus. Chaque individu  $x_{i,G}$  est un vecteur de dimension  $D$ , où  $G$  désigne la génération :

$$x_{i,G} = (x_{1i,G}, x_{2i,G}, \dots, x_{Di,G}) \text{ avec } i=1, 2, \dots, N \quad (6.6)$$

Le standard DE utilise 3 techniques (mutation, croisement et sélection) comme les algorithmes génétiques. A chaque génération, l'algorithme applique, successivement, ces 3 opérations sur chaque vecteur pour produire un vecteur d'essai (trial vector) :

$$u_{i,G+1} = (u_{1i,G+1}, x_{2i,G+1}, \dots, x_{Di,G+1}) \text{ avec } i=1, 2, \dots, N \quad (6.7)$$

Une opération de sélection permet de choisir les individus à conserver pour la nouvelle génération ( $G+1$ ).

### 6.9.1 - Mutation

Pour chaque vecteur courant  $x_{i,G}$ , on génère un vecteur mutant  $u_{i,G+1}$  vi, qui peut être créé en utilisant une des stratégies de mutation suivantes :

- **Rand/1** :

$$v_{i,G+1} = x_{r1,G} + f(x_{r2,G} - x_{r3,G}) \quad (6.8)$$

- **Best/1** :

$$v_{i,G+1} = x_{best,G} + f(x_{r1,G} - x_{r2,G}) \quad (6.9)$$

- **Current to best/1 :**

$$v_{i,G+1} = x_{i,G} + f(x_{r1,G} - x_{r2,G}) + f(x_{best,G} - x_{i,G}) \quad (6.10)$$

- **Best/2 :**

$$v_{i,G+1} = x_{best,G} + f(x_{r1,G} - x_{r2,G}) + f(x_{3,G} - x_{4,G}) \quad (6.11)$$

- **Rand/2 :**

$$v_{i,G+1} = x_{r1,G} + f(x_{r2,G} - x_{r3,G}) + f(x_{r4,G} - x_{r5,G}) \quad (6.12)$$

Où,  $f$  est le constant de mutation, les indices  $r1, r2, r3, r4$  et  $r5 \in [1, 2, \dots, N]$  sont des entiers aléatoires et tous différents  $r1 \neq r2 \neq r3 \neq r4 \neq r5 \neq i$ . Ils sont, également, choisis différents de l'indice courant  $i$ .  $x_{best,G}$  est le meilleur individu à la  $G^{\text{ème}}$  génération.  $f \in [0, 2]$  est une valeur constante, appelée differential weight « poids différentiel », qui contrôle l'amplification de la variation différentielle de  $(x_{ri,G} - x_{rj,G})$ .

### 6.9.2 - Croisement

Après la mutation, une opération de croisement binaire forme le vecteur d'essai final  $u_{i,G+1}$ , selon le vecteur  $x_{i,G}$  et le vecteur mutant correspondant  $v_{i,G+1}$ . L'opération de croisement est introduite pour augmenter la diversité des vecteurs de paramètres perturbés. Le nouveau vecteur  $u_{i,G+1}$  est donné par la formule suivante :

$$u_{ji,G+1} = \begin{cases} v_{i1,G+1} & \text{si } randb(j) \leq CR \quad \text{ou } j = rnbr(i) \\ x_{ji,G} & \text{si } rabdb(j) \leq CR \quad \text{ou } j = rnbr(i) \end{cases} \quad \text{pour toutes } j \in \{1, 2, \dots, D\} \quad (6.13)$$

Où,  $randb(j)$  est la  $j^{\text{ème}}$  valeur procurée un générateur de nombre aléatoire uniforme appartenant à l'intervalle  $[0,1]$ .  $CR$  est le coefficient de croisement qui appartient à l'intervalle  $[0,1]$  et est déterminé par l'utilisateur.  $rnbr(i)$  est un indice choisi au hasard dans l'ensemble  $\{1, 2, \dots, N\}$ .

### 6.9.3 - Sélection

Pour décider quel vecteur, parmi  $u_{i,G+1}$  ou  $x_{i,G}$  doit être choisi dans la génération  $G+1$ , on doit comparer les valeurs de fonction du cout de ces 2 vecteurs. En effet, on garde le vecteur ayant la plus petite valeur de fonction du cout en cas de minimisation. Le nouveau vecteur  $x_{i,G+1}$  est choisi selon l'expression suivante :

$$x_{i,G+1} = \begin{cases} u_{i,G+1} & \text{si } f(u_{i,G+1}) < f(x_{i,G}) \\ x_{i,G} & \text{sin on} \end{cases} \quad (6.14)$$

Il est clair, qu'un bon réglage des principaux paramètres de l'algorithme (taille de la population  $N$ , facteur de mutation  $f$  et facteur de croisement  $CR$ ) contribue de façon importante à l'efficacité de la

méthode. L'auto-adaptation de ces paramètres paraît, donc, intéressante pour l'amélioration de l'algorithme [348].

## 6.10 - OPTIMISATION PAR ESSAIS DE PARTICULES

### 6.10.1 - Préambule

L'optimisation par essaim particulaire (OEP), ou Particle Swarm Optimization (PSO), est un algorithme évolutionnaire qui utilise une population de solutions candidates pour développer une solution optimale au problème. Cet algorithme a été proposé par Russel Eberhart (ingénieur en électricité) et James Kennedy (socio-psychologue) en 1995 [373]-[376]. Il s'inspire à l'origine du monde du vivant, plus précisément du comportement social des animaux évoluant en essaim, tels que les bancs de poissons et les vols groupés d'oiseaux. En effet, on peut observer chez ces animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes. Alors qu'individuellement, chaque individu a une «intelligence» limitée, et ne dispose que d'une connaissance locale de sa situation dans l'essaim.

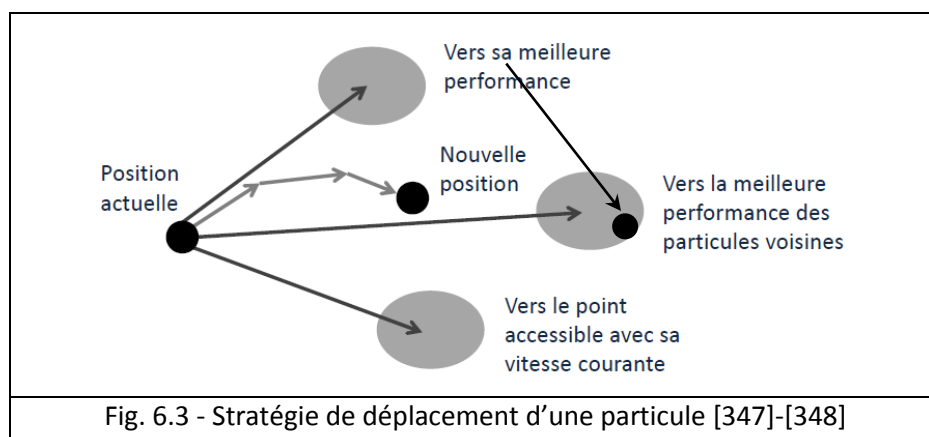
L'information locale et la mémoire de chaque individu sont utilisées pour décider de son déplacement. Des règles simples, telles que «rester proche des autres individus», «aller dans une même direction» ou «aller à la même vitesse», suffisent pour maintenir la cohésion de l'essaim, et permettent la mise en oeuvre de comportements collectifs complexes et adaptatifs.

L'essaim de particules correspond à une population d'agents simples, appelés particules. Chaque particule est considérée comme une solution du problème, où elle possède une position (le vecteur de solution) et une vitesse. De plus, chaque particule possède une mémoire lui permettant de se souvenir de sa meilleure performance (en position et en valeur) et de la meilleure performance atteinte par les particules «voisines» (informatrices) : chaque particule dispose, en effet d'un groupe d'informatrices, historiquement appelé son voisinage.

Un essaim de particules, qui sont des solutions potentielles au problème d'optimisation, «survole» l'espace de recherche, à la recherche de l'optimum global. Le déplacement d'une particule est influencé par les 3 composantes suivantes :

- ✓ Une composante d'inertie : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement.
- ✓ Une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée.
- ✓ Une composante sociale : la particule tend à se fier à l'expérience de ses congénères et, ainsi, à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins.

La stratégie de déplacement d'une particule est illustrée dans la figure 6.3.



### 6.10.2 - Origine de la méthode OEP

Dans un espace de recherche de dimension  $D$ , la particule  $i$  de l'essaim est modélisée par son vecteur position  $\vec{x}_i = (x_{i1}, x_{i2}, \dots, x_{iD})$  et par son vecteur vitesse  $\vec{v}_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{iD})$ . La qualité de sa position

est déterminée par la valeur de la fonction objective en ce point. Cette particule garde en mémoire la meilleure position par laquelle elle est déjà passée, que l'on note  $\vec{P}best_i = (pbest_{i1}, pbest_{i2}, \dots, pbest_{iD})$ . La meilleure position atteinte par les particules de l'essaim est notée  $\vec{G}best_i = (gbest_{i1}, gbest_{i2}, \dots, gbest_{iD})$ . Nous nous référons à la version globale de PSO, où toutes les particules de l'essaim sont considérées comme voisines de la particule  $i$ , d'où la notation  $\vec{G}best$  (global best).

**Remarque :** le terme de «vitesse» est ici abusif, car les vecteurs  $\vec{v}_i$  ne sont pas homogènes à une vitesse. Il serait plus approprié de parler de «direction de déplacement». Cependant, pour respecter l'analogie avec le monde animal, les auteurs ont préféré utiliser le terme de «vitesse».

Au départ de l'algorithme, les particules de l'essaim sont initialisées de manière aléatoire/régulière dans l'espace de recherche du problème. Ensuite, à chaque itération, chaque particule se déplace en combinant, linéairement, les 3 composantes citées cidessus.

Le principe de l'OEP développé par Kennedy et Eberhart [350] & [370] se base sur le comportement des nuées d'oiseaux. Ainsi, l'OEP a été, fondamentalement, développé à travers la simulation du comportement des nuées d'oiseaux dans l'espace bidimensionnel. La position de chaque agent est représentée par ses coordonnées suivant les deux axes  $XY$  auxquels on associe les vitesses exprimée par  $v_x$  (vitesse suivant l'axe  $X$ ) et  $v_y$  (vitesse suivant l'axe  $Y$ ). La modification du comportement de chaque agent se base sur les informations de position et de vitesse.

A chaque itération, l'agent procède via une fonction objective à l'évaluation de sa meilleure valeur jusque là ( $pbest$ ) et sa position suivant les 2 axes  $XY$ . Cette information est obtenue à partir de l'analyse des expériences personnelles de chaque agent. En plus, chaque agent connaît la meilleure valeur globale du groupe ( $gbest$ ) parmi les  $pbests$ . Cette information représente la valeur autour de laquelle d'autres agents sont performants. Ainsi, chaque agent essaye de modifier sa position en se basant sur les informations suivantes :

- ✓ Position courante ( $x, y$ ).
- ✓ Vitesse courante ( $v_x, v_y$ ).
- ✓ Distance entre la position courante et  $pbest$ .
- ✓ Distance entre la position courante et  $gbest$ .

Cette modification peut être représentée par le concept de vitesse. La vitesse modifiée de chaque agent s'écrira de la manière suivante [350] :

$$v_i^{(k+1)} = w.v_i^{(k)} + c_1 rand_1 (Pbest_i - y_i^{(k)}) + c_2 rand_2 (Gbest_i - y_i^{(k)}) \quad (6.15)$$

Où,  $v_i^k$  est la vitesse de l'agent  $i$  à l'itération  $k$ ,  $w$  est une constante, appelée coefficient d'inertie (fonction de pondération),  $c_1$  et  $c_2$  sont 2 constantes, appelées coefficients d'accélération (coefficients de pondération),  $rand_1$  et  $rand_2$  sont 2 nombres aléatoires tirés, uniformément, entre 0 et 1, à chaque itération  $k$  et pour chaque dimension.  $s_i^k$  est la position courante de l'agent  $i$  à l'itération  $k$ ,  $pbest_i$  est la  $pbest$  de l'agent  $i$  et  $gbest_i$  la  $gbest$  du groupe.

Les 3 composantes mentionnées ci-dessus (i.e. d'inertie, cognitive et sociale) sont représentées dans l'équation (6.15) par les termes suivants :

- ✓  $w.v_i^{(k)}$  correspond à la composante d'inertie du déplacement, où le paramètre  $w$  contrôle l'influence de la direction de déplacement sur le déplacement futur.

- ✓  $c_1 rand_1(.) \cdot (Pbest_i - y_i^{(k)})$  correspond à la composante cognitive du déplacement, où le paramètre  $c_1$  contrôle le comportement cognitif de la particule.
- ✓  $c_2 rand_2(.) \cdot (Gbest_i - y_i^{(k)})$  correspond à la composante sociale du déplacement, où le paramètre  $c_2$  contrôle l'aptitude sociale de la particule.

La partie droite de l'équation (6.15) comprend 3 termes (vecteurs). Le premier terme représente la vitesse précédente de l'agent. Le second terme ainsi que le troisième sont utilisés pour modifier la vitesse de l'agent [348].

Le coefficient d'inertie  $w$ , introduit par Shi et Eberhart [375]-[376] contrôle l'influence de la direction de la particule sur le déplacement futur. Le but de l'introduction de ce paramètre est de réaliser un équilibre entre la recherche locale (exploitation) et la recherche globale (exploration). L'intensité de l'exploration de l'espace de recherche dépend de la valeur du poids d'inertie, une grande valeur de  $w$  facilitant une exploration globale, alors qu'une petite valeur facilite l'exploration locale. Du fait de son influence sur les performances de l'algorithme de l'OEP, le poids d'inertie a suscité un grand intérêt de la part de la communauté des chercheurs. Plusieurs auteurs ont proposé un coefficient d'inertie dynamique qui varie au cours du temps. Il commence par une valeur proche de 0,9 et descend, linéairement, pour arriver à 0,4 [04]. Cette stratégie a beaucoup amélioré les performances de l'OEP pour plusieurs problèmes d'optimisation. Le coefficient d'inertie  $w$  varie, linéairement, avec le temps selon la formule suivante, [262], [347], [350] & [358] :

$$w = w_{\min} - \frac{w_{\max} - w_{\min}}{it_{\max}} it \quad (6.16)$$

$it$  est l'itération courante et  $it_{\max}$  est le nombre maximal d'itérations.  $w_{\max}$  et  $w_{\min}$  désignent, respectivement, les valeurs maximum et minimum du coefficient  $w$  (généralement,  $w_{\max}$  et  $w_{\min} \in [0,1]$ ).

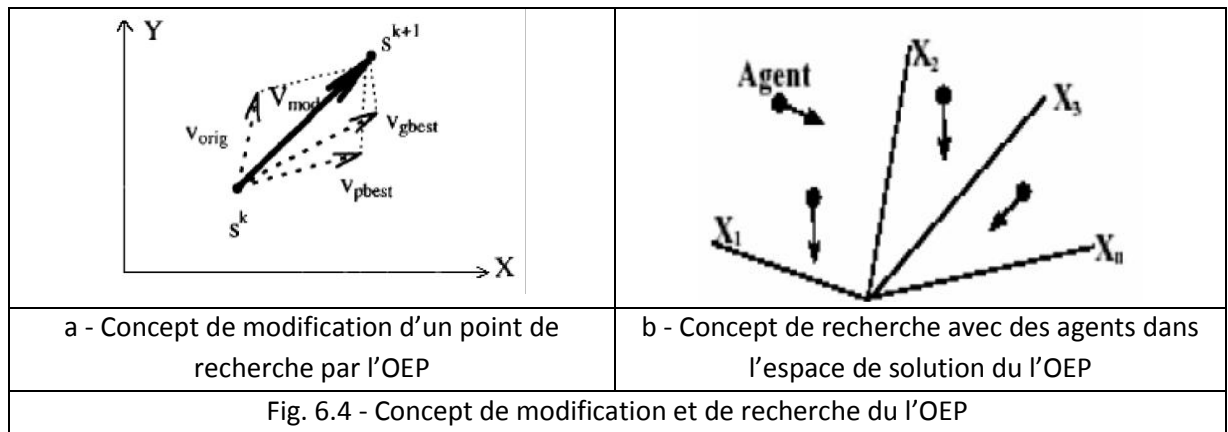
Chatterjee et Siarry [354] ont utilisé une autre stratégie non-linéaire pour définir un coefficient d'inertie dynamique. Eberhart et Shi [376] ont proposé une autre variante, dans laquelle le coefficient d'inertie est choisi au hasard, selon une distribution uniforme, dans l'intervalle [0,5, 1]. Cet intervalle a été inspiré du facteur de construction proposé par Clerc et Kennedy [377] : la valeur attendue du coefficient d'inertie, dans ce cas, est égale à  $0.75 \approx 0.729$ .

La position courante (cherchant le point dans l'espace de solution) est modifiée suivant l'équation donnée suivante :

$$y_i^{(k+1)} = y_i^{(k)} + v_i^{(k+1)} \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, n_s \quad (6.17)$$

Le concept de modification d'un point de recherche par PSO est montré par la figure 6.4a [349]. Alors la figure 6.4b illustre un concept de recherche avec des agents dans un espace de solution. Chaque agent change sa position courante en moyennant l'intégration des vecteurs comme présentés dans la figure 6.4b [349].

Où,  $y_i^k$  la position courante de l'agent,  $y_i^{k+1}$  est la position modifiée de l'agent,  $v_i^k$  la vitesse courante de l'agent,  $v_i^{k+1}$  la vitesse modifiée de l'agent,  $v_{pbest}$  la vitesse de l'agent basée sur la position  $pbest$  et  $v_{gbest}$  la vitesse de l'agent basée sur la position  $gbest$  choisi parmi toutes les meilleures positions des agents de la population.



### 6.10.3 - Algorithme général de l'OEP

Une fois le déplacement des particules effectué, les nouvelles positions sont évaluées et les 2 vecteurs  $\vec{Pbest}_i$  et  $\vec{Gbest}_i$  sont mis à jour, à l'itération  $k + 1$ , suivant les 2 équations (6.18) pour le cas d'une minimisation et (6.19) pour le cas d'une version globale de l'OEP, respectivement. Cette procédure est présentée dans l'algorithme 6.5, où  $n_{Swarm}$  est le nombre de particules de l'essaim.

$$\vec{Pbest}_i(k+1) = \begin{cases} \vec{Pbest}_i(k), & \text{si } f(\vec{y}_i(k+1)) \geq \vec{Pbest}_i(k) \\ \vec{y}_i(k+1) & \end{cases} \quad (6.18)$$

$$\vec{Gbest}_i(k+1) = \arg \min_{\vec{Pbest}_i} f(\vec{Pbest}_i(k+1)), \quad i \leq 1 \leq N_{Swarm} \quad (6.19)$$

#### Etape 1 : Génération d'état initial de chaque agent

Les points de recherche initiaux, position  $s_i^0$  et  $v_i^0$  de chaque agent sont produits, aléatoirement, pour chaque agent et le point de recherche courant est placé à  $pbest$ .

#### Etape 2 : Evaluation du point de recherche de chaque agent

Les points de recherche courants sont évalués au moyen de la fonction objective relative au système d'étude. Si la valeur d'un agent est meilleure que son  $pbest$  courant,  $pbest$  prend cette nouvelle valeur. Si la meilleure valeur de  $pbest$  est meilleure que  $gbest$  courant,  $gbest$  est remplacé par cette meilleure valeur et l'agent qui correspond à cette meilleure valeur est ainsi stocké.

#### Etape 3 : Modification du point de recherche

La modification du point de recherche se fait en moyennant les équations (6.15), (6.16) et (6.17).

#### Etape 4 : Critère d'arrêt

La procédure de recherche est arrêtée lorsque le nombre courant d'itération devient égal à la valeur maximale d'itérations, préalablement, déterminée. Dans ce cas, la dernière valeur  $gbest$  peut être considérée comme solution. Dans l'autre cas, la recherche continue en revenant à l'étape 2.

L'optimisation par essais de particules peut être présentée par les points suivants :

- ✓ La méthode OEP peut, essentiellement, manipuler le problème d'optimisation continu.
- ✓ La méthode OEP utilise plusieurs points de recherche comme le fait l'algorithme génétique (AG) qui converge, graduellement, vers le point optimal en utilisant les valeurs  $pbest$  et  $gbest$ .
- ✓ La méthode OEP utilise la diversification et l'intensification pour une recherche efficace.

- ✓ La méthode OEP s'applique, facilement, aux problèmes de  $k$  dimensions et a donné de bons résultats pour la fonction *Schaffer f6* et la fameuse fonction *benchmark* [348].
- ✓ La méthode OEP présente un avantage certain sur les méthodes classiques dans le sens où elle permet une exploration aléatoire de l'espace des solutions. De plus, elle est simple à mettre en œuvre et son exécution conduit à l'obtention de très bons résultats, rapidement et efficacement, avec peu de paramètres à ajuster.

- 1 Initialiser aléatoirement  $N_{Swarm}$  particules : position et vitesse.
- 2 Evaluer les positions des particules.
- 3 Pour chaque particule  $i$ ,  $\vec{P}best_i = \vec{y}_i$ .
- 4 Calculer  $\vec{G}best_i$  selon (6.19).
- 5 Tant que le critère d'arrêt n'est pas satisfait, faire :
  - 6 Déplacer les particules selon (6.15) et (6.17).
  - 7 Evaluer les positions des particules.
  - 8 Mettre à jour  $\vec{P}best_i$  et  $\vec{G}best_i$  selon (6.18) et (6.19).
- 9 Fin.

Alg. 6.5 - Algorithme d'optimisation par essaim particulaire

#### 6.10.4 - Variations de la méthode OEP

##### 1 - Algorithme de l'OEP discret

Dans l'optimisation par essaim de particules discrète (EPD),  $(x_i^k$  et  $pbest_i^k$ ) prennent, seulement, des valeurs de 0 et 1 [348] & [350]. La vitesse  $v_i^k$  déterminera une probabilité de seuil. Si  $v_i^k$  est plus élevée, la particule choisit la valeur 1 et pour les valeurs plus basses favorise le 0 comme choix. Un tel seuil doit rester dans la gamme [0, 1]. Une fonction franche pour accomplir ceci est commune dans les réseaux de neurones [348] & [350]. La fonction, appelée fonction sigmoïde, est définie comme suit :

$$sig(v_i^k) = \frac{1}{1 + \exp(-v_i^k)} \quad (6.20)$$

Un nombre aléatoire (*rand* : trié d'une distribution uniforme entre 0 et 1) est alors généré, par lequel  $x_i^k$  soit placé à 1 si le nombre aléatoire est inférieure à la valeur de la fonction sigmoïde comme illustré dans ce qui suit [348]-[350] :

$$\rho_i^{k+1} \leq sig(v_i^{k+1}) \quad \text{alors} \quad y_i^{k+1} = 1 \quad \text{Sinon} \quad y_i^{k+1} = 0 \quad (6.21)$$

##### 2 - Confinement des particules

Pour éviter que le système n'«explose» en cas d'amplification trop grande d'oscillations (il est possible que le déplacement d'une particule soit trop rapide et la conduise à sortir de l'espace de recherche), nous pouvons introduire un nouveau paramètre  $v_{max}$ , qui permet de limiter la vitesse sur chaque dimension et ainsi de contrôler l'explosion du système [347]-[348]. Notons que cela ne restreint pas les valeurs de  $y_i$  à l'intervalle  $[v_{min}, v_{max}]$ , mais limite, seulement, la distance maximale qu'une particule va parcourir au cours d'une itération. Cette méthode permet de contrôler la divergence de l'algorithme et de réaliser ainsi un compromis efficace entre intensification et diversification.

De plus, une stratégie de confinement des particules peut être introduite. Une telle stratégie permet de ramener une particule sortie de l'espace de recherche à l'intérieur de celui-ci. Dans ce cadre, plusieurs méthodes peuvent être employées :

- ✓ La particule est laissée à l'extérieur de l'espace de recherche, mais on n'évalue pas sa fonction objective. Ainsi, elle ne pourra pas attirer les autres particules en dehors de l'espace de recherche.
- ✓ La particule est arrêtée à la frontière et les composantes associées à sa vitesse sont annulées.
- ✓ La particule rebondit sur la frontière. La particule est stoppée sur la frontière, mais les composantes correspondantes de la vitesse sont multipliées par un coefficient tiré, aléatoirement, dans l'intervalle  $[-1, 0]$ .

### 3 - Coefficient de constriction

Des améliorations ont été apportées à l'algorithme de base, notamment, du point de vue du contrôle de la divergence : en particulier, l'introduction du paramètre  $v_{\max}$  permet de limiter la divergence des particules. En outre, beaucoup d'autres études ont été menées sur la dynamique [378] des particules et qui s'attachent à analyser sous quelles conditions une convergence de l'essaim est assurée.

La combinaison des paramètres  $w$ ,  $c_1$  et  $c_2$  permet de régler l'équilibre entre les phases de diversification et d'intensification du processus de recherche, Clerc et Kennedy ont démontré qu'une bonne convergence peut être obtenue en rendant dépendants ces paramètres. L'utilisation d'un coefficient de constriction  $k$  (ou facteur de constriction) permet de mieux contrôler la divergence de l'essaim et de s'affranchir de la définition de  $v_{\max}$  [377] & [379]. Cette variante de PSO qui a été, largement, utilisée dans la littérature, est connue sous le nom de canonical PSO. Par l'utilisation du coefficient de constriction, l'équation (6.15) devient :

$$v_i^{(k+1)} = k \left( w v_i^{(k)} + c_1 \text{rand}_1(.) \cdot (Pbest_i - y_i^{(k)}) + c_2 \text{rand}_2(.) \cdot (Gbest_i - y_i^{(k)}) \right) \quad (6.22)$$

$$k = \frac{2}{\left| 2 - c - \sqrt{c^2 - 4c} \right|} \quad \text{avec} \quad c = c_1 + c_2 \quad \text{et} \quad c > 4 \quad (6.23)$$

Les valeurs optimales de  $c_1$  et  $c_2$  sont déterminées en effectuant de nombreux tests. En général, si  $c = 4.1$  et  $c_1 = c_2$ , ce qui donne un coefficient  $k = 0,7298844$ . Si  $c = 0.5$  et  $c_1 = c_2$ , ce qui donne un coefficient  $k = 0.38$ .

Plusieurs chercheurs ont indiqué que l'utilisation d'un coefficient de construction donne, généralement, un meilleur taux de convergence, sans avoir à fixer de vitesse maximale  $v_{\max}$ . Cependant, dans certains cas, le coefficient de constriction seul ne permet pas la convergence vers la solution optimale pour un nombre d'itérations donné.

Pour remédier à ce problème, il pourrait être intéressant de fixer  $V_{\max} = (y_{\max} - y_{\min})/2$  en plus du coefficient de constriction, ce qui, selon les études de Shi et Eberhart, permet d'améliorer les performances globales de l'algorithme. Ainsi, il est à noter que l'OEP, utilisant un coefficient de constriction, n'est pas la seule version de l'OEP qui garantisse la convergence vers un état d'équilibre.

### 4 - Topologie de voisinage

Comme nous l'avons vu dans les 2 sous sections 6.10.1 et 6.10.2, l'OEP est une méthode d'optimisation stochastique inspirée d'un comportement social. Ce comportement a été modélisé par les 2 équations (6.15) et (6.16) pour guider les particules durant le processus de déplacement. Le choix d'une topologie (le



réseau de communication entre les particules) a, donc, une influence importante sur les performances de l'OEP.

A l'origine, dans la version de l'OEP résumée dans l'algorithme 6.5, des auteurs [380] ont défini une topologie, entièrement, connectée (i.e. chaque particule est reliée à toutes les autres). Cette version de PSO est appelée version globale (*Gbest*), car la particule est informée par la totalité des autres, et l'information, effectivement utilisée, est incarnée par le terme  $\vec{Gbest}_i$  de la troisième composante de l'équation (6.15). Cette version a l'inconvénient majeur de ne pas donner lieu à une exploration suffisante ; ce qui peut conduire à une stagnation dans un optimum local et donc, à une convergence prématurée. De nombreuses variantes de la version originale, dites versions locales (*Lbest*), ont été proposées dans la littérature de l'OEP, afin d'améliorer sa convergence. Parmi ces variantes, nous pouvons citer celle proposée par Eberhart et autres, qui utilise un graphe d'information statique sous forme d'anneau (cette version est connue comme étant la version locale classique). Dans les versions locales, le terme  $\vec{Gbest}_i$  est remplacé par les termes  $\vec{Lbest}_i$ , où, pour chaque particule  $i$ , on définit un ensemble de voisinage (i.e. l'information qui doit être partagée est la meilleure solution trouvée dans le voisinage de chaque particule ( $\vec{Lbest}_i$ )).

De nombreuses autres topologies ont été testées. Parmi celles-ci, on peut retenir celles inspirées de modèles socio-psychologiques ou celles incluant des stratégies « petit-monde ». L'information importante qui ressort de ces résultats est qu'aucune topologie n'est « meilleure » que les autres, dans le sens où il n'y a aucune topologie qui donne de meilleurs résultats que toutes les autres sur un large plan de problèmes.

A l'inverse des topologies statiques, il existe aussi, des topologies dynamiques. Dans ce cas, les liens d'information entre les particules sont modifiés à chaque pas de temps.

## 5 - OEP et hybridation

Ces dernières années, l'hybridation des algorithmes a attiré l'attention de nombreux chercheurs afin d'améliorer leurs performances. L'objectif de l'hybridation est de combiner les caractéristiques de plusieurs algorithmes pour tirer profit de leurs avantages [348].

Mais, l'algorithme résultant risque d'hériter, également, de leurs faiblesses. De plus, un algorithme résultant de l'hybridation de plusieurs algorithmes peut avoir une complexité importante. Comme pour toutes les méta-heuristiques, l'hybridation a aussi touché le domaine de PSO dans le but d'améliorer ses performances. Dans ce qui suit, nous présentons quelques exemples d'hybridations entre PSO et d'autres algorithmes.

En 1998, Angeline [381] a proposé la première hybridation d'un algorithme PSO. Il introduit un processus de sélection et un processus de mutation inspirés des algorithmes évolutionnaires. Le processus de sélection est utilisé pour choisir des « bonnes » particules qui vont subir une mutation, et des « mauvaises » particules qui sont éliminées.

En 2002, V. Miranda & N. Fonseca [382] ont proposé une hybridation entre PSO et les stratégies évolutionnaires. Les paramètres  $c1$  et  $c2$ , ainsi que  $g$  sont perturbés selon une distribution Gaussienne. La variance de cette distribution est déterminée à l'aide d'un processus de sélection.

En 2002, J. Robinson, S. Sinton & Y. Rahmat-Samii [383] ont proposé et développé une hybridation entre OEP et les algorithmes génétiques. Il est démontré dans cet article que l'OEP est favorable dans la phase de diversification, alors que les algorithmes génétiques sont plus efficaces dans la phase d'intensification.

En 2006, M. Iqbal & M. A. Montes d'Oca [384] ont proposé un algorithme de l'OEP utilisant des principes des algorithmes à estimation de distribution est présenté. Les meilleures particules sont utilisées pour attirer les autres particules de l'essaim à l'aide de l'estimation d'une distribution de probabilité.

En 2007, P. Shelokar et autres [385] ont présenté un algorithme de l'OEP hybridé avec un algorithme de colonies de fourmis (ACF). L'idée sous-jacente consiste à utiliser PSO comme méthode de recherche globale, alors que l'algorithme de colonies de fourmis est censé améliorer le processus d'intensification, en étant utilisé comme une recherche locale.

En 2009, Zhan et autres [386] ont proposé une approche originale d'hybridation, qui est une combinaison de l'OEP et ED (EDOEP). Cette approche consiste à définir une stratégie de déplacement aléatoire pour accroître la capacité d'exploration et en même temps accélérer la convergence de l'algorithme, en utilisant des opérateurs de l'algorithme ED. Dans cette approche, 3 stratégies de mise à jour de la particule ont été utilisées : DE Updating Strategy (DEUS), Random Updating Strategy (RUS) et PSO Updating Strategy (PSOUS) [347].

## 6 - OEP adaptative

Comme toutes les autres méta-heuristiques, OEP possède de nombreux paramètres de contrôle. Si l'on se réfère à l'OEP avec facteur de constriction, les paramètres à définir par l'utilisateur sont, respectivement, la taille de l'essaim  $N$ , taille maximale du voisinage d'une particule  $K$ , le coefficient de constriction  $k$ , les coefficients d'accélération  $c_1$  et  $c_2$  et la vitesse maximale  $v_{\max}$ .

Le réglage de tous ces paramètres est un processus qui s'avère long et difficile. En effet, chaque paramètre ayant une forte influence sur le comportement de l'algorithme [347], il est important de trouver un jeu de paramètres bien adapté au problème posé. De ce fait, chaque problème nécessiterait, en théorie, une étude qui permettrait de dégager le jeu de paramètres optimal pour le traiter. Or, un tel procédé est souvent long à réaliser et demande une bonne connaissance au préalable du comportement de l'algorithme ; ce qui le rend inapplicable dans un contexte industriel. C'est pourquoi, ainsi, un nouvel axe de recherche, qui s'attache à réduire le nombre de paramètres «libres» des méta-heuristiques, s'est développé. Le but est de trouver des règles qui affranchissent l'utilisateur de définir les paramètres, en calculant ceux-ci au fur et à mesure du traitement, en fonction des résultats donnés par l'algorithme.

Ainsi, l'algorithme "adapte" son comportement au problème posé, au lieu d'avoir un comportement figé, défini au préalable par l'utilisateur. Le but ultime serait de concevoir un algorithme qui n'aurait aucun paramètre de contrôle. Un tel algorithme agirait comme une «boîte noire» pour laquelle l'utilisateur n'aurait qu'à définir les problèmes et le critère d'arrêt. Évidemment, pour être valable, un tel algorithme se doit de présenter des résultats au moins égaux à ceux des algorithmes paramétriques.

Dans le but de limiter l'intervention de l'utilisateur, des études sur le choix des paramètres ont été mises en place au cours des dernières années [347].

En 1998, Shi et Eberhart [376] ont proposé une étude qui donne une indication sur les performances de l'OEP en fonction des différentes valeurs de  $w$  et de  $v_{\max}$ .

Enfin, la dernière façon de choisir les paramètres d'une méthode est justement de ne pas les choisir [315]. En 1999, Suganthan [387] a proposé de modifier la taille des voisinages des particules en fonction du temps.

En 2001, Shi et autres [388] ont proposé de modifier le coefficient d'inertie  $w$  en utilisant des règles de logique floue.

En 2002, Ye et autres [389] ont proposé un algorithme pour éliminer les particules «inactives» et les remplace par de nouvelles particules, plus à même d'explorer l'espace de recherche.

En 2002, Van den Bergh [390] ont proposé une étude exhaustive de l'influence des paramètres sur le comportement de 3 algorithmes différents de l'OEP. Il y apparaît que, suivant que le problème posé soit unimodal ou multimodal, les jeux de paramètres sont différents. L'enjeu crucial apparaît être le taux de diversité au sein de l'essaim, un problème multimodal nécessitant un essaim avec un taux de diversité beaucoup plus important que dans le cas unimodal.

Une topologie de voisinage fortement connectée favorisera ainsi la résolution des problèmes unimodaux, alors qu'un essaim de taille importante aura tendance à favoriser la résolution de problèmes multimodaux.

En 2003, I. C. Trelea [391] a présenté une étude de l'OEP en utilisant les résultats de base sur les systèmes dynamiques. Comme Van den Bergh, Trelea [391] pose la définition des paramètres comme un problème de compromis diversification-intensification.

En 2003, Zhang et al. [392] ont proposé de modifier à la fois la taille de l'essaim, le coefficient de constriction et la taille des voisinages, à l'aide d'un seuil d'«amélioration». En 2003, Kennedy [393] a proposé de remplacer les équations de déplacement par une distribution Gaussienne de moyenne  $\frac{\vec{p}_i - \vec{p}_g}{2}$  et de variance  $\left| \frac{\vec{p}_i - \vec{p}_g}{2} \right|^2$ .

En 2003, Clerc [379] a développé un algorithme adaptatif appelé TRIBES. La description de TRIBES. Cette liste est non exhaustive, mais dresse un aperçu assez complet de tout ce qui peut être imaginé pour adapter un algorithme du PSO.

En 2004, Yasuda et Iwasaki [394] ont proposé un algorithme qui définit les valeurs des paramètres à partir de l'information apportée par les vecteurs vitesses des particules.

Il existe aussi des études portant sur la définition des procédures automatiques de choix des paramètres. En 2006, Adenso-Diaz et Laguna [395] ont proposé aussi, une méthode nommée Calibra, qu'un algorithme de recherche locale, pour déterminer les paramètres de la méthode OEP.

## 6.11 - OPTIMISATION PAR COLONIES DE FOURMIS : ACO

Les algorithmes de colonies de fourmis (ACF) sont des algorithmes inspirés du comportement des fourmis et constituent une famille de méta-heuristiques d'optimisation pour résoudre, naturellement, des problèmes complexes. Une telle aptitude s'avère possible en raison de la capacité des fourmis à communiquer entre elles indirectement, par le dépôt dans l'environnement de substances chimiques, appelées phéromones. Ce type de communication indirecte est appelé stigmergie. En anglais, le terme consacré à la principale classe d'algorithmes est ant colony optimization (ACO) [347] & [354].

### 6.11.1 - Fourmis réelles

L'étude des fourmis a longtemps été négligée par les entomologistes. Jusqu'à ce que, Hölldobler et Wilson ont corrigé cette lacune en 1990 en publiant un ouvrage concentrant tout ce que l'on connaissait alors des fourmis [17] & [354].

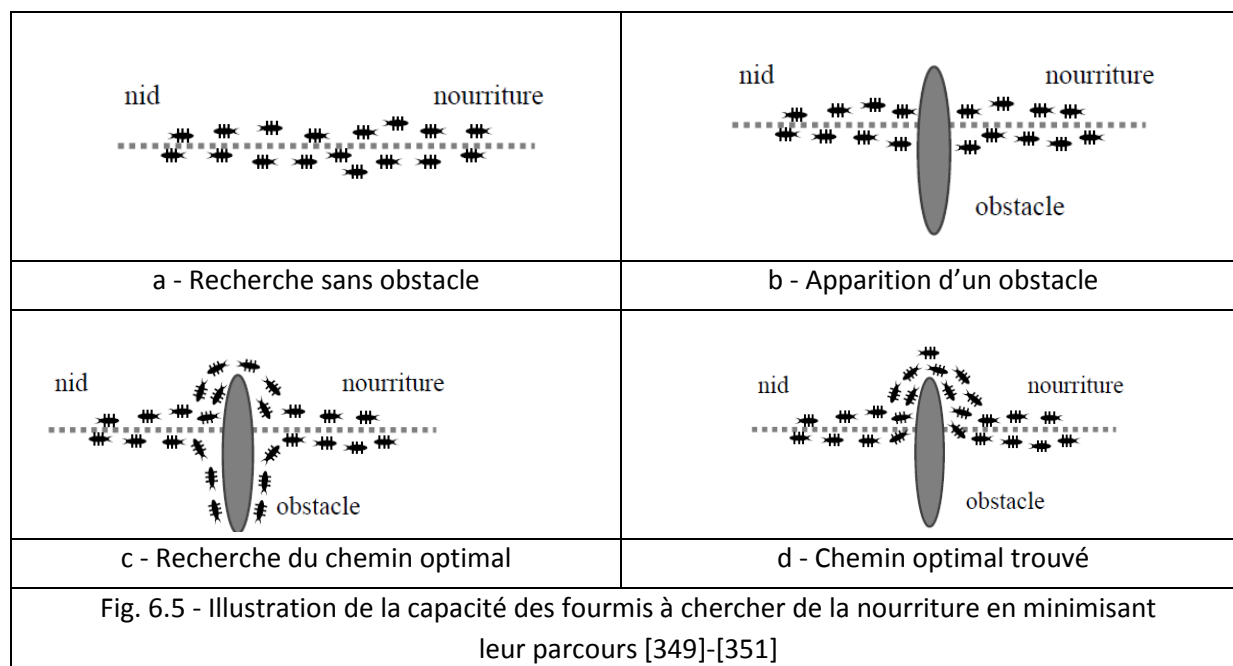
Les fourmis constituent à l'heure actuelle un support majeur pour les théories développées en écologie comportementale et en sociobiologie. On peut citer plusieurs raisons à cette inspiration:

- ✓ L'influence des fourmis sur leur environnement naturel est extrêmement importante. Il a par exemple été montré qu'elles déplacent plus de terre en forêt tropicale que les vers de terre, ou encore que le poids total des fourmis sur terre est du même ordre de grandeur que le poids des humains. De plus, la domination des fourmis est une preuve de leur adaptation à des environnements très variés.
- ✓ L'étude des fourmis se fait assez facilement en laboratoire car elles s'adaptent sans trop de difficultés à des environnements différents de leur habitat d'origine ;
- ✓ Les fourmis possèdent une gamme de comportements très variés, collectifs ou individuels.

La principale illustration de ce phénomène est donnée dans la figure 6.5 : un obstacle est placé sur le trajet des fourmis qui, après une étape d'exploration, finiront par emprunter le plus court chemin entre le nid et la source de nourriture [348] & [349]. Les fourmis qui sont retournées le plus rapidement au nid en passant par la source de nourriture sont celles qui ont emprunté le chemin le plus court. Il en découle que la quantité de phéromones déposées par unité de temps sur ce trajet est plus importante que sur les autres. Par ailleurs, une fourmi est d'autant plus attirée à un certain endroit que le taux de phéromones y

est important. De ce fait, le plus court chemin a une probabilité plus importante d'être emprunté par les fourmis que les autres chemins et sera donc, à terme, emprunté par toutes les fourmis.

Le premier algorithme d'optimisation s'inspirant de cette analogie a été proposé par Coloni, Dorigo et Maniezzo [355] & [396], afin de résoudre le problème du voyageur de commerce [353].



### 6.11.2 - Intelligence collective des fourmis

Malgré que certaines espèces des fourmis aient des capacités individuelles étonnantes telle que des capacités visuelles inhabituelles et des capacités d'apprentissage, mais la plupart des caractéristiques qui nous intéressent sont cependant collectives. On parle d'intelligence collective quand un groupe social peut résoudre un problème dans un cas où un agent isolé en serait incapable. Cette intelligence est basée sur les processus d'autoorganisation [17].

L'auto-organisation se parée bien à l'étude des insectes sociaux montrent des comportements collectifs complexes issus de comportements individuels simples. On peut regrouper les processus d'auto-organisation chez les insectes sociaux en 4 groupes tant leur diversité est importante [17].

- ✓ **Division du travail et l'organisation des rôles sociaux** : à l'intérieur d'une même société, on peut observer différentes catégories spécialisées dans un certain nombre de tâches (la recherche de nourriture, la défense du nid, ...).
- ✓ **L'organisation de l'environnement** : la construction du nid est un symbole de l'organisation distribuée des insectes. Le nid est construit sans que les insectes soient dirigés, ils répondent à un certain nombre de stimuli provenant de leur environnement.
- ✓ **Reconnaissance inter-individuelle** : chaque fourmi est capable d'identifier ses congénères tout en participant elle-même à l'identité de sa colonie : par exemple, l'échange d'aliments entre les individus d'une même colonie (*trophalaxie*).
- ✓ **Recrutement et l'exploitation collective des sources de nourriture** : le fourragement met à jour des stratégies qui permettent aux insectes une grande adaptation à leur milieu.

Les capacités des fourmis en matière de coopération, de communication, de compétition et d'apprentissage, entre autres, peuvent être mises à profit pour la conception d'algorithmes de résolution des problèmes d'optimisation [355].

### 6.11.3 - Communication

Les insectes sociaux, en général, et les fourmis en particulier, ont développé des mécanismes de communication très élaborés. Il a été défini 12 types de réponse mettant en oeuvre une forme de communication [17] & [354]:

1. L'alarme.
2. L'attraction simple.
3. Le recrutement : pour une source de nourriture ou un site de nidification.
4. L'entretien et l'amélioration.
5. La trophallaxie : échange de liquides.
6. L'échange d'aliments solides.
7. Les effets de groupe : augmentation ou inhibition d'une activité.
8. La reconnaissance des apparentés ou de caste.
9. La compétition pour la reproduction.
10. La détermination de catégorie; la compétition pour la reproduction.
11. Le marquage du territoire et du nid.
12. La reproduction : différenciation du sexe, de l'espèce, de la colonie....

La communication chimique est de loin la plus présente chez les fourmis. Les phéromones (mélange d'hydrocarbures) sont à la base de la communication de nombreuses espèces. La chémoréception présente les avantages suivants [17] & [354]:

- ✓ Diversité des molécules pouvant intervenir permet de fournir des informations qualitatives.
  - ✓ Stabilité du signal pour une molécule peu volatile permet d'assurer une certaine permanence.
- Par contre, les principaux inconvénients de la communication chimique sont les suivants.
- ✓ Elle n'offre que peu d'informations sur la direction.
  - ✓ Sa propagation est relativement lente et elle est peu adaptée pour la transmission de messages urgents ou pour l'intégration de 2 stimulations successives sous une forme temporelle.

La communication entre les individus peut se faire, directement ou indirectement. L'utilisation des phéromones est, majoritairement, une forme indirecte puisque l'échange d'information se fait grâce au support du sol. Quand, 2 individus interagissent, indirectement, en modifiant l'environnement, on parle de *stigmergie*.

### 6.11.4 - Fourmis artificielles

Le terme «fourmi» est un mot qui se profile plusieurs domaines : celui de la biologie ou plus précisément de la myrmécologie qui est l'étude du comportement naturel des fourmis, celui de la robotique qui utilise leur comportement pour concevoir de nouvelle machine, et celui de l'informatique où ces créatures sont modélisées pour la simulation ou la création d'algorithme. Les différentes applications informatiques qui découlent des capacités de communication des fourmis se retrouvent, par exemple, en optimisation combinatoire où la coopération stigmergétique s'applique parfaitement à la recherche du plus court chemin dans un graphe [349].

#### 1 - Algorithmes de colonies de fourmis

Les algorithmes de colonies de fourmis forment une classe des méta-heuristiques récemment proposée pour des problèmes d'optimisation difficiles. Ces algorithmes s'inspirent des comportements collectifs de dépôt et de suivi de piste observés dans les colonies de fourmis. Une colonie d'agents simples (les fourmis) communiquent, indirectement, via des modifications dynamiques de leur environnement (les pistes de phéromones) et construisent ainsi une solution à un problème en s'appuyant sur leur expérience collective.

## 2 - Optimisation naturelle : Pistes de phéromones

Les algorithmes de colonies de fourmis sont nés à la suite d'une constatation : les insectes sociaux en général, et les colonies de fourmis en particulier, résolvent naturellement des problèmes relativement complexes. Les biologistes ont étudié comment les fourmis arrivent à résoudre collectivement des problèmes trop complexes pour un seul individu, notamment les problèmes de choix lors de l'exploitation de sources de nourriture. Les fourmis ont la particularité d'employer pour communiquer des substances volatiles appelées phéromones. Elles sont très sensibles à ces substances, qu'elles perçoivent grâce à des récepteurs situés dans leurs antennes. Ces substances sont nombreuses et varient selon les espèces. Les fourmis peuvent déposer des phéromones au sol, grâce à une glande située dans leur abdomen, et former ainsi des pistes odorantes, qui pourront être suivies par leurs congénères (Fig. 6.6) [351] & [397].

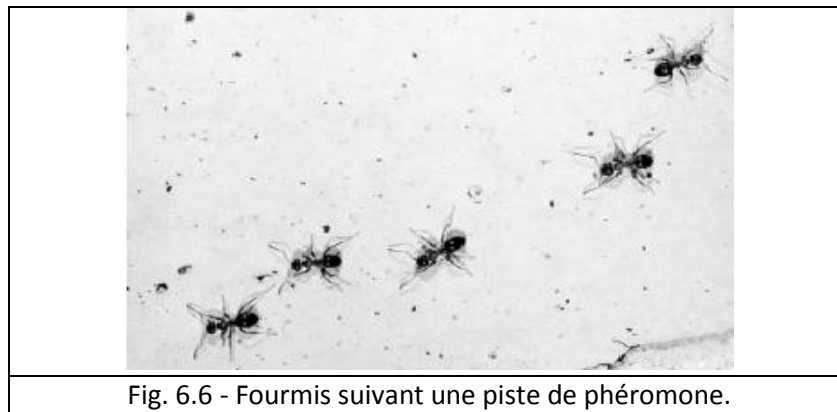
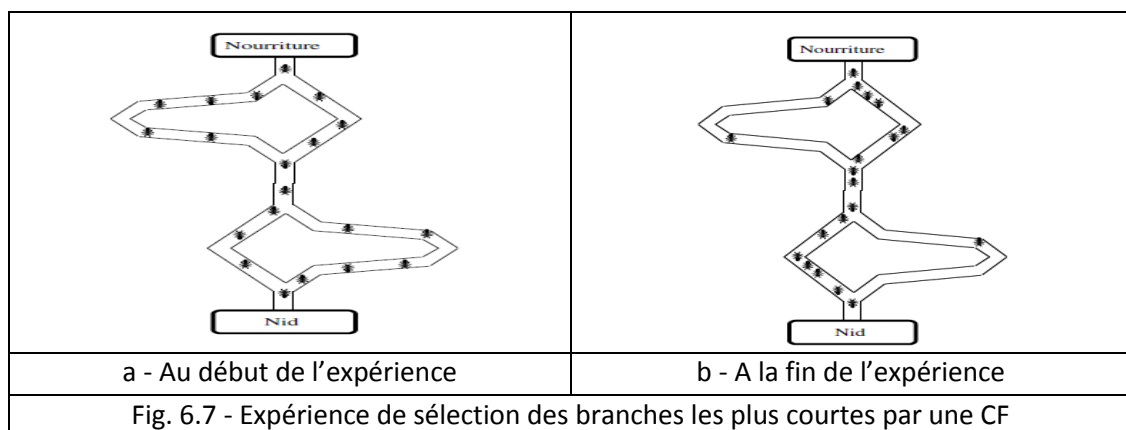


Fig. 6.6 - Fourmis suivant une piste de phéromone.

Les fourmis utilisent les pistes de phéromones pour marquer leur trajet (entre le nid et une source de nourriture). Une colonie est ainsi capable de choisir (sous certaines conditions) le plus court chemin vers une source à exploiter, sans que les individus aient une vision globale du trajet [351].



En effet, comme illustré sur la figure 6.7, les fourmis le plus rapidement arrivées au nid, après avoir visité la source de nourriture, sont celles qui empruntent les 2 branches les plus courtes. Ainsi, la quantité de phéromone présente sur le plus court trajet est, légèrement, plus importante que celle présente sur le chemin le plus long. Or, une piste présentant une plus grande concentration en phéromones est plus attirante pour les fourmis, elle a une probabilité plus grande d'être empruntée. La piste courte va alors être plus renforcée que la longue, et, à terme, sera choisie par la grande majorité des fourmis [397]. Mais, à tout moment, la probabilité existe qu'un individu quitte la trace puis se déplace plus ou moins au hasard. À cette occasion, l'individu «égare» peut éventuellement découvrir une source de nourriture beaucoup plus riche que celle qu'exploitent ses soeurs. En déposant alors une trace de phéromones plus intense encore, elle va les attirer vers cette nouvelle ressource, formant une nouvelle boucle de rétroaction positive [349] & [397].

### 6.11.5 - Optimisation par colonies de fourmis & problème du voyageur de commerce

Le problème du voyageur de commerce (Travelling Salesman Problem : TSP) a fait l'objet de la première implémentation d'un algorithme de colonies de fourmis dit "Ant System" (AS). Le passage de la métaphore à l'algorithme est, ici, relativement, facile à faire et le problème du voyageur de commerce est bien connu et étudié. Il est intéressant d'approfondir le principe de ce premier algorithme pour bien comprendre le mode de fonctionnement des algorithmes de colonies de fourmis. Il y a 2 façons d'aborder ces algorithmes. La première, la plus évidente au premier abord, est celle qui a historiquement mené au "Ant System" original. La seconde est une description plus formelle des mécanismes communs aux algorithmes de colonies de fourmis [351] & [397]-[398].

Le problème du voyageur de commerce consiste à trouver le trajet le plus court reliant  $n$  villes données, chaque ville ne devant être visitée qu'une seule fois. Le problème est plus, généralement, défini comme un graphe complètement connecté  $(N, A)$ , où les villes sont les noeuds  $N$  et les trajets entre ces villes, les arêtes  $A$  [351] & [397].

### 6.11.6 - Algorithme de base

Du côté des fourmis artificielles, quelques modifications ont apporté aux capacités des fourmis décrites précédemment :

- ✓ Elles possèdent une mémoire.
- ✓ Elles ne sont pas totalement aveugles.
- ✓ Temps discrets.

Dans l'algorithme AS, les fourmis sont placées sur les sommets du graphe (sur chaque ville). Elles se déplacent d'un sommet à l'autre en empruntant les arêtes du graphe [17] & [397].

À chaque itération  $t$  ( $1 < t < t_{\max}$ ), chaque fourmi  $k$  ( $k = 1, \dots, m$ ) parcourt le graphe et construit un trajet complet [354] & [397]. Pour chaque fourmi, le trajet entre une ville  $i$  et une ville  $j$  dépend de :

- ✓ La liste des villes déjà visitées, qui définit les mouvements possibles à chaque pas, quand la fourmi  $k$  est sur la ville  $j$  :  $J_i^k$ .
- ✓ L'inverse de la distance entre les villes  $\eta_{ij} = 1/d_{ij}$  appelée visibilité. Cette information statique est utilisée pour diriger le choix des fourmis vers des villes proches, et éviter les villes trop lointaines.
- ✓ La quantité de phéromone déposée sur l'arête reliant les 2 villes, appelée l'intensité de la piste  $\tau_{ij}(t)$ .

Ce paramètre définit l'attractivité d'une partie du trajet global et change à chaque passage d'une fourmi. C'est en quelque sorte une mémoire globale du système, qui évolue par apprentissage.

La règle de déplacement est donnée par l'équation suivante:

$$P_{ij}^k(t) = \begin{cases} \frac{[\tau_{ij}(t)]^\alpha * [\eta_{ij}(t)]^\beta}{\sum_{l=1: N_i^k} ([\tau_{il}(t)]^\alpha * [\eta_{il}(t)]^\beta)} & \text{si } j, u \in J_i^k \\ 0 & \text{si } j \notin J_i^k \end{cases} \quad (6.24)$$

Où,  $\alpha$  et  $\beta$  2 paramètres contrôlant l'importance relative de l'intensité de la piste,  $\tau_{ij}(t)$  et de la visibilité  $\eta_{ij}$ . Avec  $\alpha = 0$ , seule la visibilité de la ville est prise en compte; la ville la plus proche est donc, choisie à chaque pas. Au contraire, avec  $\beta = 0$ , seules les pistes de phéromone sont utilisées. Pour éviter une sélection trop rapide d'un trajet, un compromis entre ces 2 paramètres, jouant sur les comportements de *diversification* et d'*intensification* est nécessaire.

Après un tour complet, chaque fourmi laisse une certaine quantité de phéromones  $\tau_{ij}^k(t)$  sur l'ensemble de son parcours, quantité qui dépend de la qualité de la solution trouvée :

$$\tau_{ij}^k(t) = \begin{cases} \frac{Q}{L^k(t)} & \text{si } i, j \in T^k(t) \\ 0 & \text{si } i, j \notin T^k(t) \end{cases} \quad (6.25)$$

Où,  $T^k(t)$  est le trajet effectué par la fourmi  $k$  à l'itération  $t$ ,  $L^k(t)$  la longueur du tour  $T^k(t)$  et  $Q$  un paramètre de réglage fixe.

L'algorithme ne serait pas complet sans le processus d'évaporation des pistes de phéromone. En effet, pour éviter d'être piégé dans des solutions sous optimales, il est nécessaire de permettre au système "d'oublier" les mauvaises solutions. On contre balance donc, l'additivité des pistes par une décroissance constante des valeurs des arêtes à chaque itération. La règle de mise à jour des pistes est donnée comme suit :

$$\tau_{ij}(t,+1) = (1 - \rho) \cdot \tau_{ij}(t) + \Delta \tau_{ij}(t) \quad (6.26)$$

Où,  $\Delta \tau_{ij}(t) = \sum_{k=1}^m \Delta \tau_{ij}^k(t)$ ,  $m$  est le nombre des fourmis et  $\rho$  le paramètre de réglage.

La démarche initiée par cette analogie a été étendue à la résolution d'autres problèmes d'optimisation, discrets et continus [347]. L'ACF présente plusieurs caractéristiques intéressantes, telles que le parallélisme intrinsèque élevé, la robustesse (une colonie peut maintenir une recherche efficace, même si certains de ses individus sont défaillants) ou encore la décentralisation (les fourmis n'obéissent pas à une autorité centralisée). L'algorithme de colonies de fourmis est illustré par l'algorithme 6.6.

1	Tant que le critère d'arrêt n'est pas atteint, faire :
2	Pour $k=1$ à $m$ , faire :
3	Choisir une ville au hasard.
4	Pour chaque ville non visitée $i$ , faire :
5	Choisir une ville $j$ , dans la liste $J_i^k$ des villes restantes selon (6.25).
7	Fin Pour :
8	Déposer une piste $\Delta \tau_{ij}^k(t)$ sur le trajet $T^k(t)$ conformément à (6.26).
9	Fin Pour :
10	Évaporer les pistes selon (6.27).
11	Fin Tant que.

Alg. 6.6 - Algorithme de colonies de fourmis pour le problème du voyageur de commerce

### 6.11.7 - Variantes du système de fourmis

#### 1 - Ant system & élitisme

Une première variante du "Système de Fourmis" a été proposée dans l'introduction de fourmis "élitistes". Dans cette version, la meilleure fourmi (celle qui a effectué le trajet le plus court) dépose une quantité de phéromone plus grande, dans l'optique d'accroître la probabilité des autres fourmis d'explorer la solution la plus prometteuse [351], [354] & [397].

#### 2 - Ant-Q

Dans cette variante de l'Ant System (AS), la règle de mise à jour locale est inspirée du "*Q-learning*" (un algorithme d'apprentissage par renforcement) [397]. Cependant, aucune amélioration par rapport à



l'algorithme AS n'a pu être démontrée. Cet algorithme n'est d'ailleurs, de l'aveu même des auteurs, qu'un pré version du "Ant Colony System: ACS" [350] & [397].

### 3 - Ant colony system

L'algorithme "Ant Colony System" (ACS) a été introduit pour améliorer les performances du premier algorithme sur des problèmes de grandes tailles [350]-[351] & [397]. L'ACS est fondé sur des modifications de l'AS [17], [350]-[351] & [397].

1. L'ACS introduit une règle de transition dépendant d'un paramètre  $q_0$  ( $0 \leq q_0 \leq 1$ ), qui définit une balance *diversification/intensification*. Une fourmi  $k$  sur une ville  $i$  choisira une ville  $j$  par la règle :

$$j = \begin{cases} \arg \max_{u \in J_i^k} [\tau_{iu}(t)^\alpha \cdot \eta_{iu}(t)^\beta] & \text{si } q \leq q_0 \\ J & \text{si } q > q_0 \end{cases} \quad (6.27)$$

Où,  $q$  est une variable aléatoire uniformément distribuée sur  $[0, 1]$  et  $j \in J_i^k$  une ville sélectionnée, aléatoirement, selon la probabilité donnée par :

$$P_{ij}^k(t) = \frac{\tau_{ij}(t) \cdot \eta_{ij}(t)^\beta}{\sum_{u \in J_i^k} (\tau_{iu}(t) \cdot \eta_{iu}(t)^\beta)} \quad \text{si } j, u \in J_i^k \quad (6.28)$$

En fonction du paramètre  $q_0$ , il y a donc, 2 comportements possibles : si ( $q > q_0$ ) le choix se fait de la même façon que pour l'algorithme AS, et le système tend à effectuer une *diversification*. Si ( $q \leq q_0$ ), le système tend au contraire vers une *intensification*. En effet, pour ( $q \leq q_0$ ), l'algorithme exploite plus l'information récoltée par le système, il ne peut pas choisir de trajet non exploré.

2. La gestion des pistes est séparée en 2 niveaux : une mise à jour locale et une mise à jour globale. Chaque fourmi dépose une piste lors de la mise à jour locale.

$$\tau_{ij}(t,+1) = (1 - \rho) \cdot \tau_{ij}(t) + \rho \cdot \tau_0 \quad (6.29)$$

Où,  $\tau_0$  est la valeur initiale de la piste. À chaque passage, les arêtes visitées voient leur quantité de phéromone diminuer ; ce qui favorise la diversification par la prise en compte des trajets non explorés. À chaque itération, la mise à jour globale s'effectue comme suit :

$$\tau_{ij}(t,+1) = (1 - \rho) \cdot \tau_{ij}(t) + \rho \cdot \Delta \tau_{ij}(t) \quad (6.30)$$

Où, les arêtes  $(i,j)$  appartiennent au meilleur tour  $T^+$  de longueur  $L^+$  et où  $\Delta \tau_{ij}(t) = \frac{1}{L^+}$ . Ici, seule la

meilleure piste est, donc, mise à jour ; ce qui participe à une intensification par sélection de la meilleure solution.

3. Le système utilise une liste de candidats. Cette liste stocke pour chaque ville les  $v$  plus proches voisines, classées par distances croissantes. Une fourmi ne prendra en compte une arête vers une ville en dehors de la liste que si celle-ci a déjà été explorée. Concrètement, si toutes les arêtes ont déjà été visitées dans la liste de candidats, le choix se fera en fonction de la règle de l'équation (6.30), sinon c'est la plus proche des villes non visitées qui sera choisie.

### 4 - Max-Min Ant System

Cette variante (notée MMAS) est fondée sur l'algorithme AS et présente quelques différences notables [11], [350]-[351], [354] & [397].

1. Seule la meilleure fourmi met à jour une piste de phéromone;
2. Les valeurs des pistes sont bornées par  $\tau_{\min}$ ,  $\tau_{\max}$ .
3. Les pistes sont initialisées à la valeur maximum  $\tau_{\max}$ .
4. La mise à jour des pistes se fait de façon proportionnelle, les pistes les plus fortes étant moins renforcées que les plus faibles.
5. Une réinitialisation des pistes peut être effectuée.

Les meilleurs résultats sont obtenus en mettant à jour la meilleure solution avec une fréquence de plus en plus forte au cours de l'exécution de l'algorithme.

### 6.11.8 - Organisation de la méta-heuristique

En plus des règles régissant le comportement des fourmis, un autre processus majeur appelé *l'évaporation* des pistes de phéromone. En effet, à chaque itération, la valeur des pistes de phéromone est diminuée. Le but de cette diminution est d'éviter une convergence trop rapide et le piégeage de l'algorithme dans des minimums locaux, en favorisant l'exploration de nouvelles régions [17] & [397].

Selon les auteurs du formalisme ACO [396] & [399], il est possible d'implémenter d'autres processus nécessitant un contrôle centralisé (et donc ne pouvant être, directement, pris en charge par des fourmis), sous la forme de processus annexes. En effet, on perd alors la caractéristique décentralisée du système. De plus, l'implémentation de processus annexes entre, difficilement, dans une formalisation rigoureuse [397].

#### 1 - Phéromones & mémoire

L'utilisation de la *stigmergie* est cruciale pour les algorithmes de colonies de fourmis. Le choix de la méthode d'implémentation des pistes de phéromone est, donc, important pour obtenir les meilleurs résultats. Ce choix est en grande partie lié aux possibilités de représentation de l'espace de recherche ; chaque représentation peut apporter une façon différente d'implémenter les pistes. Par exemple, pour le problème du voyageur de commerce, une implémentation efficace, moins efficace en pratique, consiste à considérer  $\tau_{ij}$  comme une représentation de l'intérêt de visiter  $i$  en tant que  $j^{\text{ème}}$  ville.

En effet, les pistes de phéromone décrivent à chaque pas l'état de la recherche de la solution par le système, les agents modifient la façon dont le problème va être *représenté* et perçu par les autres agents. Cette information est partagée par le biais des modifications de *l'environnement* des fourmis, par une forme de communication indirecte : la stigmergie. L'information est, donc, stockée un certain temps dans le système ; ce qui peut être considérée comme une forme de mémoire efficace consiste à utiliser une piste  $\tau_{ij}$  entre 2 villes  $i$  et  $j$  comme une représentation de l'intérêt de visiter la ville  $i$  après la ville  $j$  [17] & [397].

#### 2 - Intensification/diversification

Le problème de l'emploi relatif de processus de *diversification* et *d'intensification* est un problème extrêmement courant dans la conception et l'utilisation de méta-heuristique. Par intensification, on entend *l'exploitation* de l'information rassemblée par le système à un moment donné. La diversification est au contraire *l'exploration* de régions de l'espace de recherche imparfaitement prises en compte. Bien souvent, il va s'agir de choisir où et quand "injecter de l'aléatoire" dans le système (*diversification*) et/ou améliorer une solution (*intensification*) [351] & [397].

Dans les algorithmes de type ACF, comme dans la plupart des cas, il existe plusieurs façons de gérer l'emploi de ces 2 facettes des méta-heuristiques d'optimisation. La plus évidente passe par le réglage via les 2 paramètres  $\alpha$  et  $\beta$ , qui déterminent l'influence relative des pistes de phéromone et de l'information heuristique. Plus la valeur de  $\alpha$  sera élevée, plus *l'intensification* sera importante, car plus les pistes auront une influence sur le choix des fourmis.

À l'inverse, plus  $\alpha$  sera faible, plus la *diversification* sera forte, car les fourmis éviteront les pistes. Le paramètre  $\beta$  agit de façon similaire. On doit, donc, gérer à la fois les 2 paramètres pour régler ces aspects.

Le choix diversification/intensification peut s'effectuer de manière statique avant le lancement de l'algorithme, en utilisant une connaissance à priori du problème, ou de manière dynamique, en laissant le système décider du meilleur réglage. Deux approches sont possibles : un réglage par les paramètres ou l'introduction de nouveaux processus. Dans ces algorithmes fondés en grande partie sur l'utilisation de l'auto-organisation, ces 2 approches peuvent être équivalentes, un changement de paramètre pouvant induire un comportement complètement différent du système, au niveau global [20] & [397].

### 3 - Paramètres optimaux des algorithmes de colonies de fourmis

Utilisant des valeurs convenables pour les paramètres des algorithmes de colonies de fourmis est très important. Des valeurs mal choisies vont certainement donner une solution sous optimale ou décroître la vitesse du processus de découverte de la solution optimale [20].

Dorigo et Stützle [399] a suggéré que souvent les valeurs exactes des paramètres dépendent du problème à résoudre. Partout dans la littérature, on peut trouver beaucoup de valeurs différentes utilisées dans beaucoup de variantes de l'algorithme de la colonie de fourmis originale. Pour résoudre, donc, un problème d'optimisation, il faut choisir les 8 paramètres de l'algorithme de colonie de fourmis. La moitié de ces paramètres peut être gardée constant (Tab. 6.1) [351].

L'application de l'algorithme de fourmis aux problèmes de dimensions différentes fait une différence dans la vitesse de convergence (de point de vue nombre d'itérations). Généralement, le problème le plus grand prend un temps plus long pour trouver de bonnes, ou optimales solutions.

Tab. 6.1 - Paramètres constants de l'algorithme ACF

Paramètres	Valeur constante
$\alpha$	1
$\gamma$	0
$\tau_0$	$1/(n \cdot \text{longueur du tour})$
Num_Ants	n=nombre de cités à visiter

Tab. 6.2 - Gammes des paramètres variables de l'ACF

Paramètres	Valeur constante
$\beta$	$0 < \beta < 15$
$\rho$	$0 < \rho < 1$
$q_0$	$0 < q_0 < 1$
Max_sycle (NC)	$10 \leq NC \leq 1000$

## 6.12 - CONCLUSIONS

Dans ce chapitre, nous avons présenté en détail les mécanismes des méthodes méta-heuristiques. Il nous a permis de mieux saisir les concepts et les notions utilisés par les algorithmes méta-heuristiques et leurs utilisations possibles. Elles sont des techniques qui disposent, aujourd'hui, d'une théorie bien fondée et qui ont été, efficacement, utilisées dans divers domaines.

Dans la première partie, on a présenté après une introduction, la formulation du problème d'optimisation, les définitions de l'optimisation mono-objectifs et multi-objectifs. Les approches non-Pareto et Pareto, sont aussi, élaborées.

La deuxième partie présente, brièvement, l'étude théorique des méthodes d'optimisation méta-heuristiques, telles que la RS, RT, AE et DE, son principe et ses algorithmes de résolution.

Dans la troisième partie, on a présenté l'étude, en détail, des méthodes d'optimisation l'OEP, les AG et l'ACF, qui sont les techniques utilisées dans notre travail.



## **CHAPITRE VII**

**ECOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL**

**MIXTE & METHODES DE SOLUTION**



## 7 - ECOULEMENT DE PUISSANCE OPTIMAL MIXTE & METHODES DE SOLUTION

### 7.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS

#### 7.1.1 - Préambule

De nos jours, les réseaux électriques sont, de plus en plus, complexes en faisant intervenir des dizaines, voire des centaines de générateurs et des centaines ou des milliers de lignes de transport et de transformateurs. C'est grâce à l'électricité que nous vivons dans le monde informatisé et connecté d'aujourd'hui. Depuis ses débuts, il y a un peu plus de 100 ans, le réseau électrique a vu une série d'améliorations, mais sa structure fondamentale n'a jamais changé. Celle-ci est organisée en 3 composantes primaires : les systèmes de production, de transport et de distribution. Donc, il est nécessaire de faire appel à des outils informatiques spécialisés pour chercher le point de fonctionnement optimal du système. Ce programme de calcul connu sous l'identité de l'Écoulement de Puissance Optimal « EPO », est un outil d'optimisation important intégré au système de gestion de l'énergie au niveau des centres de conduite des réseaux électriques [337].

Au début du 21<sup>ème</sup> siècle, le réseau électrique traditionnel est confronté à plusieurs défis importants incluant :

- ✓ La demande croissante en énergie ;
- ✓ Le vieillissement de l'infrastructure ;
- ✓ L'intégration des sources d'énergie renouvelable ;
- ✓ L'augmentation du nombre de véhicules électriques ;
- ✓ L'exigence d'une fiabilité accrue et la diminution des émissions polluantes ;
- ✓ L'augmentation des coûts et des pertes dans le réseau.

Face à tous ces défis et à d'autres, le réseau actuel s'avère mal adapté. Il offre une mauvaise visibilité sur l'état du système, une capacité limitée d'analyse automatique et un temps de réponse trop long à cause des interrupteurs mécaniques. Il est de nos jours évident qu'une modernisation majeure du réseau électrique est nécessaire.

Ce sont les avancées technologiques dans le domaine de l'informatique et des communications qui ont permis depuis une dizaine d'années la modernisation du réseau électrique pour former le réseau électrique intelligent.

Le réseau intelligent est souvent perçu comme étant une révolution visant à remplacer le système actuel. En fait, il s'agit plutôt d'une évolution où l'infrastructure existante est gardée, mais améliorée par l'ajout de capteurs variés, d'un réseau de communication moderne, d'un système informatique de gestion et d'équipements de contrôle sophistiqués tel que des interrupteurs automatiques ou des types de dispositifs FACTS. Ces technologies permettent une surveillance en temps réel et un contrôle rapide du système.

Le problème de l'EPO est l'un des principaux problèmes rencontrés par les ingénieurs d'études des réseaux électriques qui utilisent les outils de la recherche opérationnelle. Depuis le début des années 60, la plupart des méthodes d'optimisation non linéaire ont été expérimentées pour le résoudre.

L'EPO consiste en une optimisation statique des variables de contrôle d'un réseau de façon à rencontrer la charge tout en minimisant une fonction objective. L'horizon temporel sur lequel s'appliquent les résultats d'un calcul d'EPO est, relativement, court, de l'ordre de la minute, de façon à pouvoir supposer la charge connue et constante pendant cet intervalle de temps. C'est la raison pour laquelle on parle d'optimisation statique.

L'EPO sert à minimiser une fonction objective non linéaire (le coût de la puissance active totale générée ou les pertes de puissance active) sous des contraintes d'égalités et d'inégalités. La plus grande partie des contraintes d'égalités est constituée des équations non linéaires de l'EP. Les contraintes d'inégalités

représentent les limites de fonctionnement imposées par les capacités des différents appareils installés dans le réseau électrique [336].

Les exigences de la planification et du fonctionnement nécessitent très souvent la facilité de régler les puissances actives générées, les tensions des générateurs et les prises des transformateurs en essayant de minimiser le coût de production des puissances générées par les centrales interconnectées. Les puissances et les tensions des générateurs qui sont constantes, correspondent à une image instantanée du système, c'est-à-dire pour chaque durée de temps «  $t$  » correspond un modèle distinct du système électrique. Par conséquent, on doit à chaque durée «  $t$  » déterminer les puissances et les tensions qui rendent la fonction coût minimale. Il est clair, que ce problème étendu demande une définition plus détaillée et une méthode de solution différente que celle de l'EP ordinaire. Le problème peut être généralisé par l'attachement de différentes fonctions objectives au problème de l'EP originale. Autant que le modèle de l'EP reste le même, le problème est considéré comme EPO où la fonction objective est une fonction scalaire en fonction des variables d'états [336].

En principe, tout problème de l'EPO peut être réduit à une telle forme. Maintenant, les exigences pratiques demandent une définition plus réaliste en ajoutant, principalement, la formulation des contraintes. En réalité, toutes les variables du système sont limitées, ce qui change, radicalement, la nature mathématique du problème. Chaque fois qu'une variable atteint sa limite supérieure ou inférieure, elle devient une quantité fixe. Cette quantité qui est identifiée par la méthode de résolution doit être optimale.

Favorablement, la théorie développée par Karush-Kuhn-Tucker [28], [336] et [400] fournit les conditions d'optimalité qui garantissent l'optimalité du résultat à la fin. Cependant, ces conditions d'optimalité ne fournissent pas une méthode de solution.

Actuellement, les exigences visent les méthodes de solution appropriées qui donnent des programmes de calcul qui sont [336]:

- ✓ Faciles à manipuler ;
- ✓ Capables de résoudre de grands systèmes ;
- ✓ Ayant une bonne convergence ;
- ✓ Ayant une bonne rapidité ;

L'expérience montre que la performance des méthodes de solution dans le domaine de l'analyse du système de puissance est dépendante de la nature du modèle du système (le type de non linéarités, le type de contraintes, le nombre de contraintes, ..., etc). Ainsi, la théorie de base d'optimisation contribue, seulement, à une petite partie au succès d'une méthode de la solution.

La complexité des problèmes liés aux réseaux électriques surtout dans le cas de présence des dispositifs FACTS fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes d'optimisation exactes compte tenu du manque de flexibilité des méthodes classiques pour intégrer diverses contraintes spécifiques. Les méta-heuristiques constituent alors une stratégie de résolution, de plus en plus, privilégiée.

L'implémentation du réseau électrique intelligent demande un investissement matériel important, mais aussi le développement de programmes logiciels capables d'analyser l'état du réseau et de calculer les signaux de contrôle qui assurent l'opération optimale du système.

Durant les dernières décennies, un important travail à travers le monde a été fait pour résoudre le problème de l'EPO et de l'EPO mixte. Ainsi, un aspect important de la planification et de l'exploitation du système électrique a été développé. Les algorithmes de résolution de problème de l'EPO et de l'EPO mixtes, utilisés aujourd'hui sont, principalement, basés sur les concepts développés au cours des premières étapes de développement. Ces concepts sont, généralement, basés sur le calcul manuel et les méthodes classiques de résolution; des modèles réduits et simplifiés des réseaux électriques ont été aussi, utilisés.

Au niveau de l'opération, dans notre travail, il y a la minimisation des pertes actives. Par contre, au niveau économique, il y a l'optimisation du coût de génération. Ces problèmes sont, par conséquent, difficilement, résolubles par les méthodes d'optimisation classiques déterministes et nécessitent l'emploi des méta-heuristiques.

Les méta-heuristiques sont des algorithmes d'optimisation non déterministes qui se basent sur l'amélioration itérative d'une ou de plusieurs solutions candidates. Elles ne garantissent pas l'optimalité de la solution finale, mais permettent de calculer de très bonnes solutions dans un temps acceptable pour des problèmes, difficilement, traitables par les méthodes classiques.

Les méta-heuristiques sont des algorithmes d'optimisation non déterministes qui se basent sur l'amélioration itérative d'une ou de plusieurs solutions candidates pour obtenir une solution quasi optimale. Elles ont l'avantage d'être résilientes aux optima locaux, de pouvoir considérer les variables mixtes et d'être utilisables avec des fonctions objectives non différentiables.

Afin de mieux comprendre la motivation derrière cette thèse et de démontrer l'importance de la contribution apportée, nous présentons dans ce chapitre des applications des techniques modernes au problème de l'EPO d'un réseau électrique mixte.

La surveillance et le contrôle en temps réel de la grille sont, maintenant, possibles et introduisent de nouveaux défis d'ingénierie en matière de contrôle. L'EPO est l'un des problèmes d'optimisation à la base de la production et du transport de l'énergie électrique. Il consiste à trouver les réglages optimaux des générateurs et de l'équipement de transport de façon à optimiser une fonction objective pour le fonctionnement en régime permanent du réseau électrique [336].

Il s'agit, donc, d'un problème de recherche du minimum sous contraintes où la fonction à minimiser est les pertes totales de la puissance active et le coût de génération de la puissance active. Des limites sur les paramètres du réseau et les éléments additionnelles sont considérées.

L'objectif principal de ce chapitre est d'introduire des techniques d'optimisation pour résoudre le problème de l'EPO et de l'EPO mixte, et de développer un programme qui permet de planifier l'échange de l'énergie électrique de sorte que le coût de génération et les pertes de la puissance active du réseau soient optimisés.

### 7.1.2 - Objectifs

Les objectifs de ce chapitre sont :

- ✓ Formulation du problème de l'EPO et de l'EPO mixte.
- ✓ Présentation des différentes variables du problème.
- ✓ Présentation & implémentation des méthodes de solution du problème posé.
  - EPO mixte par les méthodes classiques.
  - EPO mixte par les méthodes modernes.
- ✓ Implémentation des méthodes modernes pour l'emplacement optimal des dispositifs FACTS.

## 7.2 - FORMULATION DU PROBLEME DE L'EPO & DE L'EPO MIXTE

Le réseau électrique couvre, habituellement, une grande surface et permet d'acheminer l'énergie électrique des centrales de production aux différents postes électriques. Sa structure est, légèrement, maillée de façon à améliorer la fiabilité du système et à offrir une meilleure flexibilité au niveau du contrôle de la production d'énergie.

L'EP est une étude en régime permanent du réseau électrique qui permet d'obtenir, à chaque JdB, l'amplitude et l'angle de phase de la tension, ainsi que les puissances actives et réactives injectées aux différents JdB. Connaissant les tensions et les puissances injectées, nous pouvons calculer, facilement, les courants et les puissances transitées dans les lignes et ceux fournis par les différents générateurs.

Mathématiquement, l'EP est un ensemble d'équations algébriques non linéaires, il faut utiliser des méthodes de solution itératives utilisées dans les références [42]-[44].

Dans Wood et Wallenberg en 1984 [309], il est mentionné qu'un EPO est un EP normal qui permet de trouver une solution optimale en tenant compte de la sécurité du système. En fait, dans un EPO, on tend à chercher à résoudre un EP normal tout en ajoutant quelques contraintes supplémentaires. Par exemple, la minimisation des pertes électriques dans le système de transmission ou encore le décalage minimal de la

génération et des autres contrôles d'un point d'opération peuvent se retrouver dans la fonction objective comme l'explique Wood et Wallenberg [336]. Contrairement aux EP traditionnels, l'EPO permettent d'avoir des éléments autres que les générateurs comme variables de contrôle.

L'EPO a été introduit la première fois par Carpentier en 1962 [09], puis formulé par Dommel en 1968 [44]. L'objectif principal de l'EPO est de faire fonctionner le système à l'état le plus économique tout en satisfaisant les contraintes de sécurité. Donc, la combinaison entre l'EPO et les contraintes de sécurité qui formule le problème de l'EPO avec contraintes est devenu, de plus en plus, impérative. La disponibilité d'un outil rapide et efficace pour résoudre ce type de problème est essentielle pour assurer le fonctionnement du réseau électrique d'une manière plus efficace et sécurisée.

Un EPO mixte, essentiellement, défini comme un problème d'optimisation sous contrainte non linéaire qui consiste en une fonction multi-objective, ainsi qu'un ensemble de contraintes d'égalités et d'inégalités. Le problème d'optimisation suivant représente un modèle de l'EPO mixte en minimisant les pertes de la puissance active et le coût de génération.

Mathématiquement, le problème de l'EPO mixte est un problème non linéaire qui contient des équations algébriques et différentielles. Il est difficile de le résoudre même pour un petit réseau électrique. Les 2 obstacles majeurs dans la solution de l'EPO mixte sont :

- ✓ Comment présenter les contraintes dans le problème de l'EPO mixte?
- ✓ Comment traiter, efficacement, le problème l'EPO mixte?
- ✓ Comment traiter le lien entre les quantités alternatives et celles continues du côté des redresseurs (conversion CA-CC) et du côté des onduleurs (conversion CC-CA)?

Afin de réduire les pertes et le coût de génération, différentes méthodes numériques ont été proposées par différents chercheurs pour la solution de l'EPO [42]-[44], [57]-[59], [197]-[235].

L'EPO mixte CA-CC consiste à calculer les réglages optimaux des générateurs et de l'équipement d'appoint d'un système de transport d'énergie en régime permanent afin de satisfaire la demande en énergie tout en optimisant une fonction objective.

Au cours des années, cette formulation a évolué de façon à mieux représenter la réalité des réseaux électriques et à inclure des contraintes de sécurité, des variables de contrôle discrètes et des fonctions multi-objectives. L'EPO mixte est un problème d'optimisation à grande échelle, non linéaire, non convexe et à variables de contrôle mixtes.

Les solutions antérieures du problème de l'EPO peuvent être divisées en 2 catégories : les méthodes déterministes et les méthodes non déterministes. Comme nous l'avons identifié au chapitre 5, les méthodes déterministes sont limitées à une optimisation locale, nécessitent une formulation simplifiée du problème et ne peuvent considérer, efficacement, les variables de contrôle discrètes telles que le rapport des transformateurs ou le réglage des compensateurs de la puissance réactive. De leur côté, les méthodes non déterministes ou plus, spécifiquement, les méta-heuristiques ont l'avantage de permettre une optimisation globale et de considérer, nativement, les variables discrètes. De plus, ces méthodes offrent une flexibilité incomparable au niveau de la définition de l'objectif d'optimisation. Toutefois, de par leur fonctionnement basé sur l'amélioration de solutions candidates, les méta-heuristiques nécessitent une puissance de calcul énorme ce qui limite leur utilisation à l'optimisation de petits réseaux de transport.

Autres méthodes basée sur la technique de transformation du problème à un problème sans contraintes ont été proposées par différents chercheurs [57]-[58], [77] et [80]. Dans ce cas, le problème avec contraintes a été converti en un problème d'optimisation dans l'espace euclidien via une transcription de contraintes. Ceci peut être résolu avec des techniques d'optimisation non linéaires standards [54], [71], [91]-[92] et [114]. Ces méthodes sont utiles même pour les réseaux électriques à grandes tailles.

Depuis lors, de puissants outils et logiciels capables de représenter de grands réseaux électriques ont été élaborés. Récemment, certaines approches basées sur les techniques intelligentes ont, également, été proposées [123]-[124], [132]-[136], [157], [168]-[169].



La dynamique du dispositif HTCC a été présentée par divers circuits [53]-[54], [62]-[63], [68]-[69], [86], [98], [146], [174], [1178], [1193]-[194],[197], [208], [211], [216], [230], [251], [254] et [262], où les contraintes du système sont ajustées à chaque itération de calcul de l'EPO mixte.

La stratégie des systèmes intelligents a été utilisée aussi, pour la résolution du problème de l'EPO et l'estimation de calcul des paramètres des dispositifs FACTS afin d'améliorer la performance des systèmes électriques.

Des méthodes hybrides modernes [123], [127]-[128] ont été aussi, utilisées pour la résolution du problème de l'EPO et de l'EPO avec contraintes. Ces méthodes ont une forte capacité d'optimisation globale de recherche mais leur temps de calcul peut être très élevé.

Dans le but de mitiger cette lacune, nous proposons dans ce chapitre l'utilisation des méta-heuristiques pour l'étude de l'EPO d'un réseau électrique mixte CA-CC. Les méthodes proposées sont l'OEP, les AG et l'ACF. Les méthodes proposées considèrent les variables de contrôle discrètes et utilise une analyse complète de l'EP suivant la méthode de Newton-Raphson lors de l'évaluation des solutions candidates. De plus, les méthodes proposées implémentent une approche à phases multiples en explorant à la phase suivante l'espace de recherche autour de la solution obtenue à la phase précédente. Cette stratégie améliore la qualité de la solution finale et permet une meilleure optimisation de la fonction objective.

Afin de réduire au minimum la fonction objective et garantir une solution optimale, nous proposons des méthodes pour résoudre le problème de l'EPO et de l'EPO mixte. De ce fait, la principale contribution de ce travail consiste à implémenté les contraintes du système HTCC présentée par  $h_{CC}(x)$  et l'utiliser comme une contrainte unique dans la formulation de l'EPO standard.

Les algorithmes présentés ci-dessus ont contribué à réduire, considérablement, les pertes et le coût de génération. C'est pour cela ont proposé la réduction des contraintes du système HTCC à une seule contrainte qui est la contrainte sur le courant continu ou sur la puissance dans la ligne CC. Par conséquent, la dimension du problème de l'EPO mixte est la même que la dimension d'un EPO normal. Cependant, cette approche est basée sur la relation de la puissance transitée au lien CC.

Généralement, la fonction objective est le coût de production et les pertes totales de la puissance active. Par conséquent, la formulation mathématique réduit au minimum le coût de production de puissance active et les pertes de la puissance active par, l'ajustement, approprié des paramètres de contrôle. Le problème de l'EPO peut être formulé sous forme de l'équation [4], [6], [10], [44], [53], [291]-[297], [302]-[307] :

$$\text{Min } f(x, u) \quad (7.1)$$

Sous les contraintes d'égalités et d'inégalités :

$$h(x, u) = 0 \quad (7.2)$$

$$g(x, u) \leq 0 \quad (7.3)$$

$$x_{\min} \leq x \leq x_{\max} \quad \& \quad u_{\min} \leq u \leq u_{\max} \quad (7.4)$$

Où,  $f(x, u)$  est la fonction objective à optimiser.  $h(x, u)$  est le vecteur des contraintes d'égalités, représenté par les équations de l'EP.  $g(x, u)$  est le vecteur des contraintes d'inégalités qui comporte les limites des variables d'état et des contraintes de fonctionnement fonctionnelles.  $x = [x_{CA}, x_{CC}]$  est le vecteur des variables d'état où  $x_{CA}$  et  $x_{CC}$  sont, respectivement, les variables d'état des systèmes CA et CC.  $u = [u_{CA}, u_{CC}]$  est le vecteur des variables de contrôle où  $u_{CA}$  et  $u_{CC}$  sont, respectivement, les variables de contrôle des systèmes CA et CC.  $x_{\min}$ ,  $x_{\max}$ ,  $u_{\min}$  et  $u_{\max}$  sont les limites admissibles des variables de décisions correspondantes.

En général, le but est d'optimiser une fonction objective avec la solution satisfaisant un certain nombre de contraintes d'égalités et d'inégalités.

### 7.2.1 - Fonctions objectives

Le but principal de la solution de l'EPO est de déterminer les arrangements des variables de contrôle et d'état du système qui optimisent la valeur de la fonction objective. Le choix de la fonction objective devrait être basé sur de meilleures analyses de la sécurité et de l'économie du système d'alimentation. La fonction objective la plus populaire dans des études d'EPO est la perte active et le coût de production. Généralement, ils sont représentés par des fonctions non linéaires du deuxième ordre :

La fonction objectif représente le critère (ou l'index de performance) utilisé pour l'optimisation. On peut, aussi, citer quelques fonctions objectives usuelles dans les études de l'EPO, qui sont :

- ✓ Coûts de génération minimum.
- ✓ Pertes actives de transmission minimum.
- ✓ Pertes réactives de transmission minimum.
- ✓ Puissances actives transmissibles maximum.
- ✓ Coûts de la puissance réactive injectée minimum pour déterminer l'emplacement optimal des dispositifs de compensation : FACTS.
- ✓ Coûts de la puissance active injectée minimum pour déterminer l'emplacement optimal pour le cas de l'installation de nouvelles unités de génération.

#### 1 - Minimisation du coût de production

Le point de départ de l'EPO est la minimisation des coûts de générations des réseaux électriques. La minimisation du coût est le principal objectif dans cette catégorie. Le but étant de trouver les puissances optimales à générer par les générateurs de façon à minimiser le coût total de génération. Dans ce cas, l'objectif principal du problème de l'EPO est de minimiser le coût de génération où, la fonction du coût pour le  $i^{\text{ème}}$  générateur se présente le plus souvent sous la forme d'un polynôme du deuxième degré :

$$f_{\text{coût}}(P_{Gi}) = a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (7.5)$$

$f_{\text{coût}}$  est le coût de l'unité  $i$ .  $P_{Gk}$  est la puissance active générée par l'unité  $i$ .  $a_i$ ,  $b_i$  est  $c_i$  sont les coefficients de l'équation quadratique modélisant les coûts du générateur  $i$ .

Afin de minimiser le coût de production total d'un réseau, on doit minimiser la somme des fonctions de coût des unités de production et poser la formule globale sous la forme suivante [147] & [401]:

$$\min f_{\text{Coût}} = \sum_{i=1}^{n_g} f_{\text{Coût}}(P_{Gi}) \quad (7.6)$$

$n_g$  est le nombre total de générateurs du système.

#### 2 - Minimisation des pertes totales de la puissance active

Dans ce cas, l'objectif principal du problème de l'EPO est de minimiser les pertes ohmiques dans le réseau électrique en satisfaisant un ensemble de contraintes d'égalités et d'inégalités [402].

Les contraintes d'égalités représentent les équations de l'EP. Les limites sur les tensions, sur les puissances active et réactive des générateurs ou des compensateurs shunts ainsi que les limites sur les rapports des régulateurs en charge constituent les contraintes d'inégalités.

Pour le cas de notre problème, la fonction objective représente les pertes actives dans le réseau électrique, la formulation générale de ce problème s'écrit sous forme explicite comme suit :

$$\min f_{Pertes} = \sum_{i=1}^{n_g} P_{Gi} - \sum_{i=1}^{n_b} P_{Ci} - \sum_{i=1}^{n_{cc}} P_{di} = \sum_{i=1}^{n_b} R_{CA} * (I_{CA})^2 + \sum_{i=1}^{n_{cc}} R_{CC} * (I_{CC})^2 \quad (7.7)$$

$f_{Pertes}$  est la perte totale au réseau,  $P_{Ci}$  sont les puissances actives de charges,  $P_{di}$  sont des pertes actives dans les lignes CC,  $R_{CA}$  est la résistance de la ligne CA  $i$ ,  $R_{CC}$  est la résistance du lien CC  $i$ ,  $n_b$  est le nombre des lignes du réseau et  $n_{cc}$  est le nombre des lignes CC.

### 3 - Minimisation multi-objectives

Dans ce cas, la fonction objective  $f(x, u)$  est représentée par la somme des fonctions précédentes avec différentes facteur de poids :

$$f_{Multi-objective} = w_1 f_1(x, u) + w_2 f_2(x, u) = w_1 f_{Coût} + w_2 f_{Pertes} \quad (7.8)$$

$$\min f_{Multi-objective} = w_1 \left( \sum_{i=1}^{n_g} (a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i) \right) + w_2 \left( \sum_{i=1}^{n_g} P_{Gi} - \sum_{i=1}^{n_b} P_{Ci} - \sum_{i=1}^{n_{cc}} P_{di} \right) \quad (7.9)$$

Où  $w_1$  et  $w_2$  sont les facteurs de poids.

En assignant que la fonction objective peuvent être résolu par différents poids de  $w_1$  et  $w_2$  de sorte que  $w_1 + w_2 = 1$ .

## 7.2.2 - Variables

### 1 - Variables de contrôle

Ce sont les variables du problème qui peuvent être ajustées afin d'optimiser la fonction objective et de satisfaire les contraintes. Ces variables peuvent inclure :

- ✓ Les puissances actives générées par les générateurs.
- ✓ Les puissances réactives générées par les générateurs.
- ✓ Les amplitudes des tensions des JdB générateurs.
- ✓ Les angles de phases des transformateurs déphaseurs.
- ✓ Les positions des prises de réglage des transformateurs en phase.
- ✓ Les puissances transitant par les lignes HTCC.
- ✓ Les puissances réactives fournies ou absorbées par les différents compensateurs (FACTS).

Une attention particulière doit être adressée au type des variables de contrôle. En effet, certaines variables de contrôle sont de nature discrète. Elles ne sont ajustables que par des pas discrets.

Actuellement, la plupart des approches de l'EPO considèrent que toutes les variables sont de nature continue, et une fois la solution optimale est obtenue, chaque variable discrète est arrondie à la valeur de réglage discrète la plus proche. Cependant, cette procédure présente plusieurs carences. En effet, il n'y a aucune garantie pour que la solution arrondie soit la solution optimale. Ceci fait que cette dernière peut devenir non réalisable, c'est-à-dire que quelques contraintes peuvent être violées.

En plus, arrondir les variables discrètes ne convient pas pour contrôler les dispositifs avec une taille large du pas, comme les condensateurs des dispositifs FACTS. Une solution possible pour remédier à ces problèmes est d'utiliser une représentation exacte des variables de contrôle discrètes. Dans ces conditions, le problème de l'EPO doit être formulé comme un problème d'optimisation non linéaire impliquant à la fois des variables de contrôles continues et discrètes. Ce type de problèmes d'optimisation est, communément, appelée problèmes de programmation non linéaire mixte [336].

## 2 - Variables d'état dépendantes

Les variables d'état dépendantes ce sont les variables du problème qui dépendent des variables de contrôle. Ces variables sont, essentiellement, les amplitudes des tensions des JdB de charges, les angles de phases des tensions de tous les JdB, sauf le JdB de référence, les tensions et les courants CC, les rapports de transformation et les angles de phase des transformateurs du système HTCC. L'état de fonctionnement d'un système électrique est complètement, déterminé par les variables de contrôle et les variables d'état.

On ajoute dans les variables de contrôle et d'état les puissances actives et réactives de charges du réseau et l'ensemble des paramètres fixes qui doivent être spécifiés au départ de l'étude.

### 7.2.3 - Contraintes d'égalités

Les équations de l'EP fournissent des moyens pour calculer l'équilibre de puissance qui existe dans le réseau pendant l'opération équilibrée. Les équations de l'EP représentent la relation entre les variables de contrôle et les variables d'état.

Ces contraintes sont traduites par les lois physiques gouvernant le système électrique. En régime stationnaire, la puissance générée doit satisfaire la demande de charge plus les pertes de transmission. Cet équilibre énergétique est décrit par les équations d'équilibre de l'EP, déjà discutées dans le chapitre 2 (section 2.7), et sont formulées par :

$$P_{Gi} - P_{Ci} - P_{di} - P_{Li} = 0 \quad (7.10)$$

$$Q_{Gi} + Q_{Comi} - Q_{Ci} - Q_{Li} = 0 \quad (7.11)$$

$P_{Gi}$  et  $Q_{Gi}$  sont, respectivement, les puissances  $P$  et  $Q$  générées au JdB  $i$ .  $P_{Li}$  et  $Q_{Li}$  sont, respectivement, les pertes  $P$  et  $Q$  dans les lignes du système CA.  $P_{Ci}$  et  $Q_{Ci}$  sont, respectivement, les  $P$  et  $Q$  des charges au JdB  $i$ .  $P_{di}$  sont des pertes actives dans les lignes CC et  $Q_{Comi}$  est la puissance réactive compensée par les différents compensateurs.

Les contraintes d'égalités des puissances du réseau sont non linéaires. Cependant, dans la formulation de l'EPO, elles sont transférées sous formes linéaires. D'après les équations précédentes, on peut écrire :

$$h(x, u) = \begin{bmatrix} P_i \\ Q_i \end{bmatrix} = 0 \quad (7.12)$$

### 7.2.4 - Contraintes d'inégalités

Les contraintes d'inégalités reflètent les limites admissibles de fonctionnement des éléments physiques du système. Ces contraintes peuvent inclure des limites sur des variables de décision, ou des limites sur des fonctions non linéaires. Ces limites ne doivent pas être violées, afin d'assurer la sécurité du système.

Toutes les variables ont des limites supérieures et inférieures qui doivent être satisfaites dans la solution optimale. Les contraintes sur des variables de contrôle reflètent les limites des conditions de fonctionnement de l'équipement utilisé. Les limites sur les puissances actives générées et sur les amplitudes de la tension aux JdB types PV sont les plus importantes.

Les contraintes fonctionnelles résolues par l'application des limites sur des variables de contrôle, où les contraintes sur les amplitudes de la tension aux JdB types PQ et sur l'EP actif et réactif dans des lignes de transmission étant les plus populaires. Les contraintes d'inégalités habituelles peuvent inclure :

### 1 - Contraintes d'inégalités sur les puissances actives et réactives générées

Les puissances actives et réactives délivrées par les unités de génération doivent être maintenues dans des limites admissibles. Ces limites sont imposées par certaines limitations thermiques et opérationnelles au niveau de chaque unité :

$$P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (7.13)$$

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_g \quad (7.14)$$

$P_{Gi}^{\min}$  et  $P_{Gi}^{\max}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales de la puissance active générée au niveau du JdB  $i$ ,  $Q_{Gi}^{\min}$  et  $Q_{Gi}^{\max}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales de la puissance réactive générée au niveau du JdB  $i$  et  $n_g$  est l'ensemble des indices de tous les JdB générateurs.

### 2 - Contraintes sur les tensions et les angles de phase dans JdB du réseau

Pour des raisons de sécurité et de stabilité du système électro énergétique, les fluctuations de tension sont indésirables. Par conséquent, il est, en général, important de maintenir la tension au niveau de tous les JdB dans des limites admissibles, à savoir :

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n \quad (7.15)$$

$$\delta_i^{\min} \leq \delta_i \leq \delta_i^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n \quad (7.16)$$

$V_i^{\min}$  et  $V_i^{\max}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales de l'amplitude des tensions au niveau du JdB  $i$ ,  $\delta_i^{\min}$  et  $\delta_i^{\max}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales de l'angle de phase des tensions au niveau du JdB  $i$  et  $n$  est l'ensemble des indices de tous les JdB du système.

### 3 - Contraintes d'inégalités sur les rapports de transformation des transformateurs

Les transformateurs dotés de prises de réglage sont utilisés pour le réglage des amplitudes des tensions et pour la régulation de l'EP réactives. Les positions de ces prises sont limitées par 2 valeurs l'une minimale et l'autre maximale données par :

$$T_{ij}^{\min} \leq T_{ij} \leq T_{ij}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_T \quad (7.17)$$

$T_{ij}^{\min}$  et  $T_{ij}^{\max}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales du régleur du transformateur entre les JdB  $i$  et  $j$ .  $n_T$  est l'ensemble des paires d'indices ordonnées  $(i, j)$  de tous les JdB de départ et d'arrivée auxquels les transformateurs réglables sont raccordés.

Les puissances réactives procurées par les sources, purement, réactives comme les batteries de compensation, les bobines, les différents types de compensations (FACTS) sont bornés par des valeurs minimales et maximales.

$$Q_{comi}^{\min} \leq Q_{comi} \leq Q_{comi}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_{com} \quad (7.18)$$

En présence des dispositifs FACTS et du lien HVDC, on doit ajouter :

#### 4 - Contraintes d'inégalités sur les puissances réactives et les susceptances du SVC

$$Q_{SVCi}^{\min} \leq Q_{SVCi} \leq Q_{SVCi}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_{SVC} \quad (7.19)$$

$$\beta_{SVCi}^{\min} \leq \beta_{SVCi} \leq \beta_{SVCi}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_{SVC} \quad (7.20)$$

$Q_{SVCi}^{\min}$  et  $Q_{SVCi}^{\max}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales de la puissance réactive fournies ou absorbées par le SVC au niveau du JdB  $i$ ,  $\beta_{SVCi}^{\min}$  et  $\beta_{SVCi}^{\max}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales de la susceptance du SVC au niveau du JdB  $i$  et  $n_{SVC}$  est le nombre total des SVC.

#### 5 - Contraintes d'inégalités sur les réactances du TCSC

$$X_{TCSCi}^{\min} \leq X_{TCSCi} \leq X_{TCSCi}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_{TCSC} \quad (7.21)$$

$X_{TCSCi}^{\min}$  et  $X_{TCSCi}^{\max}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales de la réactance du TCSC,  $n_{TCSC}$  est le nombre total des TCSC.

#### 6 - Contraintes d'inégalités sur les amplitudes et angles de phase de tensions du VSC série

$$V_{cRi}^{\min} \leq V_{cRi} \leq V_{cRi}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_{VSC-se} \quad (7.22)$$

$$\delta_{cRi}^{\min} \leq \delta_{cRi} \leq \delta_{cRi}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_{VSC-se} \quad (7.23)$$

$V_{cRi}^{\min}$  et  $V_{cRi}^{\max}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales de l'amplitude des tensions du VSC série au niveau du JdB  $i$ ,  $\delta_{cRi}^{\min}$  et  $\delta_{cRi}^{\max}$  sont des limites minimales et maximales de l'angle de phase des tensions du VSC série au niveau du JdB  $i$  et  $n_{VSC-se}$  est l'ensemble des indices de tous les convertisseurs séries.

#### 7 - Contraintes d'inégalités sur les amplitudes et les angles de phase de tensions du VSC shunt

$$V_{vRi}^{\min} \leq V_{vRi} \leq V_{vRi}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_{VSC-sh} \quad (7.24)$$

$$\delta_{vRi}^{\min} \leq \delta_{vRi} \leq \delta_{vRi}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_{VSC-sh} \quad (7.25)$$

$V_{vRi}^{\min}$  et  $V_{vRi}^{\max}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales de l'amplitude des tensions du VSC shunt au niveau du JdB  $i$ ,  $\delta_{vRi}^{\min}$  et  $\delta_{vRi}^{\max}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales de l'angle de phase des tensions du VSC shunt au niveau du JdB  $i$  et  $n_{VSC-sh}$  est l'ensemble des indices de tous les convertisseurs shunts.

#### 8 - Contraintes d'inégalités sur l'EP

Afin d'assurer la sécurité de fonctionnement du système électro énergétique, les branches (lignes de transport ou transformateurs) ne doivent en aucun cas être surchargées. Par conséquent, l'EP sur chaque branche est limité par une valeur maximum qui est, généralement, spécifiée. Ces restrictions sont,

généralement, conditionnées par les limites thermiques des composants du réseau, ou par des considérations de sécurité.

Généralement, il s'agit des limites des puissances apparentes transitant sur les branches qui sont de la forme :

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{\max} \quad \text{avec} \quad i = 1, \dots, n_b \quad \& \quad j = 1, \dots, n_b \quad (7.26)$$

$S_{ij}^{\max}$  est la limite maximale de puissance apparente entre les JdB  $i$  et  $j$ ,  $n_b$  est l'ensemble des paires d'indices ordonnées  $(i, j)$  de tous les JdB de départ et d'arrivée du système (nombres des branches). Les expressions générales des puissances écoulées sur une branche  $i-j$ , sont calculées à l'aide des formules :

$$P_{ij} - jQ_{ij} = V_i^* I_{ij} = V_i^* (V_i - V_j) y_{ij} + V_i^* V_i \frac{y_{ij}}{2} \quad (7.27)$$

$$S_{ij} = \sqrt{P_{ij}^2 + Q_{ij}^2} \quad (7.28)$$

La puissance réactive générée au JdB  $i$  est donnée par :

$$Q_{Gi} = Q_i(V, \theta) + Q_{Ci} \quad (7.29)$$

Si la limite de la  $Q$  est violée à un JdB type  $PV$ , elle change à un JdB du type  $PQ$  avec des contraintes de tension associées. D'après les équations (7.13)-(7.26), on peut regrouper les contraintes d'inégalités :

$$g(x, u) = \begin{bmatrix} P_{Gi}^{\min} - P_{Gi} \\ P_{Gi} - P_{Gi}^{\max} \\ Q_{Gi}^{\min} - Q_{Gi} \\ Q_{Gi} - Q_{Gi}^{\max} \\ V_i^{\min} - V_i \\ V_i - V_i^{\max} \\ T_i^{\min} - T_i \\ T_i - T_i^{\max} \\ \delta_i^{\min} - \delta_i \\ \delta_i - \delta_i^{\max} \\ Q_{comi}^{\min} - Q_{comi} \\ Q_{comi} - Q_{comi}^{\max} \end{bmatrix} \leq 0 \quad \& \quad \begin{bmatrix} \beta_{SVCi}^{\min} - \beta_{SVCi} \\ \beta_{SVCi} - \beta_{SVCi}^{\max} \\ X_{TCSCi}^{\min} - X_{TCSCi} \\ X_{TCSCi} - X_{TCSCi}^{\max} \\ V_{cRi}^{\min} - V_{cRi} \\ V_{cRi} - V_{cRi}^{\max} \\ V_{vRi}^{\min} - V_{vRi} \\ V_{vRi} - V_{vRi}^{\max} \\ \delta_{cRi}^{\min} - \delta_{cRi} \\ \delta_{cRi} - \delta_{cRi}^{\max} \\ \delta_{vRi}^{\min} - \delta_{vRi} \\ \delta_{vRi} - \delta_{vRi}^{\max} \\ [S_i]^2 - [S_i^{\max}]^2 \end{bmatrix} \leq 0 \quad (7.30)$$

## 7.3 - APPLICATIONS DES METHODES CLASSIQUES POUR RESOUDRE LE PROBLEME DE L'EPO MIXTE

### 7.3.1 - Application de la MPI au problème de l'EPO mixte

L'EPO est un problème d'optimisation non linéaire complexe, les techniques standards d'optimisation doivent être modifiées pour résoudre ce problème. Dans cette thèse, la méthode d'optimisation du point intérieur a été adaptée dans la méthodologie d'optimisation proposée [403].

A l'origine, les méthodes de type «point intérieur» ont été conçues pour résoudre les problèmes de programmation non linéaire. Des recherches plus approfondies sur ces méthodes ont montré qu'elles donnaient de très bonnes performances en termes de vitesse de convergence pour les problèmes à grande échelle.

Comme le problème de l'EPO est un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes d'égalités et d'inégalités, il existe plusieurs méthodes classiques utilisées pour résoudre ce type de problème. La méthode du point intérieur est une des méthodes les plus souvent utilisées par différents chercheurs [114], [126], [129]-[130], [137], [159]-[160], [1163]-[164], [166], [177], [190]-[191] & [202] pour résoudre ce type de problème et autres. On peut, alors, le résoudre par le choix d'un des plus puissants algorithmes de la MPI dénommé : algorithme de barrière primal-dual.

L'intérêt de ce choix réside dans la possibilité de pouvoir prendre une convergence globale des itérés vers la solution du problème initial. Le principe de cette méthode est de rajouter à la fonction objective une fonction logarithmique «barrière» incluant les contraintes. Cette fonction décroît, progressivement, au fil de l'optimisation pour tendre vers 0. Lorsqu'il s'agit de résoudre des problèmes d'optimisation de grande taille comme ceux de l'EPO, la MPI est fondée sur 3 parties principales:

- ✓ Une méthode de barrière pour l'optimisation avec des contraintes d'inégalités.
- ✓ La méthode de Lagrange pour l'optimisation avec des contraintes d'égalités.
- ✓ La méthode de Newton pour résoudre les conditions d'optimalité de KKT.

Typiquement, considérons un problème de la forme [337] & [404] :

$$\min f(x) \tag{7.31}$$

Sujet à :

$$h(x) = 0 \tag{7.32}$$

$$g_1(x) \leq g_{\max} \tag{7.33}$$

$$g_2(x) \geq g_{\min}$$

$f$  est la fonction objective.  $h(x)$  représente les contraintes d'égalités qui contiennent les contraintes de l'EP à CA et les contraintes de l'EP à CC.  $g_1(x)$  et  $g_2(x)$  sont les équations des contraintes d'inégalités.  $g_{\max}$  et  $g_{\min}$  sont des limites minimales et maximales des contraintes d'inégalités,  $x$  est le vecteur des variables d'optimisation. Cependant,  $h(x)$  peut s'écrire comme suit :

$$h(x) = \begin{bmatrix} h_{CA}(x) \\ h_{CC}(x) \end{bmatrix} \tag{7.34}$$

$h_{CA}(x)$  sont les contraintes de l'EP à CA et  $h_{CC}(x)$  est la contrainte de l'EP à CC.

On peut, théoriquement, transformer ce problème contraint, en incorporant les contraintes d'inégalités dans la fonction objective, en un problème non contraint.

Après la transformation des contraintes d'inégalités en contraintes d'égalités en introduisant des variables d'écart positifs, on augmente la fonction du coût avec une fonction barrière. Cette dernière est une fonction continue qui augmente sans limite si l'une des variables d'écart approche de zéro à partir de valeurs positives (de l'intérieur de leur région faisable). La fonction barrière la plus utilisée est la fonction logarithmique. Dans ces conditions, le problème de l'EPO peut être posé par [198] :



$$\min f(x) \quad \text{avec} \quad \min f(x) - \mu_s \sum_{i=1}^{m_1} \ln(s_{1i}) - \mu_s \sum_{i=1}^{m_2} \ln(s_{2i}) \quad (7.35)$$

Sous les contraintes d'égalités et d'inégalités :

$$h(x) = 0 \quad (7.36)$$

$$g_1(x) + s_1 = 0 \quad (7.37)$$

$$g_2(x) + s_2 = 0 \quad (7.38)$$

$\mu_s \in \mathbb{R}$  est une grandeur scalaire, appelée paramètre de barrière ou paramètre de pénalisation, qui est forcée de prendre la valeur 0 quand l'algorithme converge,  $s$  est le vecteur des variables d'écart et  $s_i$  est la variable d'écart numéro  $i$ . Il est à noter que les limites des variables d'état et de contrôle sont incluses dans les  $m$  contraintes d'inégalités  $g(x) \leq 0$

La fonction de Lagrange associée à cette nouvelle formulation s'écrit :

$$L_\mu(y) = f(x) - \mu_s \sum_{i=1}^{m_1} \ln(s_{1i}) - \mu_s \sum_{i=1}^{m_2} \ln(s_{2i}) + \lambda^T h(x) + \mu_1^T (g_1(x) + s_1) + \mu_2^T (g_2(x) + s_2) \quad (7.39)$$

$\lambda$ ,  $\mu_1 \in \mathbb{R}^{m_1}$  et  $\mu_2 \in \mathbb{R}^{m_2}$  sont, respectivement, les vecteurs relatifs des multiplicateurs de Lagrange, appelées aussi variables duales.  $m$ ,  $m_1$  et  $m_2$  sont les nombres des  $h_i(x)$ ,  $g_{1i}(x)$  et  $g_{2i}(x)$ , respectivement.  $\lambda$  est un vecteur qui contient les multiplicateurs de Lagrange ; ces derniers sont multipliés par les contraintes d'égalités de l'EP à CA ainsi que la contrainte de l'EP à CC présentée par l'équation (7.40), où  $y = [s, \lambda, \mu_1, \mu_2, x]^T$ ,  $s_1 \in \mathbb{R}^{m_1}$  et  $s_2 \in \mathbb{R}^{m_2}$ .

$$\lambda = \begin{bmatrix} \lambda_{P-CA} \\ \lambda_{Q-CA} \\ \lambda_{P-CC} \end{bmatrix} \quad (7.40)$$

Finalement, les conditions d'optimalité nécessaires résultant des conditions de KKT sont obtenues en plaçant les dérivés du Lagrangien à zéro en ce qui concerne toutes les variables non connues.

Le minimum local de l'équation (7.35) est exprimé en termes du point stationnaire  $L_\mu(y)$  qui doit satisfaire la condition nécessaire de Karush-Kuhn-Tucker du premier ordre  $\nabla_\mu L_\mu(y) = 0$ . Par ailleurs, vu que le problème est non linéaire, la solution est, habituellement, évaluée par la méthode de Newton. Ainsi, l'insertion de calcul du Hessien est nécessaire dans l'algorithme. D'autre part, le calcul du Hessien  $\nabla_x^2 L_\mu(y)$  nécessite le calcul du Hessien de la fonction objective  $\nabla_x^2 f(x)$ , ainsi que le Hessien des contraintes d'égalités et d'inégalités  $\nabla_x^2 h(x)$  et  $\nabla_x^2 g(x)$ , respectivement, étant donné que :

$$\nabla_x^2 L_\mu(y) = \nabla_x^2 f(x) - \nabla_x^2 h(x) - \nabla_x^2 g_1(x) - \nabla_x^2 g_2(x) \quad (7.41)$$

$$\begin{bmatrix} \nabla_{s_1} L_{\mu_1}(y) \\ \nabla_{s_2} L_{\mu_1}(y) \\ \nabla_{\lambda} L_{\mu-i}(y) \\ \nabla_{\mu_1} L_{\mu_1}(y) \\ \nabla_{\mu_2} L_{\mu_2}(y) \\ \nabla_x L_{\mu-i}(y) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\mu_{s_1} e + \mu_1 s_1 \\ -\mu_{s_2} e + \mu_2 s_2 \\ -h(x) \\ -g_1(x) + s_1 \\ -g_2(x) + s_2 \\ \nabla f(x) - J_h(x)^T \lambda - J_{g_1}(x)^T \mu_1 - J_{g_2}(x)^T \mu_2 \end{bmatrix} = 0 \quad (7.42)$$

$s$  est une matrice diagonale associée et  $e$  est un vecteur unité,  $e = [1, \dots, 1]^T$ ,  $\nabla f(x)$  est le vecteur gradient de la fonction  $f$ .  $J_h(x)$  est la Jacobien de  $h(x)$ .  $J_{g_1}(x)$  et  $J_{g_2}(x)$  sont les Jacobien de  $g(x)$ .

$$\nabla_x L = \nabla_x f(x) + [\nabla_x h(x)]^T \lambda + [\nabla_x g_1(x)]^T \mu_1 + [\nabla_x g_2(x)]^T \mu_2 = 0 \quad (7.43)$$

$$\nabla_u L = \nabla_u f(x) + [\nabla_u h(x)]^T \lambda + [\nabla_u g_1(x)]^T \mu_1 + [\nabla_u g_2(x)]^T \mu_2 = 0 \quad (7.44)$$

$$\nabla_{\lambda} L = h(x) = 0 \quad (7.45)$$

$$\nabla_{\mu_1} L = g_1(x) + s_1 = 0 \quad (7.46)$$

$$\nabla_{\mu_2} L = g_2(x) + s_2 = 0 \quad (7.47)$$

$$\nabla_{s_1} L = -\mu_{s_1} \frac{1}{s_{1i}} + \mu_{1i} \quad \text{avec} \quad i=1, \dots, m_1 \quad (7.48)$$

$$\nabla_{s_2} L = -\mu_{s_2} \frac{1}{s_{2i}} + \mu_{2i} \quad \text{avec} \quad i=1, \dots, m_2 \quad (7.49)$$

Les conditions complémentaires (7.43)-(7.44) sont remplacées par les formes matricielles suivantes :

$$\mu_1 s_1 = \mu_s e \quad \& \quad \mu_2 s_2 = \mu_s e \quad (7.50)$$

La dernière étape consiste à résoudre les équations non linéaires (7.45)-(7.47) et (7.50) par la méthode itérative de Newton [337].

### 7.3.2 - Algorithme primal-dual

L'algorithme primal-dual de la MPI est donné comme par [404]-[405] :

**Etape 1 :** Initialiser,  $k = 0$ ,  $\mu_s^0 > 0$  et choisir le point initial  $y^0$  qui doit satisfaire les conditions de strict positivité ( $s, \mu > 0$ ).

**Etape 2 :** Résoudre les conditions linéaires de KKT et calculer la direction de Newton  $\Delta y^k$

$$H(y^k) \begin{bmatrix} \Delta s^k \\ \Delta \lambda^k \\ \Delta \mu^k \\ \Delta x \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mu_s^k e - \mu^k s^k \\ h(x^k) \\ g(x^k) - s^k \\ -\nabla f(x^k) + J_h(x^k)^T \lambda^k + J_g(x^k)^T \mu^k \end{bmatrix} = 0 \quad (7.51)$$

$H(y^k)$  sont les deuxièmes dérivées partielles de la matrice Hessienne  $\partial^2 L_{\mu_s}(y^k) / \partial y^2$ .

**Etape 3 :** Déterminer le pas maximum  $\alpha^k \in [0, 1]$  suivant la direction de Newton ( $s^{k+1}, \mu^{k+1} > 0$ )

$$\alpha^k = \min \left\{ 1, \gamma \min_{\Delta s_i^k < 0} \frac{-s_i^k}{\Delta s_i^k}, \gamma \min_{\Delta \mu_i^k < 0} \frac{-\mu_i^k}{\Delta \mu_i^k} \right\} \quad (7.52)$$

$\gamma \in [0,1]$  est le facteur de «sûreté» destiné à assurer que le point suivant respecte les conditions de strict positivité; une valeur typique est  $\gamma = 0.99995$ .

**Etape 4 :** Mettre à jour les variables

$$s^{k+1} = s^k + \alpha^k \Delta s^k \quad (7.53)$$

$$\lambda^{k+1} = \lambda^k + \alpha^k \Delta \lambda^k \quad (7.54)$$

$$\mu^{k+1} = \mu^k + \alpha^k \Delta \mu^k \quad (7.55)$$

$$x^{k+1} = x^k + \alpha^k \Delta x^k \quad (7.56)$$

**Etape 5 :** Test la convergence. Si le nouveau point satisfait les critères de convergence : stop. Si non, incrémenter k,  $k=k+1$  et mettre à jour le paramètre barrière  $\mu$  et k puis retourner à l'étape 1 [405].

$$\max \left\{ \max \{ -g_i(x^k) \}, \|h_i(x^k)\|_\infty \right\} \leq \varepsilon_1 \quad (7.57)$$

$$\frac{\|\nabla f(x^k) - J_h(x^k)^T \lambda^k - J_g(x^k)^T \mu^k\|_\infty}{1 + \|x^k\|_2 + \|\lambda^k\|_2 + \|\mu^k\|_2} \leq \varepsilon_1 \quad (7.58)$$

$$\frac{\rho^k}{1 + \|x^k\|_2} \leq \varepsilon_1 \quad (7.59)$$

$$\frac{|f(x^k) - f(x^{k-1})|}{1 + |f(x^k)|} \leq \varepsilon_2 \quad (7.60)$$

$\rho^k = (s^k)^T \mu^k$  est appelé l'espace ou l'écart complémentaire.

**Etape 6 :** Si la convergence n'est pas satisfaite, mettre à jour le paramètre barrière selon l'équation :

$$\mu_s^{k+1} = \sigma^k \frac{\rho^k}{q} \quad (7.61)$$

$\sigma^k$  est le paramètre de «centrage» compris entre 0 et 1. Choisir  $\sigma^k = 1$ ; définir une direction «centrale», tandis que  $\sigma^k = 0$  revient à définir une évolution basée, uniquement, sur le principe de la méthode de Newton. Un bon compromis entre ces 2 extrêmes serait de choisir  $\sigma^k$  tel que  $\sigma^k = \max \{0.99\sigma^{k-1}, 0.1\}$  avec  $\sigma^0 = 0.2$ ,  $k=k+1$  et retourner à l'étape 2 [405].

## 7.4 - APPLICATIONS DES METHODES MODERNES POUR RESOUDRE LE PROBLEME DE L'EPO MIXTE

### 7.4.1 - Préambule

Vue les limitations des méthodes conventionnelles, la nécessité de l'introduction de nouvelles techniques capables de surmonter les problèmes que posent les méthodes classiques est impératif. Les méthodes qui offrent cette possibilité sont les méthodes intelligentes (méta-heuristiques). Les méta-heuristiques sont des méthodes d'optimisation stochastiques, récemment développées, et sont souvent issus des domaines de la recherche opérationnelle ou de l'intelligence artificielle. Une grande variété de ces techniques a été appliquée au problème de l'EPO, comme le recuit simulé [136], [144], la recherche taboue [136], les algorithmes génétiques [132]-[133], [140], [149]-[150], [197], les algorithmes évolutionnaires [125], [151], [189], l'optimisation par essaims particuliers [118], [120], [142], [148], [156], les algorithmes à évolution différentielle [124], [195], les colonies de fourmis [157], [168], [169], ..., etc.

En général, le problème de l'EPO est un problème d'optimisation avec contraintes qui est très difficile à résoudre. En raison de son importance dans les applications de planification et de fonctionnement des systèmes électro énergétiques, des efforts importants de recherche ont été consacrés au développement de procédures efficaces et robustes de l'EPO et l'EPO mixte.

D'habitude, ces méthodes partent de l'hypothèse que la caractéristique de la fonction objective est une fonction continue et convexe. Les problèmes de minimisation convexe sur des ensembles convexes peuvent être, parfaitement, résolus par les méthodes classiques de recherche locale, comme celles discutées dans le chapitre 5, où on a la garantie d'avoir un minimum local unique, qui représente aussi, le minimum global. En réalité, le problème de l'EPO est un problème non convexe. Cette non convexité se manifestent à cause de :

- ✓ La non linéarité des contraintes d'égalités de l'EP.
- ✓ Des variables de contrôle discrètes, comme les dispositifs FACTS, les dispositifs HTCC, ..., etc.
- ✓ L'ensemble faisable non convexe des puissances actives des générateurs dû à la présence de zones de fonctionnements prohibées.
- ✓ Les fonctions de coût non convexes, du fait de l'effet d'ouverture des vannes ou du fait des unités avec plusieurs types de combustibles.

En général, les problèmes d'optimisation non convexe présentent plusieurs minima locaux, et les techniques de recherche locales ne peuvent pas repérer le minimum global car, elles peuvent être piégées dans l'un de ces minimums locaux. Pour éviter les défaillances des méthodes classiques, le présent chapitre est consacré au développement des nouvelles approches basées sur 3 techniques modernes pour le traitement du problème de l'EPO et l'EPO mixte.

### 7.4.2 - Représentation des solutions

Appliquer une méta-heuristique à un problème d'optimisation demande certaines décisions de conception. D'abord, il est nécessaire de choisir l'encodage utilisé pour représenter les solutions candidates. Cet encodage doit être complet, continu et efficace [406].

Être complet signifie que toutes les solutions aux problèmes peuvent être représentées par l'encodage. Être continu signifie qu'un chemin de recherche existe entre n'importe quelles 2 solutions quelconques possibles. En d'autres mots, il faut que la représentation permette d'atteindre l'optimum global à partir de n'importe quelle solution initiale. Finalement, être efficace signifie que la représentation peut être manipulée, facilement, par les opérateurs de la méta-heuristique en ayant la plus petite complexité possible. Les représentations les plus courantes sont : un vecteur de nombre binaire, un vecteur de valeurs discrètes, un vecteur de nombres réels et une permutation d'une séquence donnée [406]-[407].

### 7.4.3 - Fonction objective

La fonction objective représente l'objectif de l'optimisation. Elle permet à la méta-heuristique d'évaluer la qualité des solutions candidates et de diriger la recherche vers des solutions de meilleure qualité. Une

fonction objective peut être autosuffisante ou indicative. Elle est autosuffisante lorsqu'elle exprime, directement, l'objectif de la formulation mathématique du problème. C'est souvent le cas pour des problèmes d'optimisation continue sans contraintes. Une fonction objective est indicative lorsqu'elle n'exprime pas, directement, l'objectif, mais guide quand même la recherche vers des solutions qui satisfont mieux le problème. Par exemple, une fonction indicative lorsque les contraintes du problème sont exprimées sous forme de pénalités et intégrés à la fonction objective. Puisque cette fonction indicative ne représente pas, directement, l'objectif d'optimisation, on l'appelle plutôt la fonction d'aptitude. Elle permet d'évaluer l'aptitude des solutions candidates [406].

#### 7.4.4 - Considération des contraintes

Une solution candidate est dite faisable lorsqu'elle respecte les contraintes du problème et infaisable lorsqu'elle ne les respecte pas. Cinq stratégies communes pour intégrer les contraintes à la méta-heuristique sont le rejet, la réparation, la préservation, le décodage et la pénalité [406].

##### 1 - Stratégie du rejet

La stratégie du rejet consiste à rejeter toute solution qui ne satisfait pas aux contraintes. Cette stratégie fonctionne bien lorsque l'espace des solutions faisables est large et que seules quelques solutions non faisables sont rejetées [406].

##### 2 - Stratégie de réparation

À l'opposé, la stratégie de réparation ne rejette pas les solutions non faisables, mais utilise des opérateurs qui permettent de les modifier afin de les rendre faisables [406].

##### 3 - Stratégie de préservation

La stratégie de préservation consiste quant à elle à implémenter la méta-heuristique de façon à ce qu'elle maintienne la faisabilité des solutions lors de leur modification [406].

##### 4 - Stratégie de décodage

La stratégie de décodage définit plutôt une représentation qui assure la faisabilité des solutions. Autrement dit, l'encodage utilisé ne permet pas de représenter des solutions non faisables [406].

##### 5 - Stratégie de pénalité

La stratégie de pénalité assigne une pénalité aux solutions non faisables lors de l'évaluation de la fonction d'aptitude. Les solutions non faisables sont, donc, incluses dans le processus d'optimisation, mais la valeur de leur aptitude est moindre que les solutions faisables [406].

#### 7.4.5 - Critère de terminaison

Le critère de terminaison est une autre caractéristique commune à toutes les méta-heuristiques. Il définit la condition d'arrêt de l'algorithme. Dépendamment, de l'application, le critère de terminaison peut être défini par un nombre fixe d'itérations, un temps fixe d'exécution, une valeur spécifiée pour la qualité de la solution finale ou lorsque la qualité de la meilleure solution cesse de s'améliorer. Cette dernière condition permet d'arrêter la recherche lorsque la méta-heuristique a convergé [406].

#### 7.4.6 - Recherche non déterministe

Finalement, une dernière caractéristique commune aux méta-heuristiques est l'aspect stochastique de leur recherche. À chaque itération, les méta-heuristiques modifient les solutions candidates de façon à diriger la recherche vers de meilleures solutions, mais incluent aussi un facteur aléatoire qui permet d'explorer de nouvelles solutions. L'OPE, par exemple, introduit des vecteurs de nombres aléatoires lors du

calcul des vitesses des particules afin de simuler une vibration stochastique [406]. Dans le cas des AG, cet aspect aléatoire est implémenté par les opérateurs de sélection, d'enjambement et de mutation. À cause de cet aspect aléatoire, on qualifie les méta-heuristiques d'algorithmes non déterministes. Elles ne produisent pas, nécessairement, la même solution chaque fois qu'on les exécute.

### 7.5 - APPLICATION DE LA METHODE OEP AU PROBLEME DE L'EPO MIXTE

L'EPO une approche utilisée l'emploi de la technique d'essaim de particules inspirée du comportement : d'oiseaux s'assemblant en nuées, de bancs de poissons sous l'eau ou d'essaims d'abeilles dans leur déplacement. Depuis quelques années, l'OEP a été appliquée avec succès à de nombreux problèmes d'optimisation. Il a été démontré que l'utilisation de cette méthode conduit à l'obtention de très bons résultats d'une manière plus rapide et plus efficace, comparativement, à d'autres méthodes, avec en surcroît peu de paramètres à ajuster.

La méthode OEP, comme outil d'optimisation, fournit un procédé basé sur la population de recherche dont les individus ont appelé le changement d'états de particules avec de temps. Elle est semblable à l'autre algorithme évolutionnaire dans lequel, chaque particule dans l'essaim est initialisée, aléatoirement, dans les limites de fonctionnement admissibles des puissances actives [04] & [265].

Ces particules volent autour dans un espace de recherche multidimensionnel avec une vitesse qui est ajustée, dynamiquement, selon les expériences de vol de ses propres collègues. L'endroit de la  $j^{\text{ème}}$  particule est représenté par  $x_i = (P_1, \dots, P_i)$  avec  $i = 1, 2, \dots, n_s$  et  $P_i \in [P_{i_{\min}} P_{i_{\max}}]$ ;  $P_{i_{\min}}$  et  $P_{i_{\max}}$  sont, respectivement, des limites minimales et maximales de la puissance active générée. La meilleure position précédente donne la meilleure valeur de forme physique de la  $j^{\text{ème}}$  particule. Cette valeur enregistrée et représentée par l'équation  $x_i^{(p)} = (P_1^{(p)}, \dots, P_i^{(p)})$  avec  $i = 1, 2, \dots, n_s$ . Ceci est, également, appelé  $p_{\text{best}}$ . L'index de la meilleure particule parmi toutes les particules dans l'essaim est représenté par l'équation  $x_i^{(g)} = (P_1^{(g)}, \dots, P_i^{(g)})$ , appelé  $g_{\text{best}}$ . La vitesse de la  $j^{\text{ème}}$  particule est représentée par l'équation  $v_i = (v_1, \dots, v_i)$ , maintenue à une vitesse maximum  $v_{\text{max}} = (v_{1_{\max}}, \dots, v_{i_{\max}})$ , qui est spécifiée par l'utilisateur. Dans la technique de la méthode OEP, à chaque itération ( $k$ ), la vitesse et l'endroit de chaque particule est changée vers la valeur du  $P_{\text{best}}$  et  $G_{\text{best}}$  des endroits selon les équations (7.62)-(7.63), respectivement [04] & [265].

$$v_i^{(k+1)} = k \left[ w \cdot v_j^{(k)} + \phi_1 \text{rand.} \cdot (P_i^{(p)} - P_i^{(k)}) + \phi_2 \text{rand.} \cdot (P_i^{(g)} - P_i^{(k)}) \right] \quad (7.62)$$

$$P_i^{(k+1)} = P_i^{(k)} + v_i^{(k+1)} \quad \forall i = 1, 2, 3, \dots, n_s \quad (7.63)$$

#### 7.5.1 - Stratégie d'optimisation

Dans [408], Stephen Frank et al. [406] ont présenté une revue de la littérature sur les méthodes non déterministes pour l'optimisation de l'EP. Ils identifient plusieurs méta-heuristiques capables d'optimiser des solutions au problème de l'EPO.

D'après le nombre de références citées, ce sont les AG et l'OEP qui sont les plus populaires. Frank et al. [408] nous avisent qu'il est difficile d'identifier la meilleure méthode étant donné que l'efficacité de chacune dépend de plusieurs facteurs incluant les paramètres de configuration et l'encodage des solutions candidates. Dans ce travail, nous choisissons d'utiliser l'optimisation par essaim de particules. Cet algorithme est simple à implémenter, facile à configurer et sa convergence a été prouvée dans plusieurs travaux [377] & [406].

L'algorithme se base sur une population de solutions candidates et simule le mouvement d'un essaim de particules dans un espace multidimensionnel. Le mouvement est inspiré par celui d'une volée d'oiseaux ou d'un banc de poissons. La position d'une particule représente une solution candidate et celle-ci est modifiée à chaque itération de l'algorithme de façon à se diriger vers les meilleures positions visitées,

antérieurement, par la particule et par l'essaim. La nouvelle position est calculée en utilisant les équations (7.1)-(7.3) données, précédemment. Dans notre implémentation, les paramètres  $w$ ,  $c_1$  et  $c_2$  sont fixées à 0.9, 2 et 2, respectivement, de façon à garantir la convergence de l'algorithme [265], [377] & [406]. De plus, les vitesses  $v_{i+1}$  des particules sont limitées à 20 [%] de l'intervalle permis pour chaque dimension afin d'éviter une convergence prématurée et améliorer l'exploration de l'espace de recherche [4], [257] & [265]. Finalement, les nouvelles positions  $x_{i+1}$  sont, aussi, bornées de façon à respecter les limites des variables de contrôles optimisées.

### 7.5.2 - Fonction objective

La fonction objective  $f(x, u)$  représente l'objectif de l'optimisation. Dans ce travail, nous la définissons comme suit :

$$f(x, u) = w_1 * f_{\text{Coût}} + w_2 * f_{\text{Pertes}} \quad (7.64)$$

$f_{\text{coût}}$  et  $f_{\text{pertes}}$  sont, respectivement, les fonctions objectives données par les équations (7.5) et (7.7).  $w_1$  et  $w_2$  sont les poids respectifs. Cette fonction contient 2 termes afin de donner à l'utilisateur la flexibilité de choisir l'objectif d'optimisation. Il faut, simplement, assigner une valeur de 1 au poids associé à l'objectif choisi et une valeur de 0 aux autres. Malgré que nous considérons un seul objectif à la fois, une optimisation, réellement, multi-objective serait, aussi, possible en utilisant la méthode de partitionnement de données démontrée dans [134] pour assigner les poids dans l'équation de façon à obtenir le front Pareto de solutions non dominées.

Dans l'équation (7.64), les coûts de génération pour le réseau en entier sont calculés en additionnant les coûts pour chaque générateur. Ceux-ci sont, habituellement, modélisés par une fonction quadratique [406]. Les coûts totaux pour le réseau sont donnés, précédemment, par les équations (7.5)-(7.6).

### 7.5.3 - Représentation des solutions

Les solutions candidates sont encodées à l'aide d'un vecteur de nombres réels défini par (7.65) – (7.66) et dont les valeurs sont normalisées entre 0 et 1.

$$\text{Sol} = \left\{ P_{G_2}, \dots, P_{G_{n_g}}, |V_{G_1}|, \dots, |V_{G_{n_g}}|, Q_{1_{com}}, \dots, Q_{n_{com}}, T_1, \dots, T_{n_T} \right\} \quad (7.65)$$

$$x = \left\{ P_{G_1}, |V_{C_1}|, \dots, |V_{G_{n_c}}|, Q_{G_1}, \dots, Q_{G_{n_g}}, S_1, \dots, S_{n_b} \right\} \quad (7.66)$$

$P_{G_i}$  et  $Q_{G_i}$  sont, respectivement, les puissances produites au générateur  $i$ ,  $V_i$  est l'amplitude de la tension au générateur  $i$ ,  $Q_{i_{com}}$  est la puissance réactive compensée par le dispositif FACTS  $i$ ,  $T_i$  est le ratio du transformateur  $i$ ,  $V_{C_i}$  est la tension au JdB de charge  $i$  et  $S_i$  est la puissance apparente transitée dans la lignes  $ij$ . Pour un réseau où les nombres de JdB, de branches, de générateurs, de charges, de dispositifs de compensation et de transformateurs sont, respectivement,  $n$ ,  $n_b$ ,  $n_c$ ,  $n_g$  et  $n_{com}$  et  $n_T$ , le vecteur de solution inclus  $n_g - 1$  éléments pour les puissances actives générées,  $n_g$  sont les éléments pour les amplitudes des tensions des générateurs,  $n_{com}$  sont les éléments pour les puissances réactives compensées et  $n_T$  sont les éléments pour les ratios des transformateurs. Il est important de noter que la puissance active du générateur au JdB de référence n'est pas incluse dans le vecteur de solution puisque celle-ci est une variable dépendante calculée par l'analyse de l'EP.

À chaque itération de la méthode OEP, les solutions sont décodées et leur qualité est évaluée à l'aide de la fonction d'aptitude. Pour décoder une solution, les éléments normalisés sont multipliés par un facteur afin de les ramener à leur échelle originale d'après leurs limites respectives définies par les équations (7.13), (7.15), (7.17) et (7.19). Dans le cas des puissances réactives des compensateurs et les ratios des transformateurs, les valeurs sont, aussi, arrondies à leur valeur discrète la plus proche après avoir été mises à l'échelle.

Cet arrondissement est effectué avant l'évaluation de la fonction coût ; Ceci signifie que l'OEP proposé considère, uniquement, des solutions candidates avec des valeurs discrètes pour le réglage des compensateurs et des transformateurs. De plus, contrairement, à la technique d'arrondissement [204] & [223], notre approche n'alterne pas entre les variables continues et discrètes, mais optimise toutes les variables d'un seul coup permettant, ainsi, une optimisation globale. Finalement, après avoir décodé les vecteurs des solutions candidates, les valeurs obtenues sont insérées dans les structures de données de l'objet de l'EP discuté aux chapitres 2, 3 et 4. L'analyse de l'EP par la méthode de N-R est, alors, effectuée par la programmation MATLAB. Cette analyse permet d'obtenir l'état complet des réseaux associés aux solutions candidates.

#### 7.5.4 - Fonction d'aptitude

La fonction d'aptitude permet à l'OEP de comparer la qualité des solutions candidates et d'identifier la meilleure, à chaque itération de l'algorithme. Cette solution est, alors, utilisée par l'OEP pour modifier les autres afin de les améliorer. La fonction d'aptitude doit tenir compte de l'objectif d'optimisation et des multiples contraintes. Une approche commune pour intégrer les contraintes dans la fonction d'aptitude est d'assigner des pénalités aux solutions qui ne les respectent pas. Tel qu'il est fait dans [406], [409]-[410] ces pénalités peuvent être calculées de façon à être proportionnelles au niveau de violation des contraintes. Toutefois, cette approche n'assure pas, toujours, une séparation évidente entre les solutions faisables et celles qui ne le sont pas.

Dans cette thèse, nous proposons une fonction d'aptitude unique qui normalise l'objectif d'optimisation et la pénalité appliquée afin d'offrir une séparation claire basée, uniquement, sur la valeur numérique calculée. Ceci assure qu'une solution faisable a, toujours, une valeur supérieure à une solution non faisable. Finalement, si aucune des solutions candidates initiales n'est faisable, la fonction d'aptitude définie permet quand même de comparer la qualité des solutions non faisables. La méta-heuristique peut, alors, améliorer ces solutions pour, éventuellement, en obtenir celles qui en sont faisables.

Dans la méthode de l'EPO proposée, les contraintes d'égalités sont imposées par l'analyse de l'EP et n'ont pas besoin d'être vérifiées par la fonction d'aptitude. De plus, les contraintes d'inégalités sur les puissances actives générées  $P_{Gk}$ , sur les puissances réactives compensées par les différents compensateurs  $Q_{com}$  et sur les ratios des transformateurs  $T_{km}$  aux équations (7.13), (7.17) et (7.18) sont assurées par l'encodage utilisée pour les solutions candidates. Elles-aussi, n'ont pas besoin d'être vérifiées. La seule exception est la limite sur la puissance active générée  $P_{Gk}$  au JdB de référence étant donné que cette variable de contrôle ne fait pas partie du vecteur de solution puisqu'elle est calculée par l'analyse de l'EP. Cette contrainte ainsi que celles définies aux équations (7.14), (7.15) et (7.26) doivent, donc, être vérifiées par la fonction d'aptitude [406].

La première étape pour calculer l'aptitude  $A(x,u)$  d'une solution candidate est d'évaluer la fonction objective  $f(x,u)$  à l'aide de l'équation (7.62) et de normaliser la valeur obtenue sur l'intervalle 0 à 1 avec la valeur 0 caractérise une très mauvaise solution tandis que 1 représente une très bonne solution [406] :

$$f_{Normalisé}(x,u) = \frac{1}{1 + f(x,u)} \quad (7.67)$$



Dans la deuxième étape, un facteur de violation est calculé pour tenir compte des contraintes d'inégalités. Pour vérifier la contrainte définie par l'équation (7.13) sur les limites maximums et minimums des puissances actives générées aux JdB générateurs, chaque JdB est inspecté, indépendamment, et tout excès de puissance est quantifié comme suit :

$$E(P_{Gr}) = \begin{cases} \frac{P_{Gr} - P_{Gr}^{\max}}{P_{Gr}^{\max} - P_{Gr}^{\min}} & P_{Gr} > P_{Gr}^{\max} \\ \frac{P_{Gr}^{\min} - P_{Gr}}{P_{Gr}^{\max} - P_{Gr}^{\min}} & P_{Gr} < P_{Gr}^{\min} \\ 0 & P_{Gr}^{\min} < P_{Gr} < P_{Gr}^{\max} \end{cases} \quad (7.68)$$

$E(P_{Gr})$  est l'excès relatif de la puissance active générée au JdB de référence. En divisant la différence absolue par l'intervalle des valeurs permises, nous obtenons une valeur relative pour l'excès de la puissance générée. Ceci permet une comparaison plus juste lorsque les limites varient d'un JdB générateur à l'autre. Une approche similaire est utilisée pour calculer l'excès relatif de la tension aux JdB du réseau  $E(V_i)$ , l'excès relatif sur les puissances réactives de tous les générateurs  $E(Q_{Gi})$  et l'excès relatif sur la puissance apparente maximale transitée dans les branches du réseau  $E(S_{ij})$ . Les valeurs relatives obtenues sont, ensuite, additionnées comme suit pour obtenir l'excès relatif total  $E_{tot}(x, u)$  pour le réseau en entier, donc [406]:

$$E_{tot}(x, u) = \sum_{i=1}^n E(V_i) + \sum_{i=1}^{slack} E(P_{Gr}) + \sum_{i=1}^{n_g} E(Q_{Gi}) + \sum_{i=1}^{n_b} E(S_{ij}) \quad (7.69)$$

Comme nous l'avons fait pour la fonction objective, nous normalisons la somme obtenue entre 0 et 1 afin de former le facteur de violation normalisé  $V_{Normalisé}(x, u)$ . Un facteur près de 0 représente une solution non faisable qui excède, largement, plusieurs contraintes [406]. À l'inverse, un facteur exactement, égal à 1 représente une solution faisable qui respecte toutes les contraintes du réseau.

$$V_{Normalisé}(x, u) = \frac{1}{1 + E_{tot}(x, u)} \quad (7.70)$$

Finalement, les valeurs normalisées de la fonction objective et du facteur de violation sont regroupées comme suit afin d'obtenir l'aptitude  $A(x, u)$  de la solution candidate :

$$A(x, u) = \begin{cases} 1 + f_{Nonralisé}(x, u) & V_{Normalisé}(x, u) = 1 \\ V_{Normalisé}(x, u) & V_{Normalisé}(x, u) < 1 \end{cases} \quad (7.71)$$

Cette définition a été, soigneusement, pensée de façon à distinguer, facilement, les solutions faisables de celles qui ne le sont pas. En effet, les solutions faisables auront toutes des aptitudes dans l'intervalle 1 à 2. Par contre, les solutions non faisables seront entre 0 et 1. De plus, lorsque 2 solutions faisables sont comparées, celle qui a la plus grande valeur d'aptitude est de meilleure qualité puisqu'elle minimise davantage la fonction objective, soit les pertes actives soit le coût de génération. Similairement, lorsque 2

solutions non faisables sont comparées, celle qui a la plus grande valeur d'aptitude est de meilleure qualité puisqu'elle viole les contraintes physiques du réseau à un degré moindre que l'autre. Même si toutes les solutions candidates initiales sont non faisables, la fonction d'aptitude proposée permet à la méta-heuristique de classer ces solutions en ordre de qualité et de les améliorer pour, éventuellement, en obtenir celles qui sont faisables.

### 7.5.5 - Approche à phases multiples

Toutes les méta-heuristiques offrent un compromis entre l'exploration de l'espace de recherche et entre la convergence vers la solution finale. Dans le cas du l'OEP, l'exploration est stimulée par l'influence sociale de l'essaim, soit la meilleure position occupée par l'essaim, qui peut forcer une particule à traverser l'espace de recherche [406].

La convergence est quant à elle encouragée par l'influence personnelle qui incite une particule à retourner vers sa meilleure position antérieure. Pour des problèmes à grande échelle, avec de nombreuses variables de contrôle comme celui de l'EPO, la capacité d'exploration de la méta-heuristique choisie n'est pas toujours suffisante et la convergence prématurée vers un optimum local est possible.

Pour éviter ce problème et stimuler davantage l'exploration de l'algorithme de recherche, la méthode de l'EPO que nous proposons utilise une approche à phases multiples similaire à celle publiée dans la référence [204]. Cependant, au lieu d'utiliser 3 méta-heuristiques différentes comme le font les auteurs [204], notre approche utilise l'OEP à chacune des phases afin de simplifier la conception. À la phase initiale, les solutions candidates sont initialisées, aléatoirement, suivant une distribution uniforme couvrant l'espace de recherche en entier. Aux phases suivantes, elles sont initialisées suivant une distribution normale centrée sur la meilleure solution trouvée à la phase précédente. Comme nous le verrons dans le chapitre de simulation, utiliser un OEP à chacune des phases n'affecte pas l'efficacité de la recherche [406]. En fait, notre approche permet de trouver des solutions de meilleure qualité que celles des auteurs [204] & [256] pour un même réseau test.

## 7.6 - APPLICATION DE L'ACF AU PROBLEME DE L'EPO MIXTE

Une méta-heuristique de colonie de fourmis est un processus stochastique construisant une solution, en ajoutant des composants aux solutions partielles. Ce processus prend en compte :

- Une heuristique sur l'instance du problème ;
- Des pistes de phéromone changeant, dynamiquement, pour refléter l'expérience acquise par les fourmis.

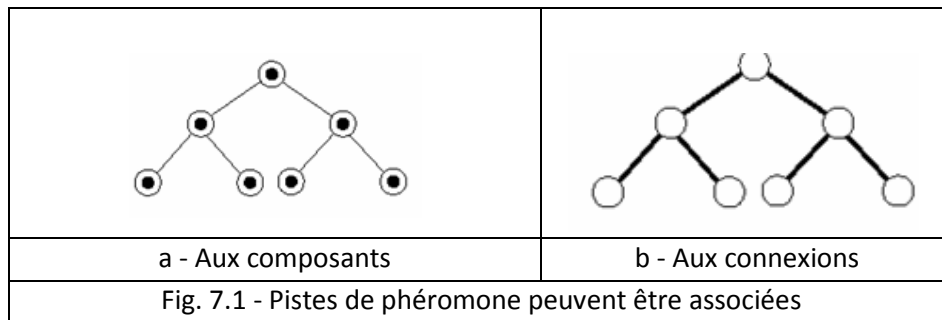
La formalisation de l'ACF appliquée à l'EPO passe par la représentation du problème et le comportement de base des fourmis.

### 7.6.1 - Comportement des fourmis

Les fourmis peuvent être caractérisées comme une procédure de construction stochastique construisant des solutions sur le graphe  $G = (C, L)$ . En général, les fourmis tentent d'élaborer des solutions faisables, mais si nécessaire, elles peuvent produire des solutions non faisables [347] & [392]. Les composants et les connexions peuvent être associés à des pistes de phéromone  $\tau$ , mettant en place une mémoire adaptative décrivant l'état du système et à la valeur de la visibilité  $\eta$ , représentant une information a priori sur le problème, ou venant d'une source autre que celle des fourmis; c'est bien, souvent, le coût de la puissance générée par chaque centrale de l'état en cours. D'après la figure 7.1, les pistes de phéromone peuvent être associées, soit aux composants, soit aux connexions du graphe représentant le problème à résoudre.

Chaque fourmi dispose d'une mémoire utilisée pour stocker le trajet effectué, d'un état initial et de conditions d'arrêt. Les fourmis se déplacent d'après une règle de décision probabiliste en fonction des pistes de phéromone locales, de l'état de la fourmi et des contraintes du problème. Lors de l'ajout d'un composant à la solution, en cours, les fourmis peuvent mettre à jour la piste associée au composant ou à la

connexion correspondante. Une fois, la solution construite, elles peuvent mettre à jour la piste de phéromone des composants ou des connexions utilisées. Enfin, une fourmi dispose au minimum de la capacité de construire une solution au problème [392].



### 7.6.2 - Représentation du problème de l'EPO

Le problème de l'EPO est représenté par un jeu de solutions, une fonction objective assignant une valeur à chaque solution et un jeu de contraintes. L'objectif est de trouver l'optimum global satisfaisant les contraintes. Les différents états du problème sont caractérisés comme une séquence de composants.

Dans cette représentation, les fourmis construisent des solutions en se déplaçant sur un graphe  $G = (C, L)$ , où les JdB sont les composants de  $C$  qui représentent les puissances générées par les centrales électriques interconnectées et où l'ensemble  $L$  connecte les composants de  $C$  qui représente le reste de la puissance demandée à répartir sur le reste des centrales. Les contraintes du problème sont implémentées, directement, dans les règles de déplacement des fourmis, soit en empêchant les mouvements qui violent les contraintes, soit en pénalisant de telles solutions [345].

### 7.6.3 - Organigramme de la technique ACF appliquée à l'EPO

Les étapes principales de calcul pour résoudre le problème d'EPO par l'ACF sont présentées dans l'algorithme 7.1 et discutées ci-après :

#### Étape 1 : Initiation

La première étape consiste à coder les variables  $P_{Gi}$  en utilisant les valeurs réels dans l'espace des valeurs permises. Chaque paramètre  $P_{Gi}$  a une limite supérieure et une limite inférieure. Avant chaque tour, le point initial (nid) de la colonie est généré, aléatoirement, dans la région faisable. Chaque fourmi est placée sur le point initial pendant que la valeur initiale de la phéromone de  $\tau_0$  est, aussi, donnée à cette étape.

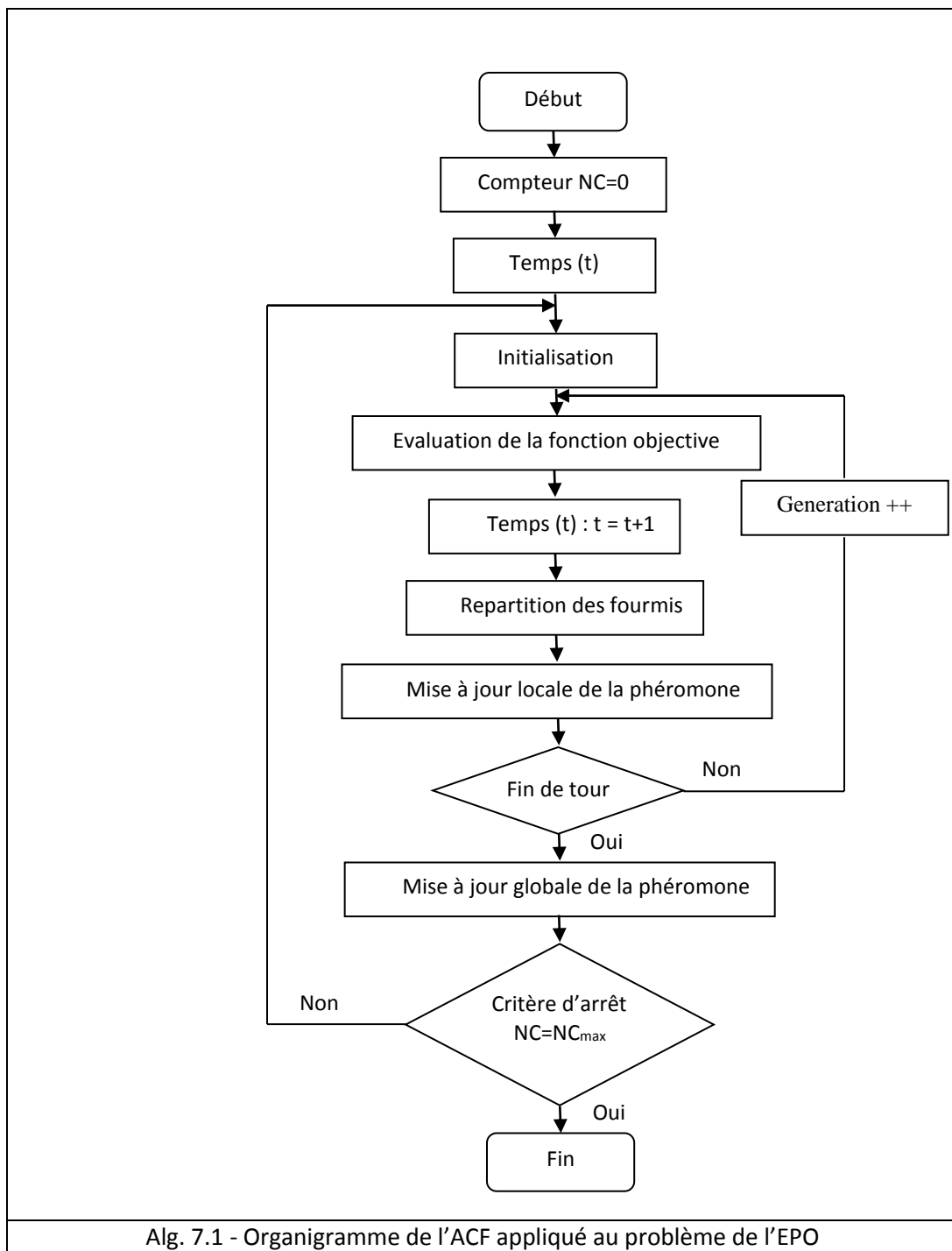
La figure 7.2 montre un espace de recherche à plusieurs phases. En se basant sur le concept de ce processus à plusieurs phases, l'espace de recherche de l'optimisation de l'EP peut être établi. Toutes les permutations possibles constituent cet espace de recherche. Chaque phase contient plusieurs points [17].

#### Étape 2 : Evaluation de la fonction objective

Dans cette étape, l'influence directe de la valeur de la fonction objective de l'EPO dépend du niveau de quantité de phéromone qui s'ajoute aux directions particulières que les fourmis ont sélectionné.

#### Étape 3 : Répartition des fourmis

Dans cette étape, les fourmis sont réparties en basant sur les niveaux de  $\tau$  et  $\eta$ . Selon l'équation (6.24), chaque fourmi choisit le prochain point vers lequel elle se déplace en prenant en considération les valeurs de  $\tau$  et  $\eta$ .



Alg. 7.1 - Organigramme de l'ACF appliqué au problème de l'EPO

Maintenant, si  $m$  est le nombre de fourmis ( $m > Ng$ ), alors pour chaque itération, ces  $m$  fourmis exécuteront  $m$  mouvements dans l'intervalle du temps  $(t, t + 1)$ .

En construisant une solution au problème, les phéromones des trajectoires visitées peuvent être ajustées, dynamiquement, par l'équation suivante pour élargir l'espace de recherche.

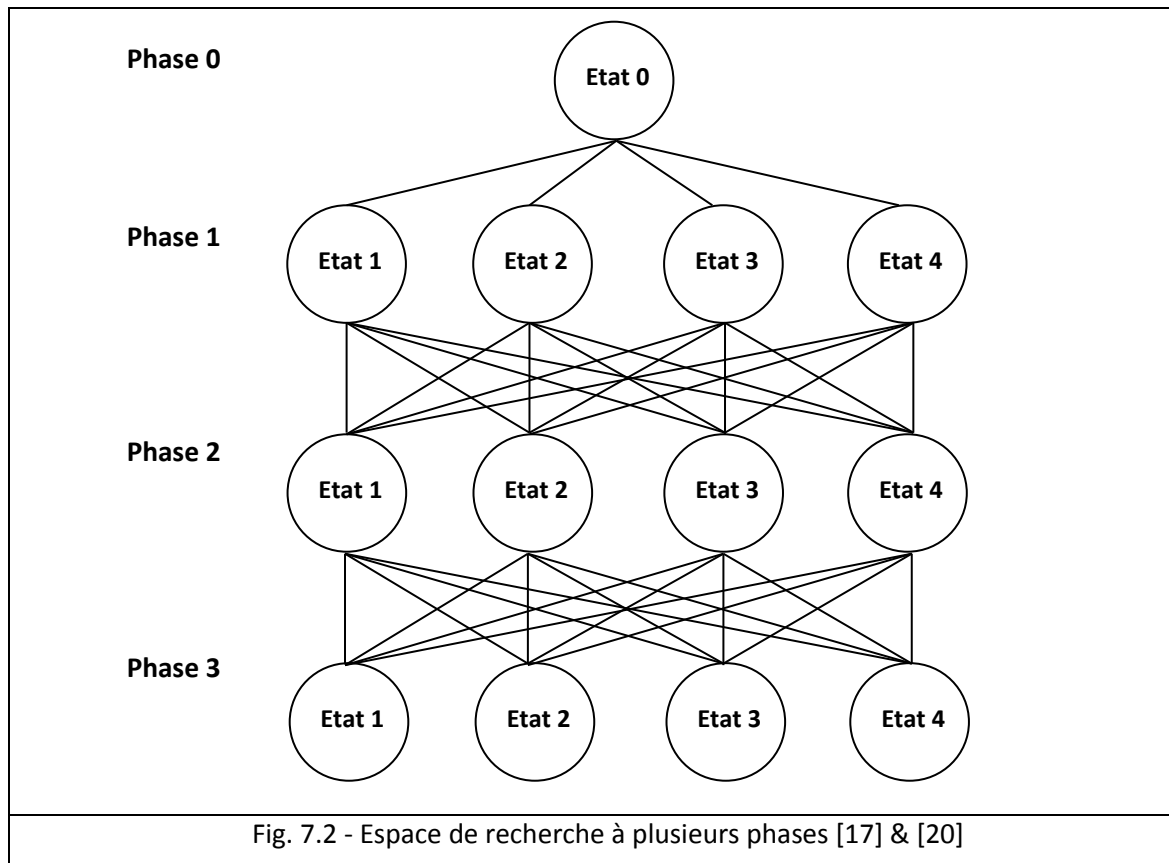
$$\tau_{ij}(t,+1) = (1 - \rho) \cdot \tau_{ij}(t) + \rho \cdot \tau_0 \tag{6.72}$$

Ce processus est appelé «règle de la mise à jour locale» de la phéromone. Après  $n$  itérations, toutes les fourmis ont complété une visite. La meilleure piste trouvée par la fourmi est mise à jour par un processus appelé « règle de mise à jour globale » en utilisant l'équation suivante,  $\tau_{ij}(t,+1) = (1 - \rho) \cdot \tau_{ij}(t) + \rho \cdot \Delta \tau_{ij}(t)$ , où les arêtes  $(i, j)$ , appartiennent, au meilleur tour  $T^+$  de longueur  $L^+$  et où  $\Delta \tau_{ij}(t) = \frac{1}{L^+}$ . Ce processus

participe à une intensification par sélection de la meilleure solution. Cette meilleure solution sera, aussi, enregistrée dans la table de tabou pour la comparaison plus tardive avec l'itération suivante.

#### Étape 4 : Critère d'arrêt

Le processus du calcul continu jusqu'à ce que le nombre d'itérations atteint et la valeur maximale prédéfinie ou qu'une solution de la fonction objective acceptable est trouvé.



#### 7.6.4 - Test de la méthode ACF au problème de l'EPO mixte

Le but est de trouver le minimum du coût de production donnée par la fonction objective de l'équation (7.5). Afin de prouver que l'ensemble des 3 paramètres de la colonie de fourmis  $\beta$ ,  $\rho$  et  $q_0$  est, largement, indépendant du problème d'optimisation à résoudre, on va appliquer l'ACF en utilisant les 10 meilleurs combinaisons des 3 paramètres  $\beta$ ,  $\rho$  et  $q_0$ .

En pratique, on construit  $f$  solutions initiales, puis on répète l'itération générale suivante jusqu'à la réalisation d'un critère d'arrêt comme un nombre maximum d'itérations ou un écart donné par rapport à une borne inférieure :

- ✓ Mise à jour des traces de phéromone dans le réseau.
- ✓ Génération de  $f$  nouvelles solutions par les fourmis, en exploitant les traces de phéromone.

Au début, pour tout couple d'arêtes à traiter  $(i, j)$ , la quantité de phéromone  $\tau_{ij}$  est nulle. On la met à jour au début de chaque itération selon la formule (7.73), qui comprend un terme pour l'évaporation et un pour le renforcement [401].

$$\Delta \tau_{ij}^k(t) = \frac{F^k}{L^k} \quad (7.73)$$

Une idée simple est d'affecter des poids égaux  $F^k = 1$  aux fourmis, mais alors, on ne tient pas compte de la qualité des solutions dans cette pondération supplémentaire des solutions. Les solutions étant triées par coûts décroissants, une meilleure option est d'utiliser le rang de la fourmi en posant  $F^k = k$ . Nous utilisons en fait des poids plus fins qui tiennent compte de la distance maximale  $G_b$  entre 2 arêtes à traiter. La formule (7.74) définit, ainsi, une fonction affine du rang  $m$  (entre 1 et  $f$ ), prenant ses valeurs entre 1 et  $G_b$  :

$$F^k = \frac{G_b - 1}{f - 1} k + \frac{f - G_b}{f - 1} \quad (7.74)$$

Après un tour complet, chaque fourmi laisse une certaine quantité de phéromones  $\Delta\tau_{ij}^k$  sur l'ensemble de son parcours : Cette quantité dépend de la qualité de la solution trouvée.

La fourmi aveugle ne prend pas en considération les traces de phéromone choisis au hasard  $j$  parmi les  $K$  arcs les plus proches qui lui restent à traiter la formule (7.75), avec une probabilité  $P_a$ . Avec la probabilité  $1 - P_a$ , elle tient compte des phéromones et choisit  $j$  avec la formule (6.24). En prenant en considération les visibilité  $\eta_{ij}$  et les traces  $\tau_{ij}$ , pondérées par des puissances choisies  $\alpha$  et  $\beta$  :

$$P_{ij}^k = \frac{1}{K} \text{ si } j \in \Omega_i^k \text{ sin on } P_{ij}^k = 0 \quad (7.75)$$

$f$  est le nombre de fourmis. On identifie, par la suite les fourmis et leurs solutions, stockées dans une table triée par coût total décroissant. La meilleure solution est, donc, la dernière (indice  $f$ ).  $G_b$  est la plus grande distance dans le graphe,  $\eta_{ij}$  est la mesure de visibilité de l'arc  $j$  depuis l'arc  $i$  :  $\eta_{ij} = 1/d_{ij}$ ,  $\tau_{ij}$  est le taux de persistance des traces de phéromone :  $0 \leq \tau_{ij} \leq 1$ ,  $F^k$  caractérise le poids constant affecté à la fourmi N°  $k$ .  $P_a$  représente la probabilité de déplacement aveugle, ignorant les traces de phéromone,  $K$  est le nombre d'arcs les plus près, considérés lors d'un déplacement aveugle,  $L^k$  est le coût total de la solution trouvée par la fourmi  $k$ ,  $T^k$  est la liste "tabou" de la fourmi  $k$  : ensemble des arcs déjà traités par la fourmi,  $\Omega_i^k$  est l'ensemble des  $K$  arcs les plus près de l'arc  $i$  (en terme de  $\eta_{ij}$ ), non encore traités par  $k$ ,  $J_i^k$  est l'ensemble des  $K$  meilleurs arcs : en terme de trace  $\tau_{ij}$ , non encore traités par  $k$ ,  $P_{ij}^k$  est la probabilité pour une fourmi  $k$  de se déplacer de l'arc  $i$  à l'arc  $j$ .

La population des  $f$  fourmis comprend, en fait,  $f_e$  fourmis "élitistes" et  $f - f_e$  fourmis "non-élitistes". Les élitistes assurent la convergence de l'algorithme, tandis que les non élitistes explorent l'espace de recherche pour maintenir la diversité des solutions et prévenir une convergence prématurée. On remplace la dernière solution d'une fourmi élitiste par la nouvelle, seulement, en cas d'amélioration. Par contre, on remplace, toujours, la dernière solution d'une fourmi non élitiste par sa nouvelle solution, qu'il y ait amélioration ou dégradation [401].

## 7.7 - APPLICATION DES AG AU PROBLEME DE L'EPO MIXTE

Nous avons assisté ces dernières années à une croissance très rapide des travaux utilisant les AG dans les systèmes électriques. Cela est dû à la simplicité de leurs mécanismes, la facilité de leurs mise en application et leur efficacité même pour des problèmes complexes.

### 7.7.1 - Application des AG sans FACTS

Le problème de l'EPO consiste à trouver le minimum de la fonction objective de l'équation (7.5). Chaque puissance active générée  $P_{Gi}$  est bornée par des limites inférieure et supérieure comme donnée par l'équation (7.13). Puisque, la fonction objective est limitée, supérieurement, il est nécessaire de choisir une fonction d'adaptation de la forme [05] & [149] :

$$fitness = \begin{cases} f_{\max} - f_i & \text{Si } f_i < f_{\max} \\ 0 & \text{Autrement} \end{cases} \quad \text{avec } i = 1, \dots, n_g \quad (7.76)$$

#### 1 - Codage des chromosomes & décodage

La première étape consiste à coder les variables  $P_{Gi}$  sous forme de chromosome. Par le codage, les  $P$  générées peuvent être codées comme une chaîne des longueurs notées  $L_i$ . Chaque paramètre  $P_{Gi}$  a une limite supérieure notée  $B_i = P_{Gi}^{\max}$  et une limite inférieure notée  $A_i = P_{Gi}^{\min}$ . La relation entre la longueur de bit  $L_i$  et la résolution correspondante  $R_i$  est donnée par [05] & [149] :

$$R_i = \frac{B_i - A_i}{2^{L_i} - 1} \quad (7.77)$$

Donc, l'ensemble  $P_{Gi}$  peut être transformé en une chaîne (chromosome) avec une longueur  $\sum L_i$  [05]. Chaque chromosome présente une solution possible du problème.

#### 2 - Tirage & évaluation de la population initiale

La première étape de tout algorithme génétique est de produire la population initiale. Une chaîne de caractères (par exemple binaire) de longueur  $L$  est associée à chaque membre (individu) de la population. D'habitude, la chaîne de caractères est connue comme un chromosome et représente une solution du problème. Un échantillonnage de cette population initiale crée une population intermédiaire. La taille de la population est fixée à une valeur choisie. Donc, quelques opérateurs (reproduction, croisement et mutation) sont appliqués à cette population pour obtenir une nouvelle population. La procédure de solution par les AG est donnée comme suit :

- ✓ **Etape 1** : Génération aléatoire d'une population initiale.
- ✓ **Etape 2** : Calculer la fonction d'adaptation pour chaque corde dans la population.
- ✓ **Etape 3** : Création des cordes de génération par l'opération de reproduction, de croisement et de mutation.
- ✓ **Etape 4** : Evaluation de nouvelles cordes et calcul de la fonction d'adaptation pour chaque corde (chromosome).
- ✓ **Etape 5** : Si le but est réalisé, ou une génération permise est atteinte, renvoyer le meilleur chromosome comme solution. Autrement, retour à l'étape 3.

## 7.8 - PLACEMENT OPTIMAL DES SYSTEMES FACTS

### 7.8.1 - Préambule

Après avoir pris la décision pour installer un dispositif FACTS dans un système, il y a 3 issues principales qui doivent être considérées : types de dispositif, sa capacité et l'endroit d'emplacement. La décision où ils doivent être placés dépend en grande partie de l'effet désiré et des caractéristiques du système spécifique. Pour le SVC, la plupart du temps approprié quand l'EP réactif ou l'amplitude de tension est nécessaire.

Par contre les dispositifs TCSC ne sont pas appropriés dans les lignes avec une EP réactif élevé. En outre, les coûts des dispositifs jouent un rôle important pour le choix d'un dispositif FACTS. Il y a 2 moyens différents pour placer un dispositif FACTS dans un système afin d'augmenter la capacité du transfert de la puissance, en tenant compte de générations, les plus économiques. C'est pourquoi les dispositifs FACTS sont placés, beaucoup plus, aux lignes, les plus fortement, chargées pour limiter l'EP dans cette ligne. Ceci cause plus de puissance envoyée par les parties restantes du système tout en protégeant la ligne avec le dispositif utilisé pour être surchargée. Cette méthode qui situe les dispositifs dans la ligne, fortement, chargée est la plus efficace.

Le manque de puissance réactive participe, favorablement, à une instabilité de tension, notamment, lorsque les générateurs arrivent à leurs limites de production d'énergie réactive. De ce fait, une compensation appropriée permet d'améliorer et de contrôler la stabilité de tension. L'utilisation des FACTS s'avère une bonne alternative. Mais, l'emplacement optimal de ces dispositifs reste une problématique à résoudre [411].

Plusieurs recherches ont abordé l'emplacement optimal des systèmes FACTS tout en se basant sur différents critères [132], [137], [143], [151], [154], [180]-[181], [190]-[191], [208], [216], [233]-[240].

Ils se différencient, principalement, les uns des autres par :

- ✓ Les régimes de fonctionnement pour lesquels les dispositifs sont installés.
- ✓ Les modèles adoptés pour les dispositifs FACTS.
- ✓ Les méthodes et les critères d'optimisation.
- ✓ La taille et la topologie des réseaux utilisés pour les simulations.

En régime dynamique, les FACTS sont, généralement, utilisés pour amortir les oscillations de puissance dans le système. Dans [81], une représentation méthodologie des dispositifs FACTS dans les systèmes électriques est réalisée afin de résoudre le problème du dispatching économique. Des méthodes similaires ont, également, été développées pour des FACTS de type série [140] et pour des dispositifs déphaseurs [140]. Dans [237], une méthode basée sur les mesures à distance est présentée. Elle est appliquée au placement des dispositifs série et shunt pour amortir les oscillations de puissances des réseaux électriques.

En régime stationnaire, les dispositifs FACTS sont utilisés pour contrôler les l'EP dans les lignes ainsi que les tensions aux JdB. Les objectifs recherchés peuvent être d'ordre technique ou de nature économique [223]. Des méthodes de programmation évolutionnaire [100], [105]-[106] et [239] ont, également, développées pour l'étude de l'EP en présence des dispositifs FACTS série et le transformateur déphaseur. Dans [110], [111], [112] et [117], des méthodes numériques, de programmation linéaire et de l'intelligence artificielle sont, également, utilisées pour l'étude de l'EP et de l'EPO en présence des dispositifs FACTS série et hybrides. La référence [135] présente une méthode dans laquelle les modèles des FACTS sont intégrés dans un calcul de répartition optimale des puissances réactives et des tensions dans un réseau de transport d'énergie électrique [411].

Différentes méthodes et critères sont utilisés pour placer les dispositifs dans un réseau électrique. Plusieurs références présentent des méthodes de placement des dispositifs FACTS [41] et [140]. La position optimale d'un dispositif hybride placé dans une ligne de transport d'énergie est discutée dans [136]. Elle est déterminée de manière à augmenter la puissance transmissible en améliorant la stabilité du système.

Les références [41], [123], [140], [151], [154], [156], [170], [208] et [236] représentent une méthode des AG pour l'installation optimale des dispositifs FACTS série, shunt et hybride dont le but d'augmenter la capacité de transfert du système de transmission, la minimisation des pertes actives, des coûts de production et d'investissement des dispositifs FACTS.

Les articles [132], [200] et [234] représentent une méthode de placement optimal hybride basée sur les AG et sur l'optimisation par essaim de particules. Dans [211], une méthode méta-heuristique PSO



adaptative est utilisée pour obtenir l'installation optimale des dispositifs FACTS dont le but est de minimiser les coûts de production et d'investissement des dispositifs FACTS.

Les références [170], [181], [216], [237], [239]-[240], [247], [250], [258] et [259] représentent une méthode d'optimisation par essaim de particules pour l'installation optimale des dispositifs FACTS série, shunt et hybride dont différentes fonctions objectives tels que la minimisation des pertes active, des coûts de production et d'investissement des dispositifs FACTS.

Les références [131], [184] et [245] représentent une méthode de la logique floue pour l'installation optimale des dispositifs FACTS série, shunt et hybride dont différentes fonctions objectives tels que la minimisation des pertes active, des coûts de production et d'investissement des dispositifs FACTS. Ils sont utilisés pour réduire les pertes actives dans un réseau. L'emplacement des dispositifs est déterminé sur la base des résultats d'une analyse de sensibilité de l'expression des pertes par rapport aux grandeurs contrôlables par les FACTS.

Pour pouvoir observer l'impact des FACTS dans un réseau électrique, il est nécessaire de les représenter par des modèles mathématiques appropriés. La modélisation consiste à représenter les dispositifs avec certaines hypothèses et dans un domaine de fréquence choisi. Différentes façons de modéliser les dispositifs FACTS ont été développées pour l'étude des régimes stationnaires [111], [113], [236] et [237]. Certains modèles sont spécifiques à un type de dispositif, alors que d'autres, plus généraux, sont utilisés pour présenter plusieurs FACTS. Ils se différencient, principalement, par la méthode utilisée pour intégrer les FACTS dans le calcul d'EP. Les 3 modélisations rencontrées, le plus souvent, dans la littérature sont basées, respectivement, sur l'injection de puissance équivalente, la création d'un nœud fictif ou encore la modélisation de la matrice admittance.

Dans ce travail, l'intention est d'optimiser les pertes actives et le coût, alors le réseau ainsi que les dispositifs FACTS sont modélisés par des équations statiques relatives aux régimes permanents comme discuté au chapitre 3. Les FACTS sont intégrés dans les programmes de calcul permettant de simuler leurs effets sur la stabilité de tension ainsi que sur les pertes actives. Les FACTS considérés dans ce travail sont le SVC, le TCSC et l'UPFC. Dans cette partie du chapitre, nous tentons de trouver les endroits optimaux d'installation de quelques types de FACTS par l'application des AG.

### 7.8.2 - Paramètres & variables de l'optimisation

Les variables de contrôle ou de décision correspondent aux paramètres dont la valeur peut être modifiée ou contrôlée lors de l'optimisation. Dans le cas du placement des FACTS ces variables peuvent être divisées en 2 catégories. La première regroupe les variables liées aux producteurs et aux consommateurs connectés au réseau. Ce sont les puissances injectées aux JdB de charges, les puissances actives et les amplitudes des tensions aux JdB générateurs, l'amplitude de la tension au JdB de référence, ..., etc. Ces grandeurs sont, généralement, des données qui définissent un état de charge du système. Elles sont prises comme constantes dans le cadre de la recherche d'une configuration optimale, mais peuvent être modifiées d'une optimisation à l'autre afin de déterminer leur influence sur les résultats. Le second groupe contient l'ensemble des variables nécessaires à la définition d'une configuration de FACTS, à savoir :

- ✓ Le nombre et le type de dispositifs FACTS insérés dans le réseau.
- ✓ Leurs emplacements, précisant dans quels nœuds ou branches du réseau sont positionnés.
- ✓ Les valeurs de consigne des FACTS, liées à la taille ou à la puissance des installations.

Ce sont ces paramètres qu'il s'agira de déterminer de manière optimale pour un réseau donné. Les valeurs prises par chacune des variables de contrôle se situent à l'intérieur de domaines définissant l'ensemble des affectations possibles. Des contraintes sur les combinaisons de dispositifs acceptables peuvent, également, être définies.

### 7.8.3 - Domaines associés aux FACTS

Les dispositifs FACTS tels qu'ils sont modélisés à la section précédente peuvent être insérés aux nœuds ou dans les branches. Un SVC peut être placé à n'importe quel nœud de charge comme tout compensateur statique, alors qu'un emplacement candidat pour un TCSC est toute ligne ou branche du réseau. Un UPFC doit choisir un emplacement dans une ligne à une de ses extrémités. Les valeurs de consigne de ces dispositifs sont comme suit.

### 7.8.4 - Critères & contraintes d'optimisation

Les dispositifs FACTS étant modélisés pour des régimes de fonctionnement stationnaires, c'est principalement, leurs effets sur les transits de puissances et sur les tensions dans le réseau qui sont observés. En plus, la sécurité de tension mesurée par la limite de la stabilité de tension est de premier intérêt ici. Les critères d'optimisation se présentent sous la forme de fonctions objectives à minimiser ou maximiser selon le cas. Ils peuvent, également, être utilisés pour que les différentes contraintes décrites dans le chapitre précédent (ch.06) soient respectées. Dans ce cas, les solutions conduisant à des violations de ces contraintes sont à écarter. Les critères d'optimisation sont, principalement, ceux décrits dans la section suivante, à savoir :

Dans cette partie, 3 critères seront discutés, à savoir, le critère de la capacité de transfert disponible (Available Transfert Capability : ATC), le critère de la stabilité du régime établi et le critère économique. Puisque l'apport majeur des dispositifs FACTS réside sur leur contribution économique et leur capacité d'amortir les oscillations électromécaniques, seuls le critère économique et le critère de la stabilité du régime établi seront détaillés [201].

#### 1 - Critère ATC

Le NAERC (North American Electric Reliability Council) [153] & [201] a établi des procédures pour la détermination de l'ATC d'un réseau interconnecté dans l'environnement dérégulé. L'ATC est constitué par les termes suivants TTC (Total Transfer Capacity : TTC) qui est la puissance maximale pour laquelle le transfert ne cause aucune violation de limites, alors que la somme de transport en vigueur de l'engagement entre 2 zones est défini par (Existing Transmission Commitment : ETC). La marge de fiabilité de transport (Transmission Reliability Margin : TRM) est la quantité de la capacité de transport nécessaire pour s'assurer que le réseau interconnecté est sécurisée vis-à-vis des incertitudes du système. La capacité de la marge bénéficiaire (Capacity of Benefit Margin : CBM) est la quantité de la capacité de transfert de charges, réservées par les entités siègeant, nécessaire à garantir l'accès à la production des réseaux interconnectés pour satisfaire les exigences de fiabilité. Ainsi, l'ATC est défini comme suit [153] :

$$ATC = TTC - ETC - TRM - CBM \quad (7.78)$$

Pour ce critère, il assure, seulement, l'apport technique des dispositifs FACTS, en termes d'ATC. Cependant, le plan économique, qui prend en considération à la fois, le coût des dispositifs FACTS et le coût de génération, n'est pas pris en compte. Vu l'importance de ce dernier dans les études des réseaux électriques, la planification économique sera considérée dans ce qui suit. Par ailleurs, le critère de stabilité en régime établi, doit, aussi, être pris en compte dans les études dynamiques du système.

#### 2 - Critère de la stabilité en régime établi

Les dispositifs FACTS sont, aussi, reconnus pour leurs actions dans l'aspect d'amortissement des oscillations des modes inter zones. Cet aspect est affecté par le bon choix des paramètres de leurs contrôleurs et aussi, de leurs emplacements. Ce critère de choix des emplacements est dit critère de stabilité en régime établi.

### 3 - Critère économique

La fonction primordiale des dispositifs FACTS dans les réseaux électriques est le contrôle des échanges de puissance. Cela n'est assuré que s'ils sont installés d'une manière optimale [201]. Ces dispositifs peuvent être utilisés pour atteindre un fonctionnement autour du point d'EPO sans violation des contraintes et donc, ils assurent un fonctionnement économique (un coût de génération minimum).

Donc, le choix du type de FACTS à utiliser et son emplacement peut se faire tout en respectant l'objectif d'une génération à des coûts minimums ainsi, que les pertes actives au réseau sont minimisées. Ce critère de choix est dit critère économique.

Les fonctions coûts considérés sont le coût de génération de la puissance active et le coût d'investissement des dispositifs FACTS. Pour la minimisation du coût de génération, la fonction est très connue et implémentée dans plusieurs recherches, [4], [6], [10], [44], [53], [291]-[297], [302]-[307] comme donnée par les équations (7.5)-(7.6). Dans notre recherche, nous lui ajouterons la fonction coût d'investissement des dispositifs FACTS.

D'après le constructeur Siemens [153], les coûts des SVC, TCSC et UPFC sont développés. Les équations (7.78)-(7.80), donnant la fonction coût des dispositifs UPFC en [\$/KVAR], du TCSC en [\$/KVAR] et d'un SVC en [\$/KVAR], respectivement [153] :

$$C_{SVC} = 0.0003S_{FACTS}^2 - 0.3051S_{FACTS} + 127.38 \quad (7.79)$$

$$C_{TCSC} = 0.0015S_{FACTS}^2 - 0.7130S_{FACTS} + 153.75 \quad (7.80)$$

$$C_{UPFC} = 0.0003S_{FACTS}^2 - 0.2691S_{FACTS} + 188.22 \quad (7.81)$$

$S_{FACTS}$  est le rang d'opération du FACTS en [MVAR].

#### 7.8.5 - Procédure de solution

Les algorithmes génétiques sont basés sur le phénomène de la sélection naturelle et de la génétique. Ce sont des techniques de recherche de solution globale qui visent à trouver plusieurs solutions, simultanément, sans une connaissance, a priori, de la nature de la fonction objective [132], [140] & [200]. De plus, ils produisent des solutions de haute qualité et, par conséquent, recommandées pour la résolution des problèmes complexes.

Particulièrement, dans notre cas qui est un problème de grande taille, difficile à résoudre par les méthodes conventionnelles, la fonction objective comporte à la fois des variables continues comme les paramètres des dispositifs FACTS et des variables discrètes comme les emplacements et le type des dispositifs FACTS. Confronté à un tel problème, il n'y a que les AG qui peuvent donner satisfaction.

Tout les AG's démarrent par la génération aléatoire de la population initiale qui représente une solution possible du problème. Ensuite, la fonction d'adaptation « fitness » de chaque individu est évaluée et d'autres populations sont générées par les opérateurs génétiques, à savoir la sélection, le croisement et la mutation jusqu'à ce que le nombre maximal de génération soit atteint.

#### 1 - Fonctions coûts

La formulation du problème de choix optimal des emplacements des systèmes FACTS peut être exprimée comme suit :

Le problème de l'EPO est formulé comme suit [05], [140], [153]-[154] :

$$\min C_{Total} = C_1(f) + C_2(P_g) \quad (7.82)$$

$$E(f, g) = 0 \quad (7.83)$$

$$B_1(f) < b_1 \quad \& \quad B_2(f) < b_2 \quad (7.84)$$

$C_{Total}$  est la fonction objective totale comprenant le coût de l'investissement des dispositifs FACTS et le coût de génération.  $E(f, g)$  sont les équations conventionnelles de l'EP.  $B_1(f)$  et  $B_2(f)$  sont, respectivement, les contraintes d'inégalités pour les dispositifs FACTS et l'EPO conventionnel.  $f$  et  $g$  sont des variables représentant les paramètres des dispositifs FACTS et les puissances débitées par les générateurs.

Le coût d'une unité de génération de l'équation (7.5) est exprimé en [\$/h], alors que les coûts d'investissement des dispositifs FACTS sont exprimés en [\$]. Ces derniers doivent être exprimés en [\$/h]. Normalement, les dispositifs FACTS sont conçus pour être en service durant plusieurs années [12] & [154]. Cependant, ils sont employés que durant une partie de leurs durées de vie pour le contrôle de l'EP. Dans nous travail, 5 ans sont utilisés pour l'évaluation du coût moyen des dispositifs FACTS : c'est-à-dire, l'amortissement d'un point de vu financier d'un FACTS est estimé à 5 ans, donc :

$$C_1(f) = \frac{C(f)}{8760 \times 5} \text{ [$/h]} \quad (7.85)$$

$C(f)$  est le coût total d'investissement des dispositifs FACTS et 8760 est le nombre des heures au cours de l'année.

Comme il a été cité dans le chapitre 3, les paramètres du réseau peuvent être régulés par l'action des systèmes FACTS. Différents paramètres des dispositifs FACTS engendrent différentes valeurs de la fonction objective de l'équation (7.85). Aussi, la variation de l'emplacement des ces derniers et leurs types influent, énormément, dans ce sens. Ainsi, par l'utilisation d'outils d'optimisation conventionnels, ce n'est pas facile de retrouver, simultanément, les emplacements, les types et les paramètres des FACTS. Dans ce qui suit, on propose d'utiliser les AG pour résoudre ce type problème.

## 2 - Population initiale

Chaque corde de population initiale, générée, est composée de 4 paramètres. Elles sont le nombre de FACTS à installer :  $n_{FACTS}$ , type du FACTS :  $n_{Type}$ , les emplacements possibles des FACTS :  $n_{Location}$  et la taille de la population :  $n_{pop}$ .

Premièrement, une chaîne de longueur égale au nombre de FACTS,  $n_{FACTS}$  est générée. La première valeur est générée, aléatoirement, des emplacements possibles des FACTS,  $n_{Location}$ . La seconde valeur représentant le type de FACTS est générée des types possibles [201]. La troisième valeur est générée, aléatoirement, entre -1 et +1. Pour obtenir toute la population initiale, toutes les étapes précédentes sont répétées  $n_{pop}$  fois.

## 3 - Codage

Etant donné que l'objectif est la recherche des emplacements optimaux des dispositifs FACTS tout en respectant les contraintes d'égalités et d'inégalités, la configuration de ces derniers est codée par 3 facteurs : leurs endroits d'emplacements, leurs types et leurs paramètres [153]. Chaque individu est représenté par le nombre de FACTS :  $n_{FACTS}$  à tester dans le réseau (Fig. 7.3) [140].

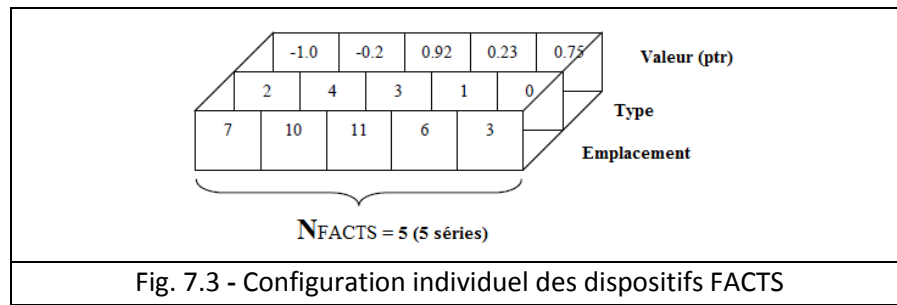


Fig. 7.3 - Configuration individuel des dispositifs FACTS

Conformément, à la figure 7.3, la première chaîne correspond à l'emplacement du FACTS. Généralement, c'est l'ordre de la ligne où le dispositif FACTS doit être installé, pour le SVC c'est le JdB qui est sélectionné, la deuxième est le type du FACTS et la troisième est les paramètres du FACTS. Pour le type de FACTS, par exemple : 1 pour SVC, 2 pour TCSC, 3 pour UPFC et 0 pour aucun dispositif FACTS) [201].

La dernière valeur  $ptr$  représente la valeur nominale d'estimation de chaque type de FACTS. Cette valeur varie, continuellement, entre -1 et 1. La variable l'estimation  $ptr$  pour chaque type de FACTS est exprimé ci-dessous :

#### ✓ TCSC

Le TCSC possède un rang de fonctionnement entre  $-0.7 X_{Ligne}$  et  $+0.2 X_{Ligne}$  [154], où,  $X_{Ligne}$  est la réactance de la ligne où le TCSC est installé.  $ptr$  n'est qu'une translation qui convertie cette plage entre -1 pour la valeur  $-0.7 X_{Ligne}$  et +1 pour la valeur  $+0.2 X_{Ligne}$ .

$$X_{TCSC} = 0.45 ptr - 0.25 \text{ [pu]} \quad (7.86)$$

#### ✓ SVC

Comme le rang de fonctionnement du SVC est choisi entre  $-100[MVar]$  et  $+100[MVar]$ , cette valeur nominale peut être exprimée comme suit :

$$B_{SVC} = 100 ptr \text{ [MVA]} \quad (7.87)$$

#### ✓ UPFC

Pour l'UPFC, la variable qui nous intéresse est l'angle de phase de la tension insérée par ce dispositif dans la ligne où il est installé. Cet angle varie entre -180 et 180 °. Par une simple conversion, cette valeur peut être obtenue par :

$$\alpha_{UPFC} = 180 ptr \text{ [Deg]} \quad (7.88)$$

### 4 - Evaluation de la fonction fitness

Une fois le codage est fait, la fonction objective d'adaptation « fitness » est évaluée pour chaque individu de la population. La fonction d'adaptation (FA) est une variable qui représente la qualité d'un individu dans la population et son poids et alors sa survie. Dans ce travail, la fonction d'adaptation est définie comme suit :

$$FA = C_{\max} - C_{Total} \quad (7.89)$$

Du fait que les AG ne peuvent chercher que des maximums positifs, un grand nombre de  $C_{\max}$  est choisi. Après l'évaluation des adaptations « fitness », la sélection, le croisement et la mutation sont effectués, successivement, pour générer les descendants.

## 5 - Sélection

La sélection (la reproduction) est un processus de choix des individus candidats à subir les opérations génétiques et alors, à être les parents des nouveaux descendants et ce, selon leurs adaptations « fitness » [140], [220] et les meilleurs individus seront sélectionnés.

Généralement, c'est ceux ayant une grande fonction d'adaptation « fitness » qui resteront. Dans ce qui suit, nous optons pour la méthode de la roulette, chaque individu sera représenté par un secteur proportionnel à sa fonction d'adaptation «fitness », l'intervalle de chaque secteur est donné par [153].

$$p_r = \frac{Fitness_r}{\sum_{i=1}^{n_{Ind}} Fitness_i} = \frac{Fitness_r}{Fitness_S} \quad (7.90)$$

$n_{Ind}$  est le nombre des populations des individus,  $Fitness_r$  est la fonction d'adaptation «fitness » de  $r^{ième}$  individu,  $Fitness_S$  est la somme des fitness de la population et  $p_r$  est la proportion individu de la roue.

## 6 - Croisement

Après la sélection, le croisement est appliqué. L'idée de base de cette opération est de réarranger les informations issues des 2 individus différents pour générer de nouveaux individus « enfants » [05]. Cette opération assure l'exploration des nouvelles régions de recherche. Dans notre cas, le croisement à 2 points est appliqué [05]. La probabilité du croisement est prise égale à  $P_c = 0.94$  [05]. En premier, les 2 points de croisement sont choisis suivant la loi uniforme  $U [0, 1]$ . Les éléments à l'extérieur de ces 2 points sont préservés dans les 2 enfants, puis, les éléments entre ces 2 points sont croisés. Puisque, un seul FACTS peut être placé dans un seul emplacement, le réarrangement des emplacements doit se faire de nouveau ; l'emplacement qui se situe dans la partie préservée est croisé de nouveau avec l'emplacement répété dans le descendant [154].

## 7 - Mutation

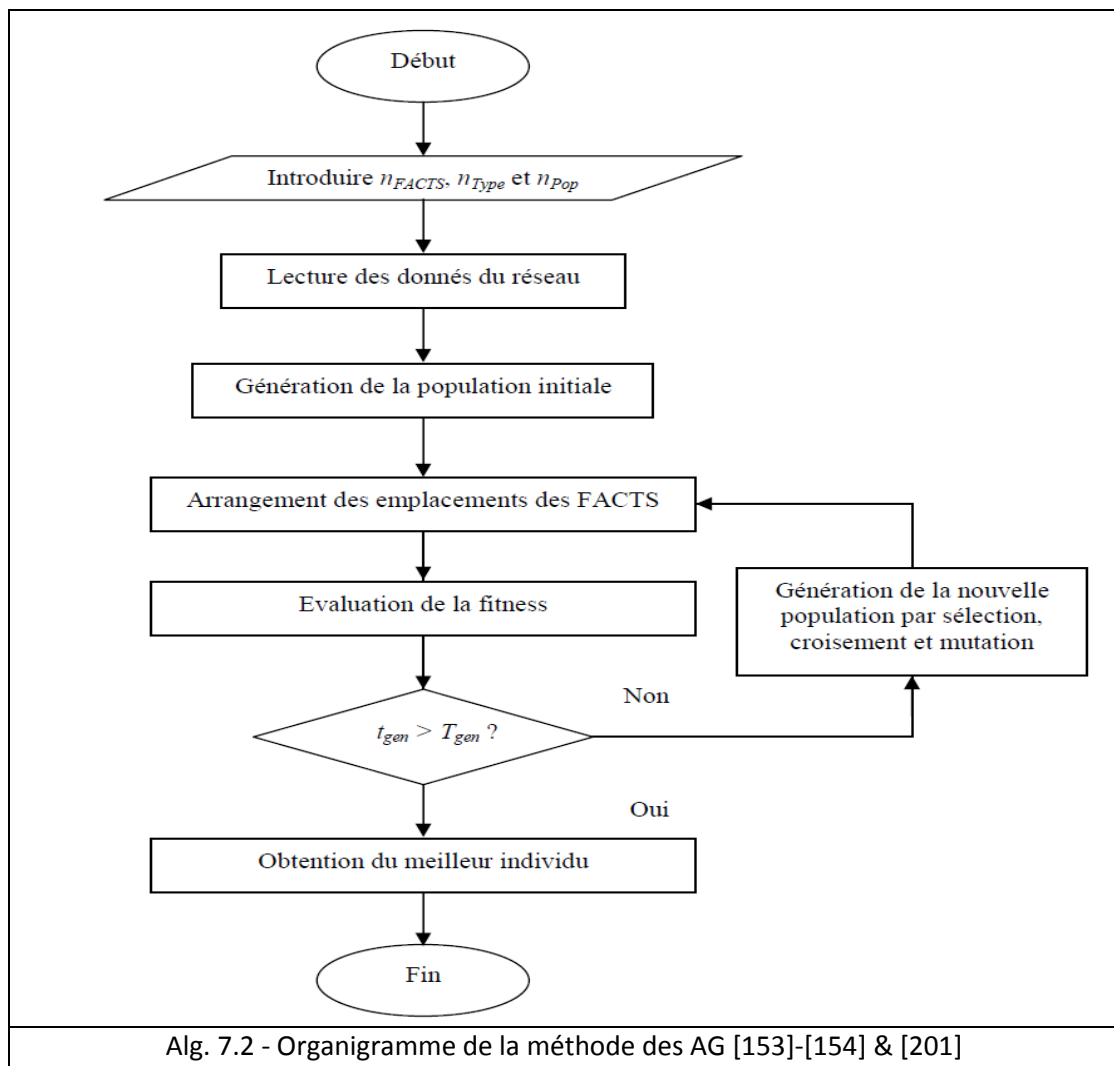
La mutation est utilisée pour introduire une sorte de diversification artificielle de la population pour éviter la convergence prématurée aux optimaux locaux [153]. La mutation non uniforme est utilisée vus ces succès dans plusieurs applications [154].

Pour un individu  $X_{par} = [x_{1FACTS}, x_{2FACTS}, \dots, x_{kFACTS}, x_{nFACTS}]$ , si le gène  $x_k$  est choisi pour subir cette opération et le rang de cette individu est  $[U_{min}^k, U_{max}^k]$ , le nouveau descendant est  $x_k'$ , avec :

$$x_k' = \begin{cases} x_k + \Delta(t, U_{max}^k - x_k) & \text{si } U(0,1) = 0 \\ x_k - \Delta(t, -U_{max}^k + x_k) & \text{si } U(0,1) = 1 \end{cases} \quad (7.91)$$

$$\Delta(t_{gen}, y_{mu}) = y_{mu} \times \left( 1 - r_{gen} \left( 1 - \frac{t_{gen}}{T_{gen}} b_{gen} \right) \right) \quad (7.92)$$

$t_{gen}$  est la génération en cours,  $T_{gen}$  représente la génération maximale,  $r_{gen}$  simule un nombre aléatoire entre 0 et 1,  $b_{gen}$  est le paramètre déterminant le degré de non uniformité ; dans cette étude, il est à peu près égal à 2. Les opérations de sélection, croisement et mutation sont répétées jusqu'à ce que le nombre maximal de génération soit atteint. L'application des AG au placement optimal des dispositifs FACTS est donnée par l'organigramme de l'algorithme suivant :



## 7.9 - CONCLUSIONS

Le réseau électrique est l'un des systèmes d'ingénierie les plus complexes jamais construits par l'homme. Il représente une composante fondamentale de l'infrastructure des sociétés modernes. Plusieurs des problèmes de contrôle impliqués s'expriment sous forme de problèmes d'optimisation pour le contrôle des réseaux intelligents.

La surveillance et le contrôle en temps réel de la grille sont, maintenant, possibles et introduisent de nouveaux défis d'ingénierie en matière de contrôle. L'EPO mixte est l'un des problèmes d'optimisation multi-objective non convexe et non linéaire avec des contraintes d'égalités et d'inégalités introduites par les équations de l'EP; ce problème est très difficile à résoudre et reste encore aujourd'hui un sujet de recherche d'intérêt. Plusieurs méthodes déterministes et non déterministes ont été développées pour le résoudre au fil des ans.

Ce chapitre est partagé en 3 parties, la première concerne la formulation du problème de l'EPO et de l'EPO mixte. Les aspects principaux de l'implémentation d'une méthode de résolution dans l'algorithme de l'EPO mixte sont, aussi, esquissés.

La deuxième partie traite l'EPO mixte par l'implémentation des méthodes de résolution telles que la MPI, la méthode OEP, l'ACO et les AG.

L'emplacement optimal des dispositifs FACTS et le calcul du coût d'investissement des différents types de FACTS sont, aussi, élaborés dans la troisième partie.

Pour tester l'efficacité des algorithmes proposés, dans le prochain chapitre, on va essayer d'implémenter les techniques proposées sur un réseau test d'IEEE à 14-JdB.

---

## **CHAPITRE VIII**

### **SIMULATION & RESULTATS**

---



## 8 - SIMULATION & RESULTATS

### 8.1 - INTRODUCTION & OBJECTIFS

#### 8.1.1 - Préambule

Dans ce chapitre, on va essayer de résoudre le problème de l'EPO d'un réseau électrique mixte CA/CC/CA par l'application des techniques d'optimisation classiques et modernes (méta-heuristiques) sans et en présence des dispositifs FACTS intelligents dans certains réseaux électriques bien choisis.

Le problème de l'EP et l'EPO ne peut être résolu par simple calcul manuel, à cause de la complexité des RE et de leur taille. Le seul moyen qui peut traiter n'importe quel modèle est la programmation par ordinateur. La réduction des pertes totales ou des parties du réseau est un but commun des utilités. La réduction des pertes de puissance active permet une réduction du coût et crée, en même temps, des réserves de production (sécurité).

Un EPO peut exister sous 2 formes différentes. D'une part, il peut consister en un problème dans lequel on est tenu de minimiser les pertes actives et le coût. Ceci s'effectue par la nécessité de proposer une solution respectant les contraintes d'égalités de l'EP. Nous l'appellerons problème non contraint. D'autre part, il peut être plus complexe en imposant sur les variables de contrôle, des contraintes d'inégalités comme décrit dans le chapitre 7. On dit, alors, que le problème devient contraint. Examinons, tout d'abord, les notions relatives à la résolution du problème non contraint avant de voir les modifications imposées par la prise en compte des contraintes d'inégalités.

Les réseaux d'énergie introduisent un système compliqué d'équations algébriques et différentielles non linéaires, d'où la difficulté d'avoir des solutions analytiques. Ceci nous amène à programmer quelques techniques, classiques et modernes (méta-heuristiques).

Une étude comparative entre les techniques utilisées sera donnée. La validation de nos résultats sera, ensuite, confrontée à ceux obtenus par certaines références.

#### 8.1.2 - Objectifs

Les objectifs de ce chapitre sont :

- ✓ Présentation du choix des réseaux utilisés.
- ✓ Présentation des résultats de simulation.
  - Impact des systèmes FACTS.
  - EP, EPO & EPO mixte CA/CC/CA par la méthode du PI.
  - EP, EPO & EPO mixte CA/CC/CA par la méthode OEP.
  - EP, EPO & EPO mixte CA/CC/CA par la méthode des AG.
  - EP, EPO & EPO mixte CA/CC/CA par la méthode des ACF.

### 8.2 - CHOIX DU RESEAU

#### 8.2.1 - Réseau test standard

C'est un réseau standard de l'IEEE 14 JdB, est une partie du système énergétique américain dans le Midwest des États Unis en décembre 1961. Ce réseau contient 5 générateurs, 5 transformateurs et 20 branches. Le schéma du réseau test et toutes les données sont présentées dans l'annexe A [209].

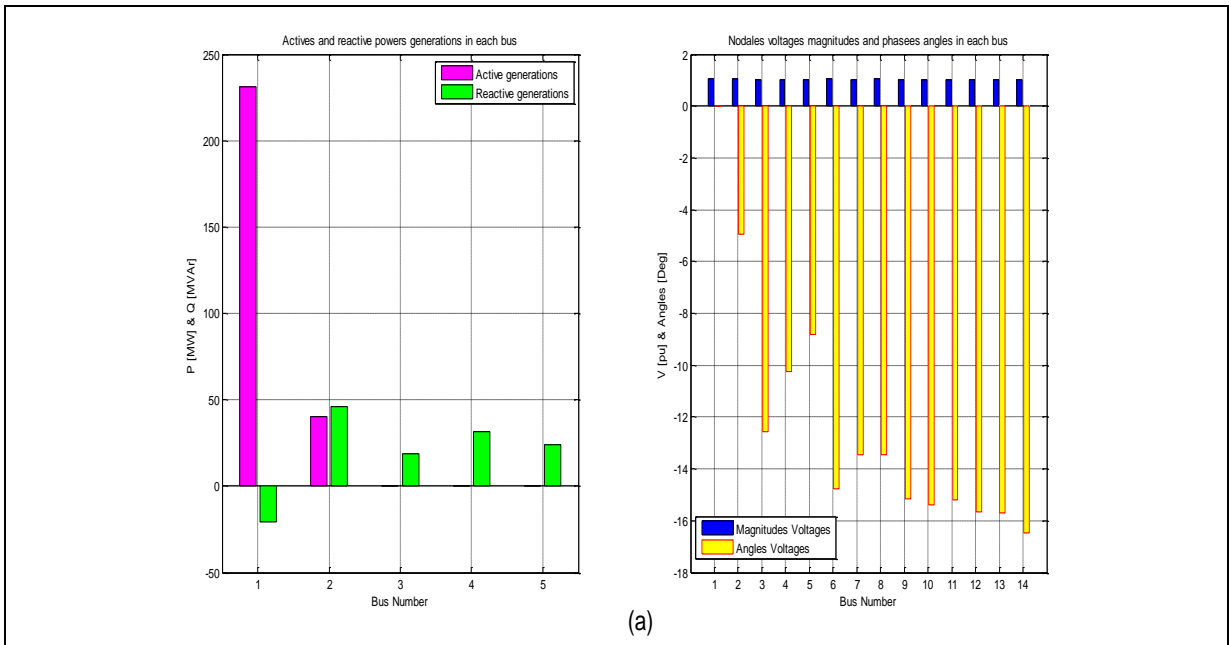
### 8.3 - SIMULATION & RESULTATS DE L'EP DU RESEAU CA ET MIXTE

#### 8.3.1 - EP classique sans FACTS

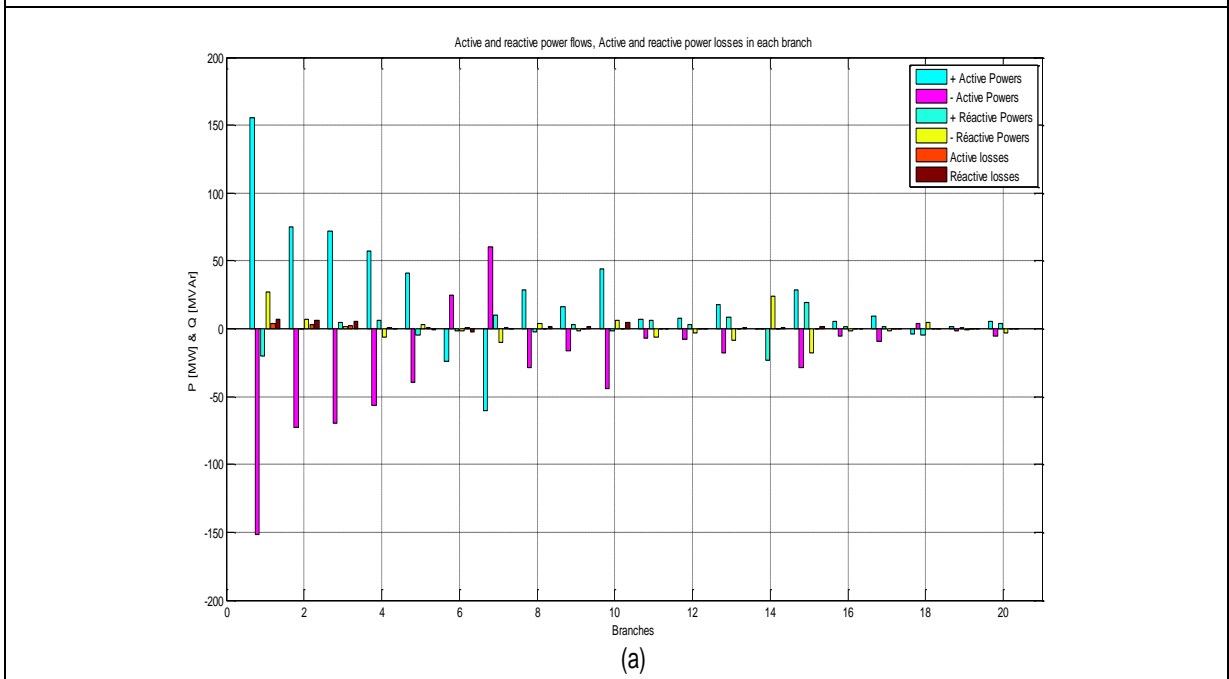
##### 1 - Résultats du calcul de l'EP

L'étude de l'EP sans présence des dispositifs FACTS adonné les résultats montrés dans les figures 8.1a et 8.1b. Où, la figure 8.1a montre, les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de

phases des tensions aux tous JdB, respectivement. Les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, les pertes actives et réactives dans les lignes sont, respectivement, montrées dans la figure 8.1b.



a - Puissances actives & réactives générées, amplitudes & angles de phase des tensions.



b - Puissances actives & réactives transitées, pertes actives & réactives dans les lignes.

Fig. 8.1 - Résultats de simulation de l'EP du réseau test sans FACTS.

## 2 - Commentaires

On peut remarquer que toutes les amplitudes des tensions nodales sont dans les limites admissibles ; (0.961 pour le minimum et 1.06 pour le maximum). D'après les résultats présentés dans la figure 8.1, la puissance active générée totale est 271.32 [MW], la puissance active demandée au réseau test est de 259.2 [MW]. Par contre, la puissance réactive générée totale est de 100.39 [MVA], la puissance réactive demandée par le réseau test est de 73.5 [MVA]. On conclut que les pertes actives totales du réseau test sont de 12.12 [MW]. Cette valeur est semblable à celle présentée par la référence [194]. Le générateur G<sub>1</sub>

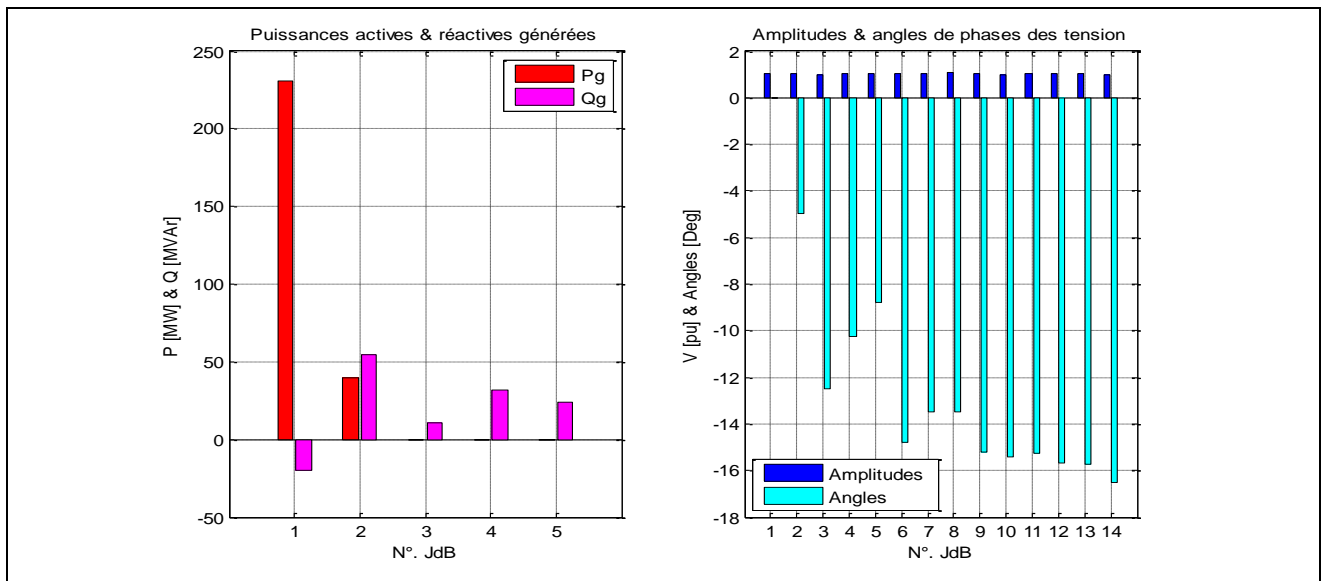
absorbe une quantité de la puissance réactive de 24.76 [MVar]. Mais, la différence entre la puissance réactive générée et demandée est de 26.89 [MVar].

### 8.3.2- EP classique avec FACTS

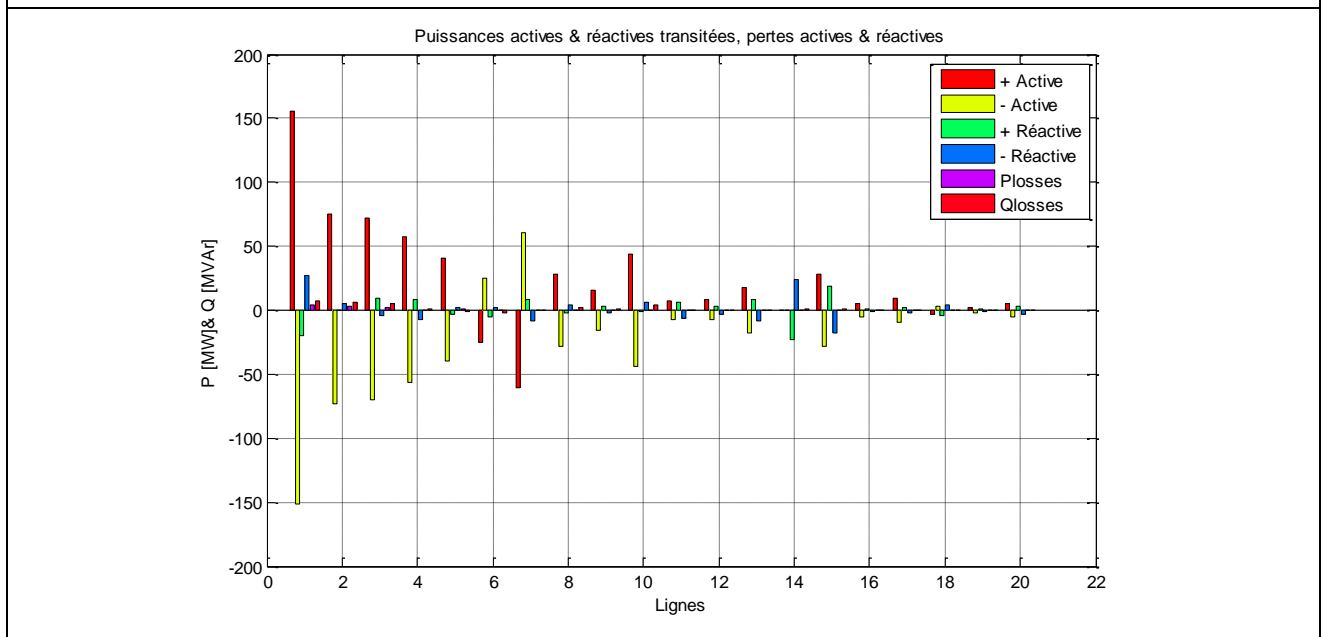
#### 1 - Compensateurs parallèles

##### a - Installation d'un seul SVC

L'étude de l'EP par l'application de la MNR avec installation d'un SVC aux JdB's 9 et 14a donné les résultats montrés dans les figures 8.2 et 8.3, respectivement. Où, les figures 8.2a et 8.3a montrent les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB, respectivement. Les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, les pertes actives et réactives dans les lignes sont, respectivement, montrées dans les figures 8.2b et 8.3b.

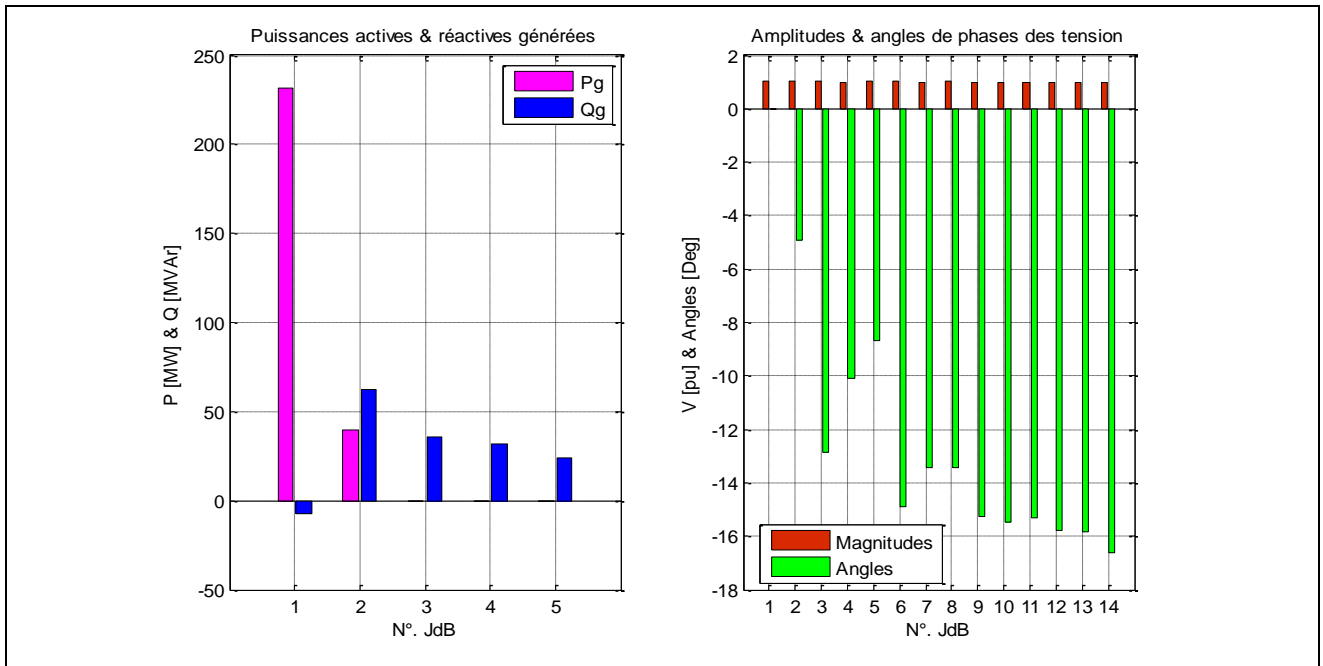


a - Puissances actives & réactives générées, amplitudes & angles de phase des tensions.

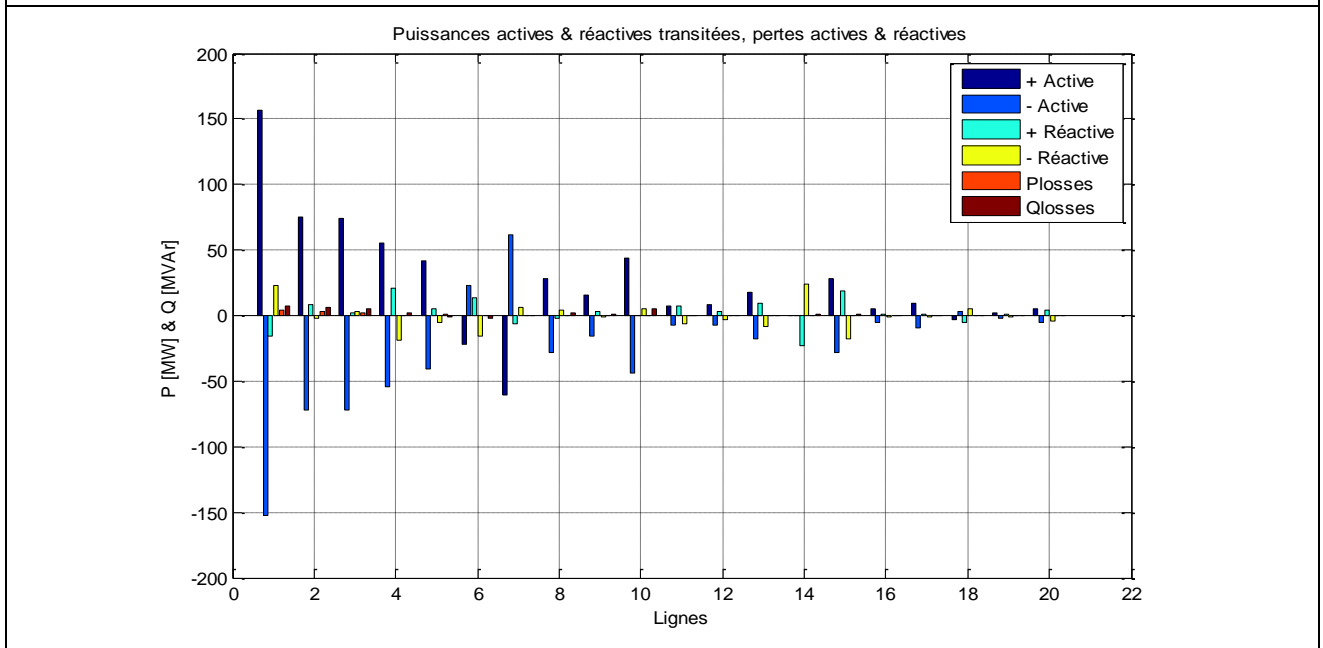


b - Puissances actives & réactives transitées, pertes actives & réactives dans les lignes.

Fig. 8.2 - Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec SVC installé au JdB 9.



a- Puissances actives & réactives générées, amplitudes & angles de phase des tensions.



b - Puissances actives & réactives transitées, pertes actives & réactives dans les lignes.

Fig. 8.3 - Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec SVC installé au JdB 14.

D'après les résultats présentés dans les figure 8.2a et 8.3a, on peut remarquer que les amplitudes des tensions nodales, les angles de phase des tensions, les puissances active et réactive générées sont semblables aux résultats présentés dans les références [118] & [120].

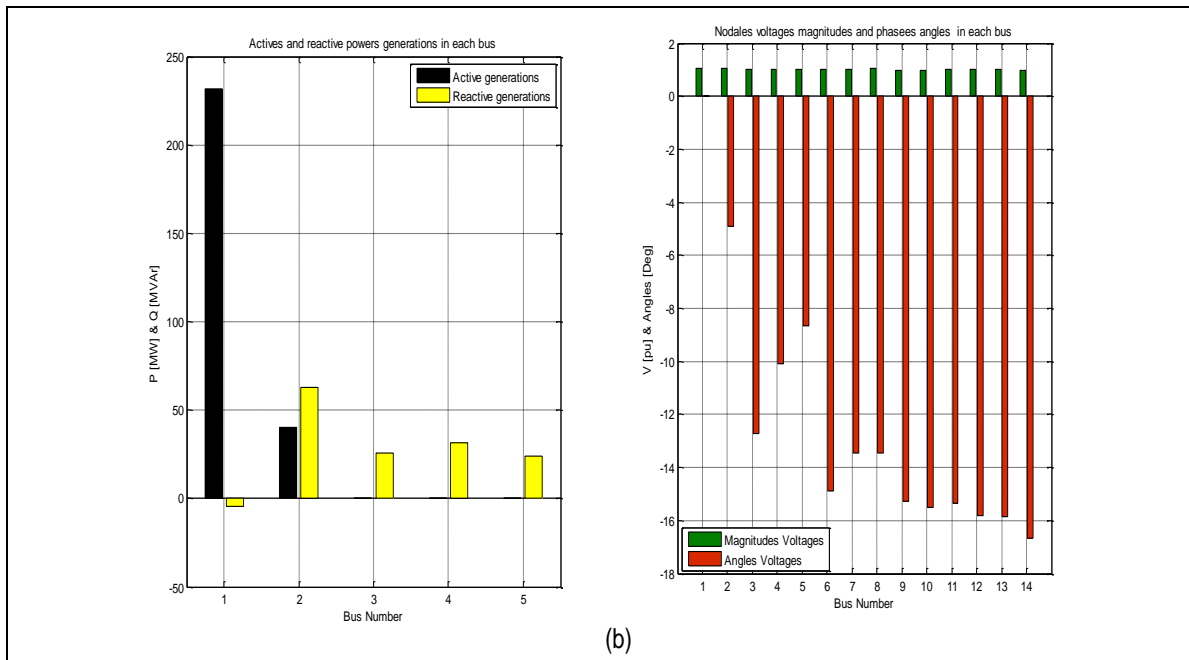
On peut remarquer que toutes les amplitudes des tensions nodales sont dans les limites admissibles. Les pertes actives totales du réseau test pour les 2 essais sont, respectivement, 12.145 [MW] et 12.501 [MW].

D'après les résultats présentés dans les figures 8.2a et 8.3a, les puissances actives générées totales pour les 2 essais sont 271.17 et 271.52 [MW], respectivement. Par contre, la puissance réactive générée totale est de 100.88 [MVAR] pour le cas d'installation du SVC au JdB 9 et 146.75 [MVAR] pour le cas d'installation du SVC au JdB 14. Le générateur  $G_1$  absorbe une quantité de la puissance réactive de 19.75 [MVAR] pour le cas d'installation SVC au JdB 9 et 7.52 [MVAR] pour le cas d'installation le SVC au JdB 14. La différence entre les puissances réactives générées et demandées représente la quantité de la puissance réactive produite

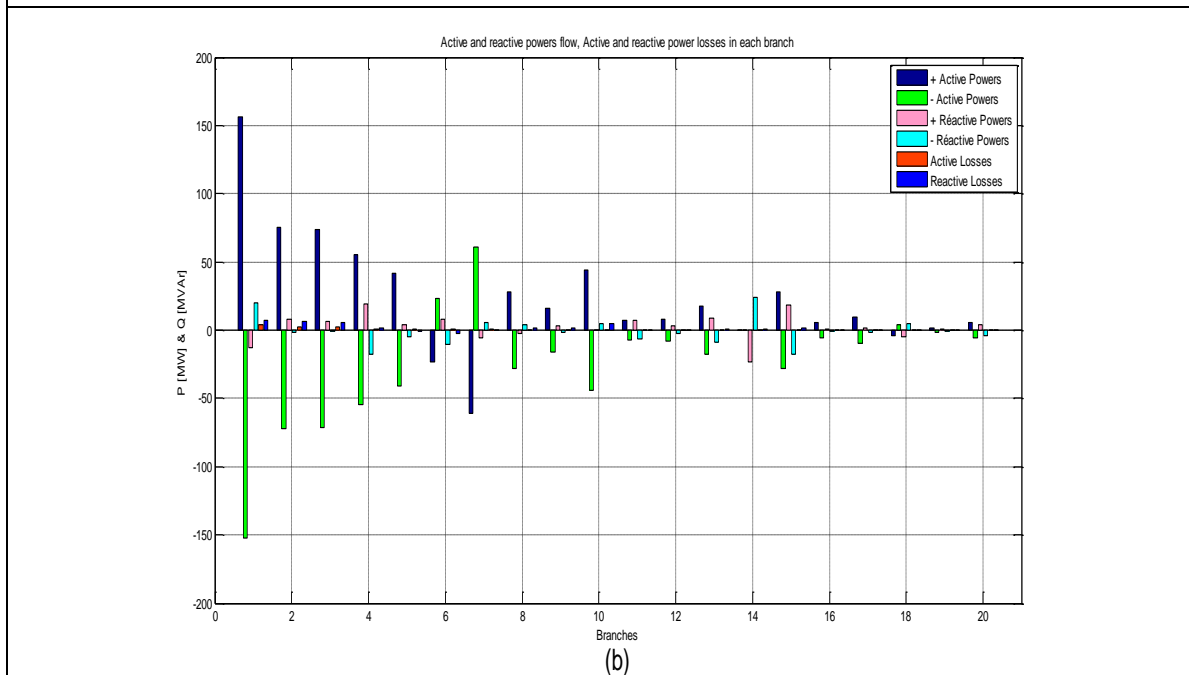
(compensée) par le dispositif de compensation : SVC. Ainsi, par les différentes lignes de transmission du réseau.

**b - Installation de 2 SVC's**

L'étude de l'EP par l'application de la MNR avec 2SVC's placé au JdB9 et JdB14 du réseau test a donné les résultats présentés dans la figure 8.4. Où, la figure 8.4a représente, graphiquement, les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB, respectivement. Les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, les pertes actives et réactives dans les lignes, respectivement, sont représentées, graphiquement, dans la figure 8.4b.



a- Puissances actives & réactives générées, amplitudes & angles de phase des tensions.



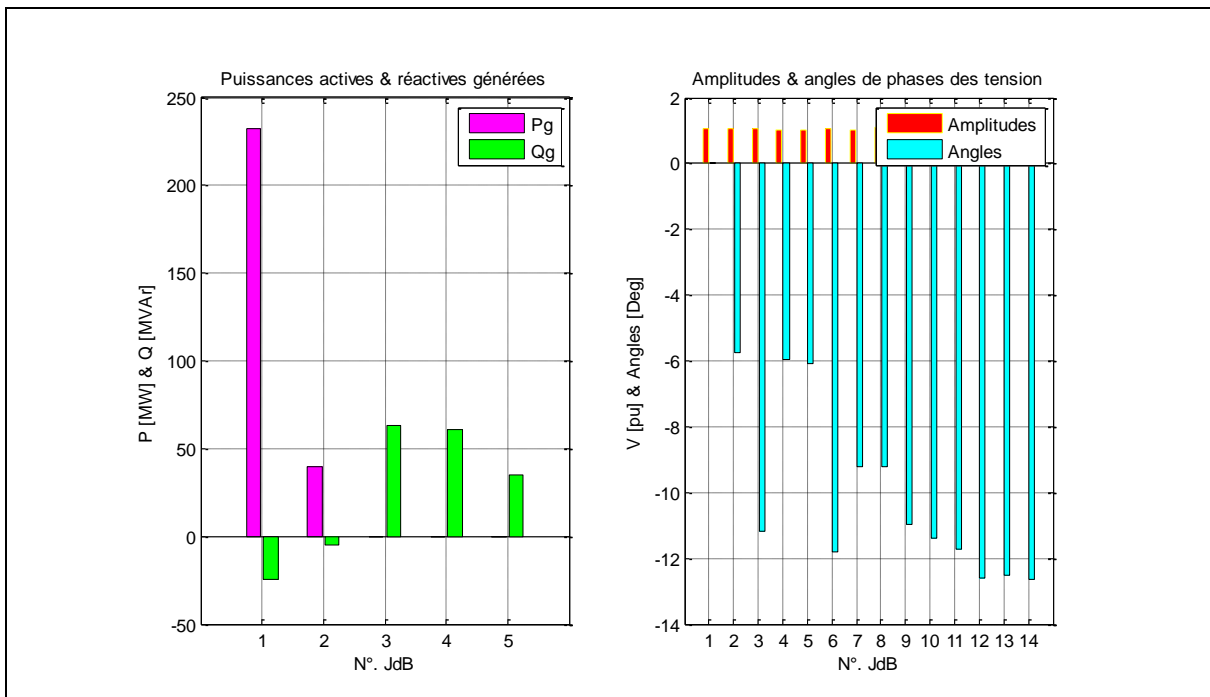
b - Puissances actives & réactives transitées, pertes actives & réactives dans les lignes.

Fig. 8.4 - Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec 2 SVC installées au JdB 9 & 14.

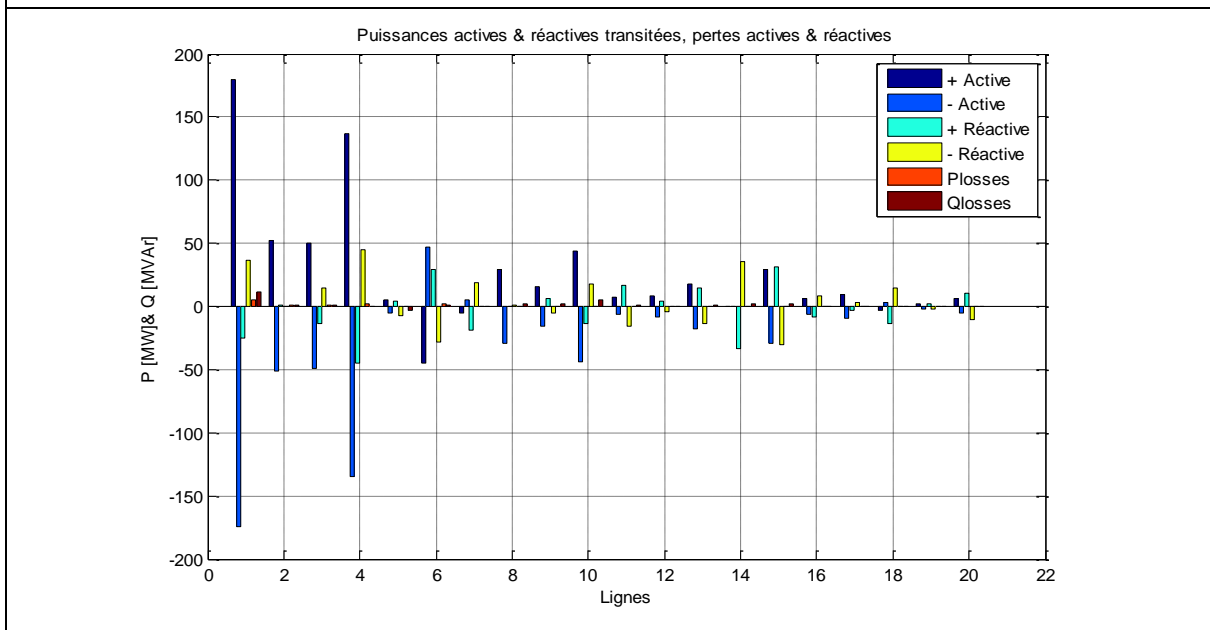
Dans le cas l'installation des SVC la puissance active générée totale est 271.30 [MW], la puissance réactive générée totale est de 68.4 [MVar], la puissance réactive demandée par le réseau test est de 73.5 [MVar]. On conclut que les pertes actives totales du réseau test sont de 12.10 [MW] et les SVC installés aux JdB's 9 et 14 génèrent une puissance réactive de 30.4 [MVar].

**c - Installation du STATCOM**

L'étude de l'EP avec STATCOM installé aux JdB's 9 et 14 a donné les résultats présentés dans les figures 8.5 et 8.6, respectivement. Où, les figures 8.5a et 8.6a représentent, graphiquement, les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB, respectivement. Les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, les pertes actives et réactives dans les lignes, respectivement, sont représentées, graphiquement, dans les figures 8.5b et 8.6b.

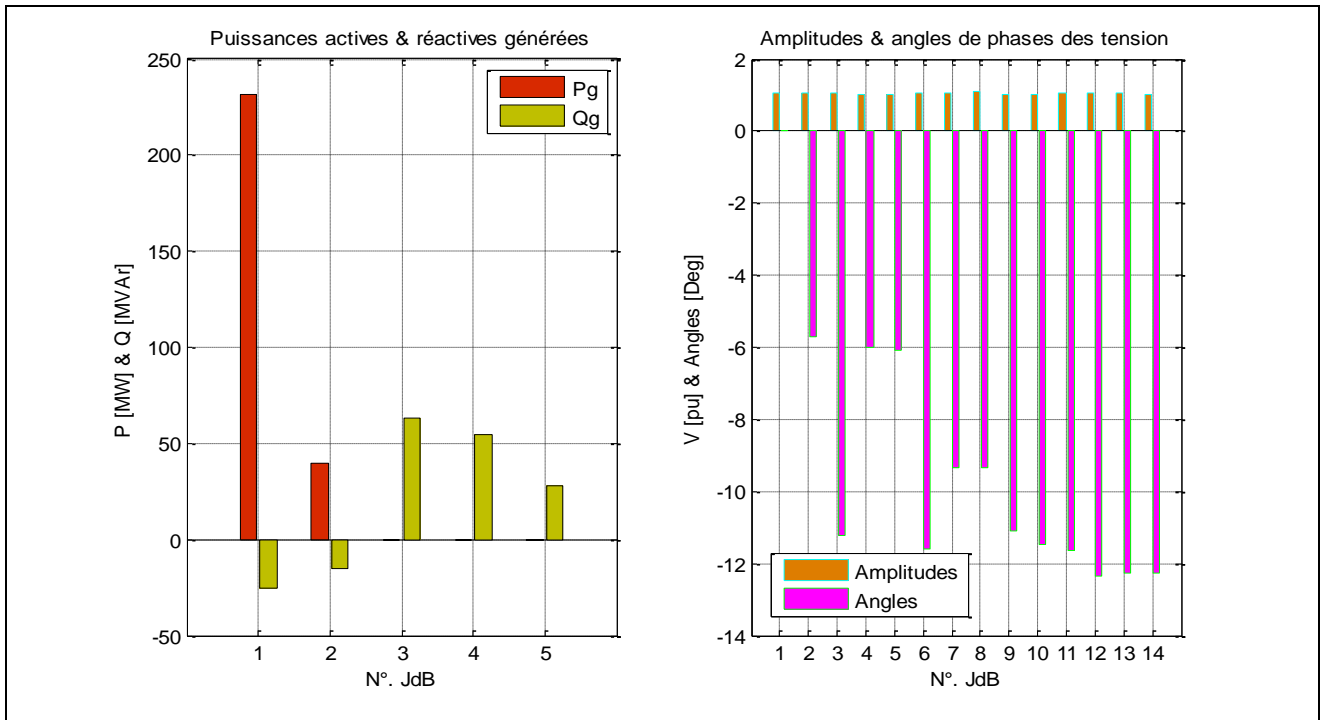


a- Puissances actives & réactives générées, amplitudes & angles de phase des tensions.

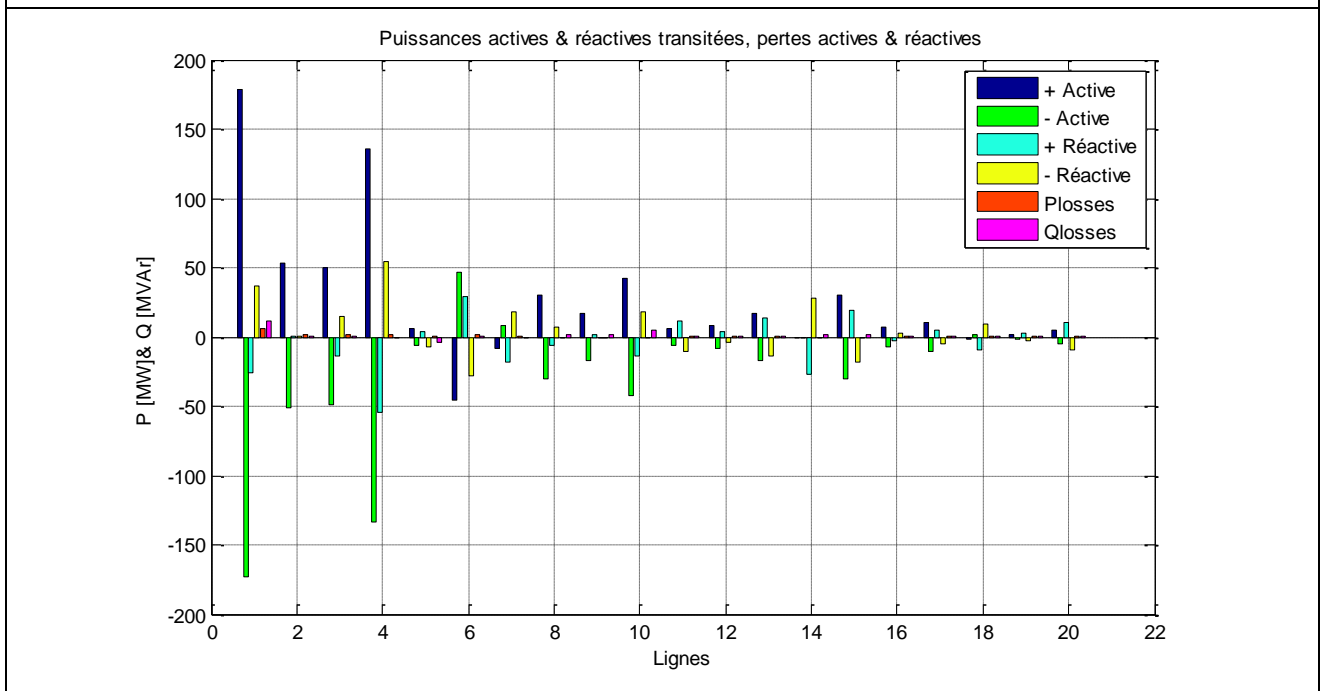


b - Puissances actives & réactives transitées, pertes actives & réactives dans les lignes.

Fig. 8.5 - Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec STATCOM installé au JdB 9.



a- Puissances actives & réactives générées, amplitudes & angles de phase des tensions.



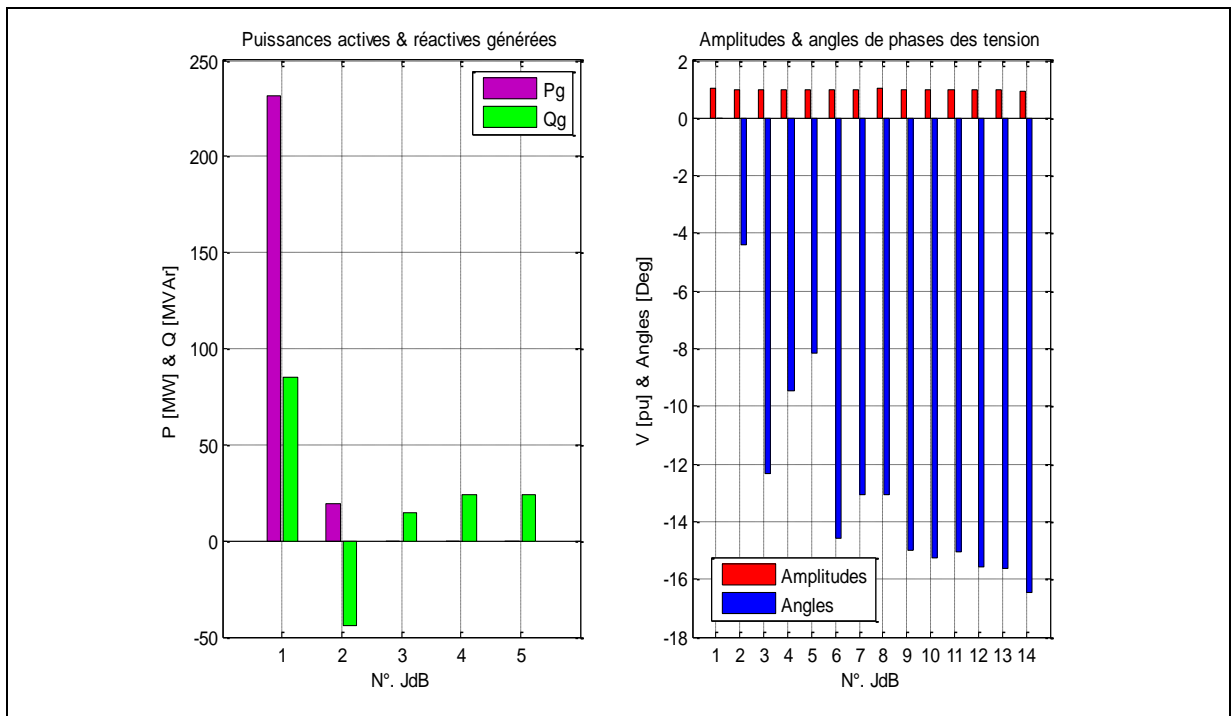
b - Puissances actives & réactives transitées, pertes actives & réactives dans les lignes.

Fig. 8.6 - Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec STATCOM installé au JdB 14.

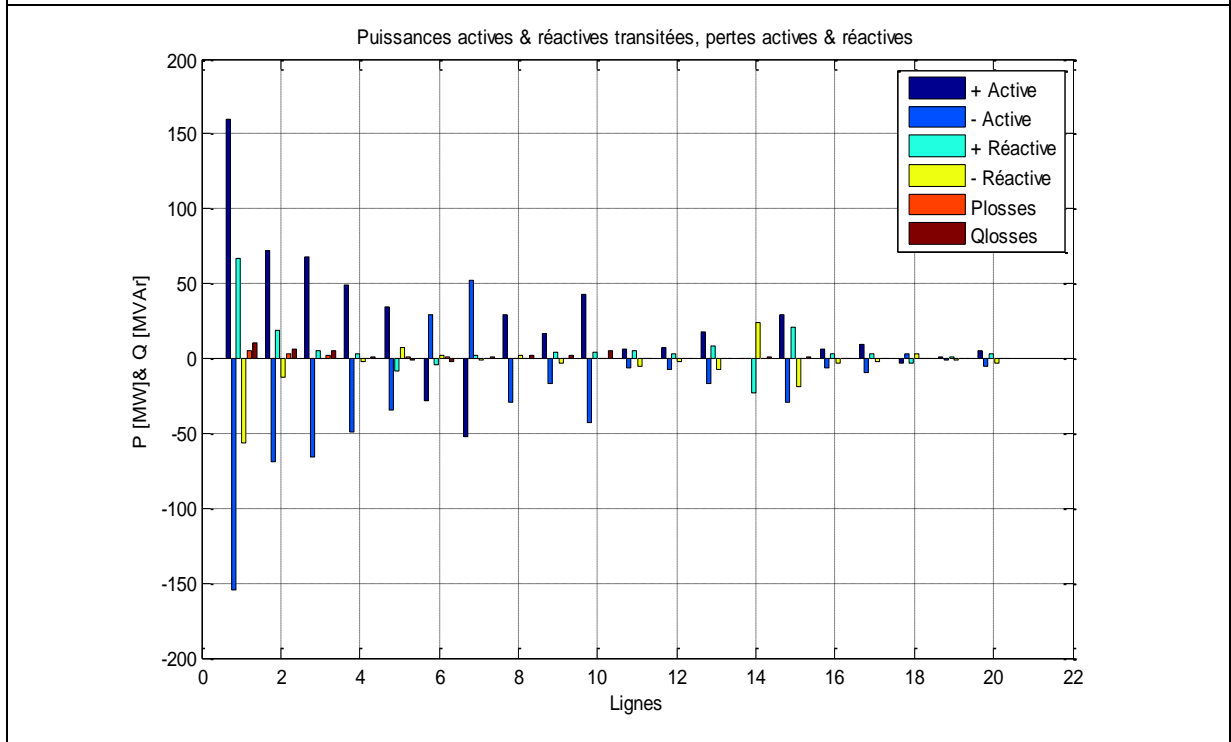
D'après les résultats présentés dans les figures 8.5a et 8.6a, les puissances actives générées totales pour les 2 essais sont 272.15 et 271.96 [MW], respectivement. Par contre, la puissance réactive générée totale est de 128.40 [MVAR] pour le cas d'installation du STATCOM au JdB9 et 105.32 [MVAR] pour le cas d'installation du STATCOM au JdB 14. Les générateurs  $G_1$  et  $G_2$  absorbent une quantité de la puissance réactive de 30.1 [MVAR] pour le cas d'installation du STATCOM au JdB9 et 44.7 [MVAR] pour le cas d'installation du STATCOM au JdB14. La différence entre les puissances réactives générées et demandées représente la quantité de la puissance réactive consommée par le dispositif de compensation : SVC. Ainsi, par les différentes lignes de transmission du réseau.

### 2 - Compensateurs séries : TCSC

L'étude de l'EP par l'application de la MNR avec TCSC installé au réseau test a donné les résultats présentés dans les figures 8.7 et 8.8, respectivement. Où, les figures 8.7a et 8.8a représente, graphiquement, les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB, respectivement. Les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, les pertes actives et réactives dans les lignes, respectivement, sont représentées, graphiquement, dans les figures 8.7b et 8.8b.



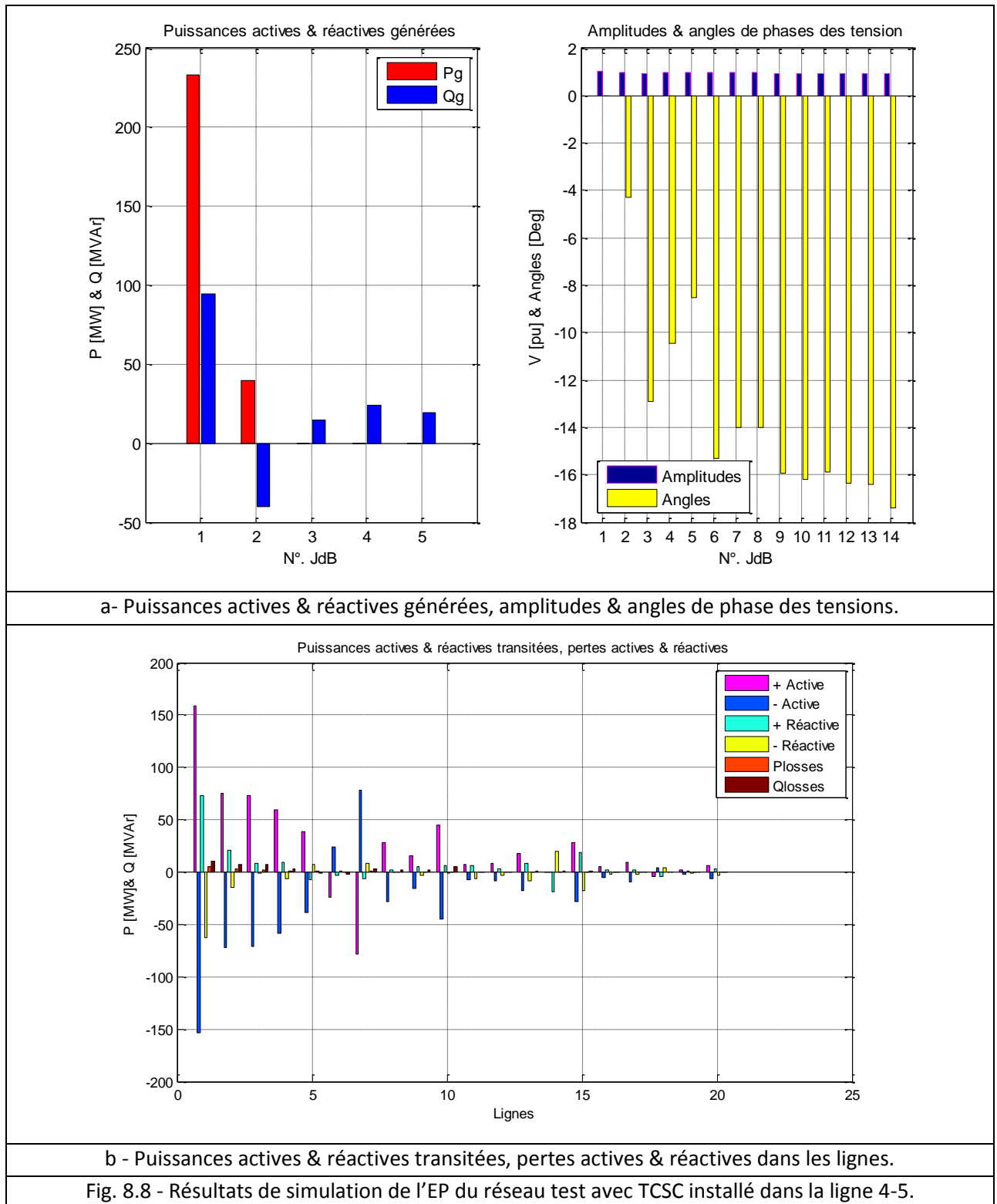
a- Puissances actives & réactives générées, amplitudes & angles de phase des tensions.



b- Puissances actives & réactives transitées, pertes actives & réactives dans les lignes.

Fig. 8.7 - Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec TCSC installé dans la ligne 2-4.



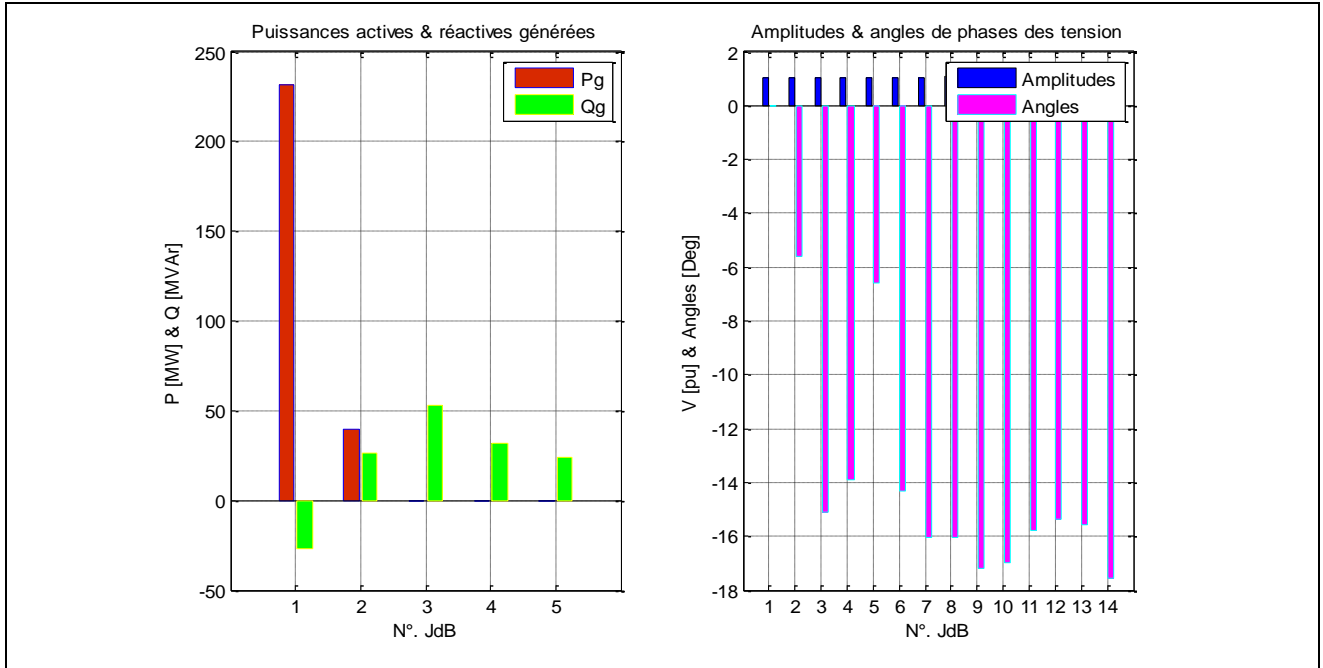


De la figure 8.7a, on peut remarquer que les amplitudes des tensions nodales, les angles de phase des tensions, les puissances active et réactive générées sont semblables aux résultats présentés par la référence [147].

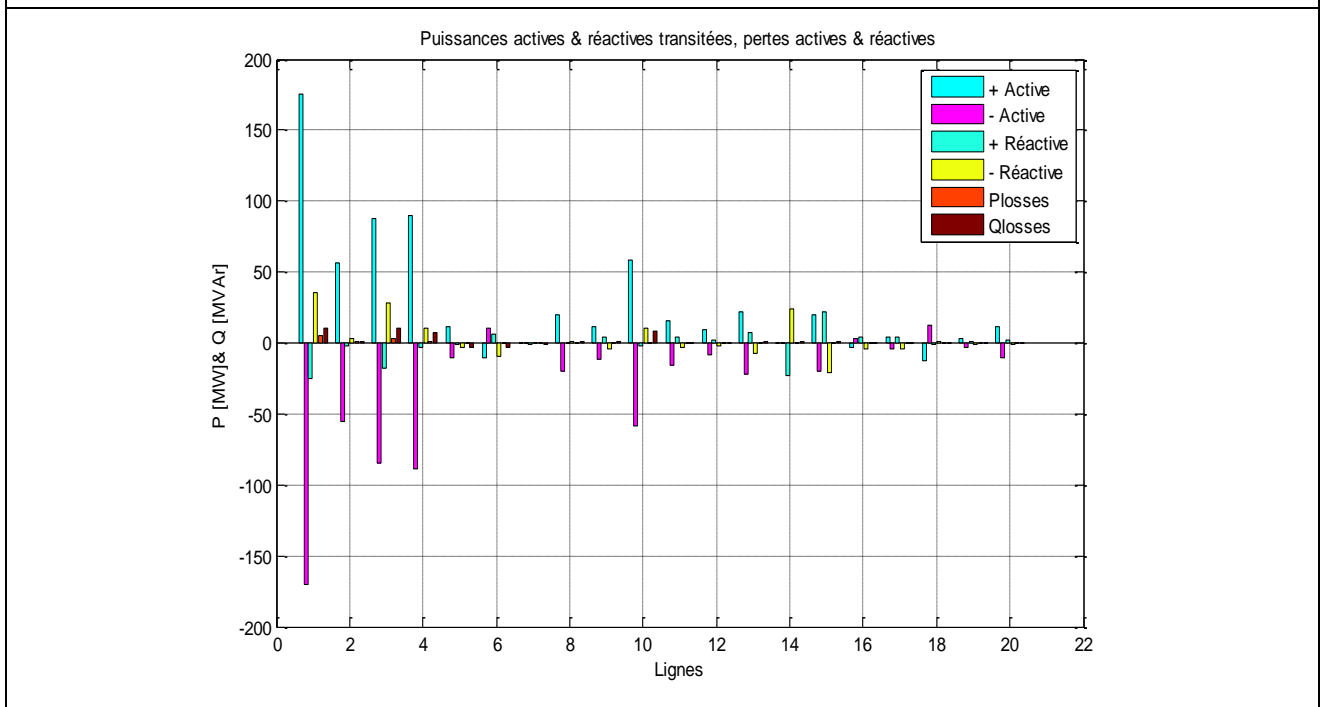
On peut remarquer que toutes les amplitudes des tensions nodales sont dans les limites admissibles. Les pertes actives totales du réseau test sont 12.92 [MW] pour l'essai (a) et 14.42 [MW] pour l'essai (b).

### 3 - Compensateurs hybrides : UPFC

L'étude de l'EP par l'application de la MNR avec UPFC installé au réseau test a donné les résultats montrés dans les figures 8.9 et 8.10, respectivement. Où, les figures 8.9a et 8.9b montrent, graphiquement, les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB, respectivement. Les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, les pertes actives et réactives dans les lignes sont, respectivement, montrées dans les figures 8.10a et 8.10b. Le tableau 8.1 récapitule un résumé des résultats obtenus par l'installation des différents types de FACTS.



a- Puissances actives & réactives générées, amplitudes & angles de phase des tensions.



b- Puissances actives & réactives transitées, pertes actives & réactives dans les lignes.

Fig. 8.9 - Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec UPFC installé dans la ligne 2-4.

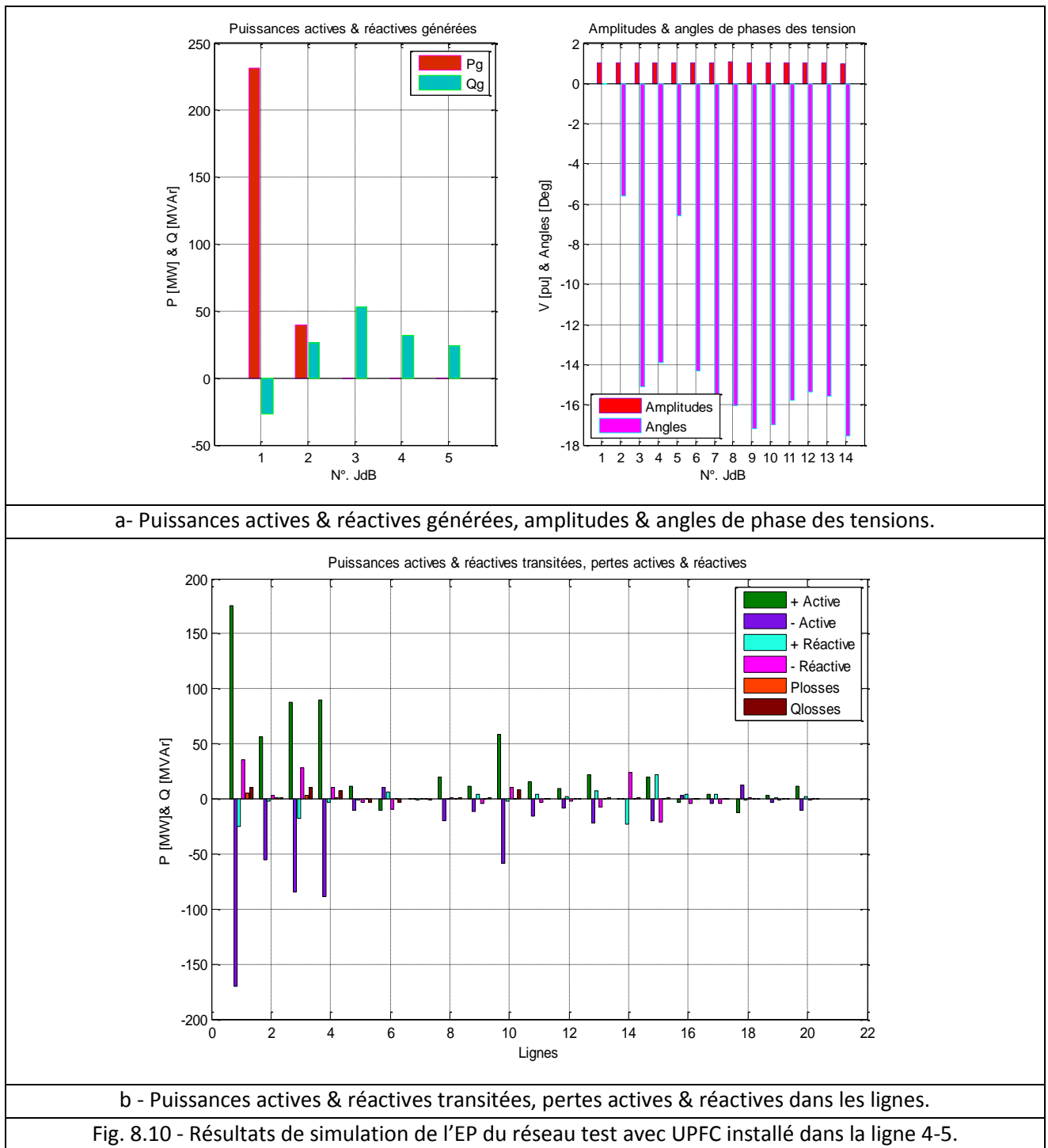


Fig. 8.10 - Résultats de simulation de l'EP du réseau test avec UPFC installé dans la ligne 4-5.

D'après les résultats présentés dans les figures 8.5a et 8.6a, la puissance active générée totale pour les 2 essais est de 271.71. Les pertes actives totales du réseau test pour les 2 essais, respectivement, est de 12.68 [MW].

Par contre, la puissance réactive générée totale est de 108.30 [MVar] pour les deux cas d'installation de l'UPFC dans la ligne L<sub>2-4</sub> au JdB 2 et dans la ligne L<sub>4-5</sub> au JdB 4. Le générateurs G<sub>1</sub> absorbe une quantité de la puissance réactive de 26.64 [MVar] pour les deux cas d'installation de l'UPFC. La différence entre les puissances réactives générées et demandées représente la quantité de la puissance réactive consommée par le dispositif de compensation : UPFC.

Paramètres	Sans FACTS	SVC		STATCOM		TCSC		UPFC	
		SVC1	SVC2	STATC1	STAT2	TCSC1	TCSC2	UPFC1	UPFC2
G1 [MW]	231.32	231.17	231.52	232.15	231.96	231.94	233.44	231.71	231.71
G2 [MW]	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00	40.00
V1	1.060	1.060	1.060	1.060	1.060	1.06	1.06	1.06	1.06
V2	1.045	1.045	1.0423	1.045	1.045	0.9947	0.9915	1.045	1.045
V3	1.050	1.000	1.010	1.050	1.050	0.9570	0.9475	1.05	1.05
V6	1.0488	1.0359	1.0173	1.070	1.070	0.9840	0.9727	1.0523	1.0523
V8	1.0438	1.0286	1.0072	1.090	1.090	1.0264	1.000	1.0446	1.0446
$Q_{SVC}$	-	8.50	43.83	-	-	-	-	-	-
$\text{Alpha}_{SVC}$	-	126.24	119.73	-	-	-	-	-	-
$Q_{STAT}$	-	-	-	29.36	9.28	-	-	-	-
$V_{STAT}$	-	-	-	0.9697	0.9906	-	-	-	-
$\text{Alpha}_{STAT}$	-	-	-	- 2.377	- 4.150	-	-	-	-
$Q_{TCSC}$	-	-	-	-	-	-3.93	- 8.47	-	-
$X_{TCSC}$	-	-	-	-	-	41.05	15.25	-	-
$\text{Alpha}_{TCSC}$	-	-	-	-	-	142.26	143.25	-	-
$Q_{UPFC}$	-	-	-	-	-	-	-	21.86	9.22
$V_{seUPFC}$	-	-	-	-	-	-	-	0.04	0.04
$\text{Tetase}_{UPFC}$	-	-	-	-	-	-	-	- 87.12	- 87.12
$V_{shUPFC}$	-	-	-	-	-	-	-	0.9734	0.9734
$\text{Tetash}_{UPFC}$	-	-	-	-	-	-	-	- 5.43	- 3.292
Pgt [MW]	271.32	271.16	271.52	272.15	271.96	271.94	273.44	271.71	271.71
Pertes [MW]	12.30	12.14	12.501	13.13	12.93	12.92	14.42	12.685	12.684

#### 4 - EP avec HTCC

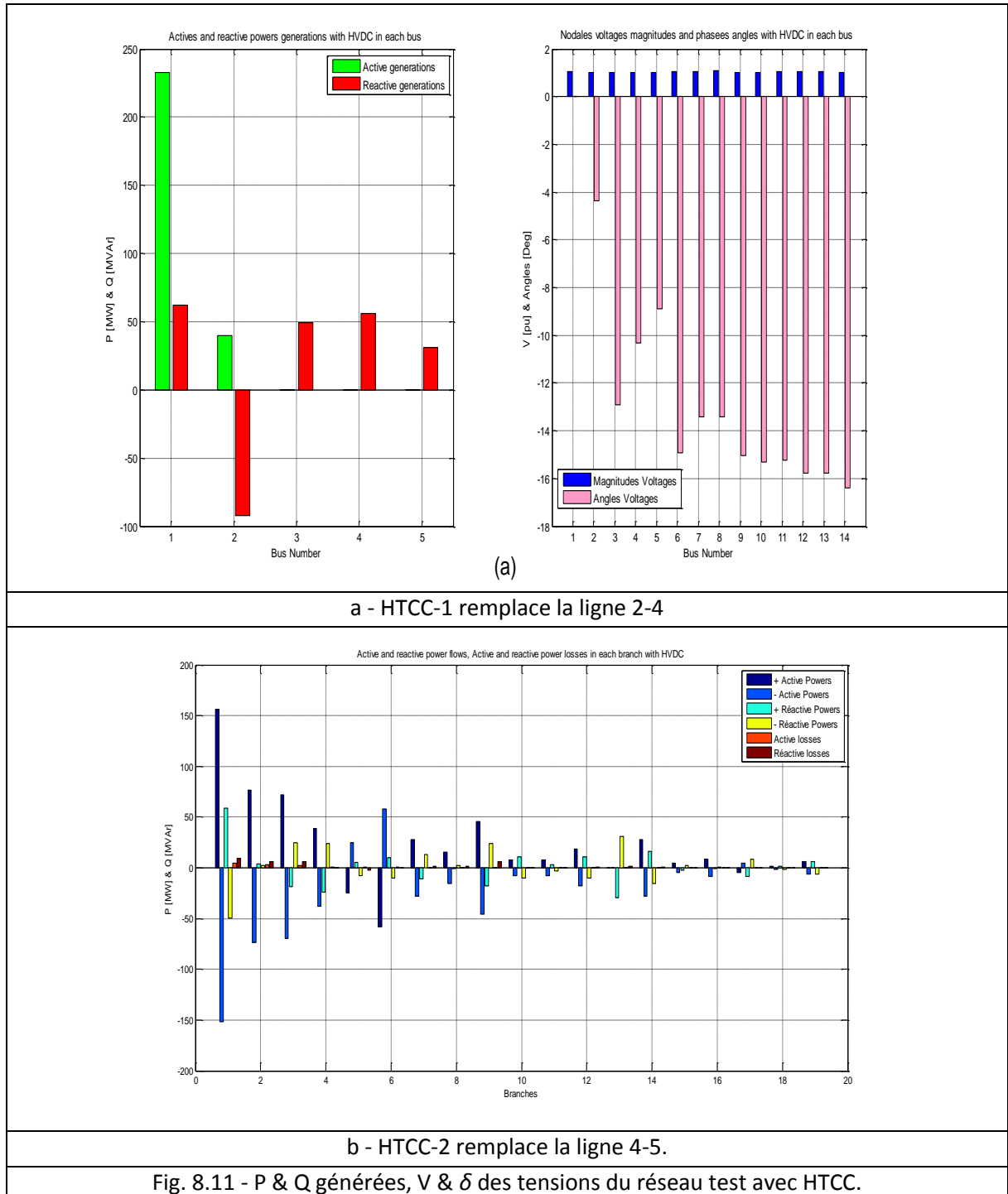
L'étude de l'EP par l'application de la MNR appliquée au réseau test (IEEE-14 JdB) modifié avec des systèmes HTCC installés au réseau a donné les résultats suivante

Les paramètres de contrôle du système HTCC des 3 essais de simulation sont regroupés dans le tableau 8.2.

Variables du système HTCC	Limites		Conditions Initiales	Solution de l'EP	
	Min	Max		HTCC-1	HTCC-2
$V_{dk}$ [pu]	0.95	1.1	1.0	1.000	0.9210
$a_k$ [Deg]	- 15	20	0.0	- 4.3582	- 10.019
$V_{dm}$ [pu]	0.95	1.1	1.0	1.0178	1.0189
$a_m$ [Deg]	- 15	25	0.0	- 10.3034	- 8.7576
$P_{dk}$ [MW]				9.089	3.749
$P_{dm}$ [MW]				6.650	7.579
$Q_{dk}$ [MVar]				18.338	43.64
$Q_{dm}$ [MVar]				41.487	45.09
$I_d$ [pu]				0.237	0.226
Pertes actives totales [MW]				11.24	13.3

Trois essais sont présentés (essai 1 : système HTCC-1 remplace la ligne 2-4), (essai 2 : système HTCC-2 remplace la ligne 4-5) et (essai 3 : les 2 systèmes HTCC's remplacent les lignes 2-4 et 4-5, respectivement).

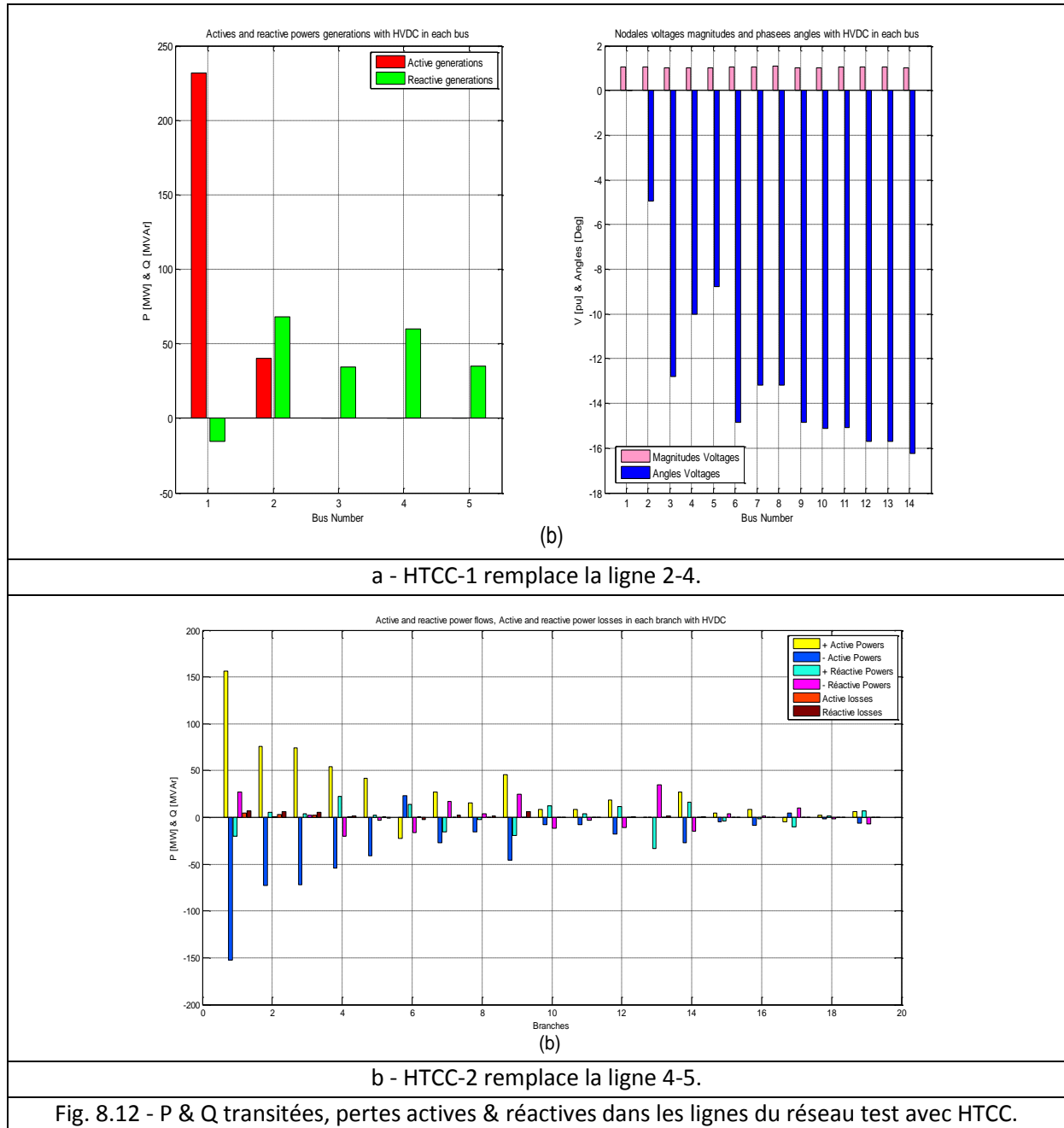
L'installation du système HTCC a donné les résultats de simulation présentés dans les figures 8.11 - 8.13. Où, les figures 8.11 et 8.12 montrent les résultats de simulation de l'essai 1 et de l'essai 2, respectivement et la figure 8.13 montre les résultats de simulation de l'essai 3.



De l'essai 1 (HTCC-1), la puissance active à travers le système HTCC est de 58.67 [MW]. Les pertes actives totales dans le réseau alternatif et dans le système HTCC sont, respectivement, 11.24 [MW] et 0.56 [MW].

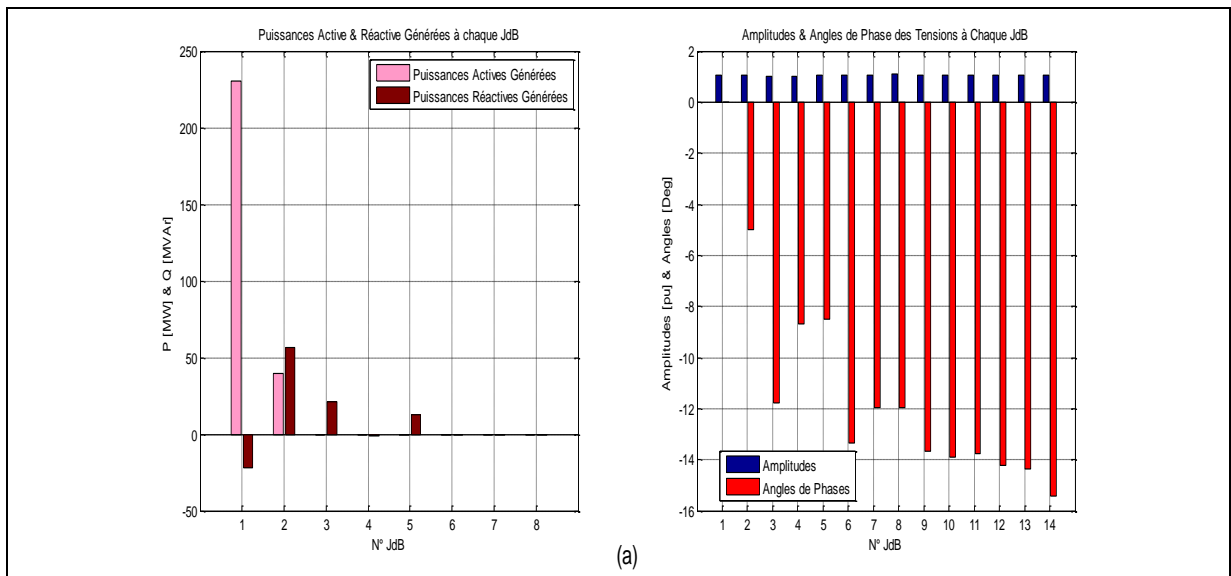
De l'essai 2 (HTCC-2), la puissance active à travers le système HTCC est de 59.72 [MW]. Les pertes actives totales dans le réseau alternatif et dans le système HTCC sont, respectivement, 13.3 [MW] et 0.53 [MW].

De l'essai 3 (HTCC-1 et HTCC-2), les puissances actives continues à travers les 2 HTCC's sont 69.95 [MW] et 59.3 [MW], respectivement. Les pertes actives totales dans le réseau alternatif et dans les 2 HTCC sont, respectivement, 11.44 [MW], 0.47 [MW] et 0.40 [MW].

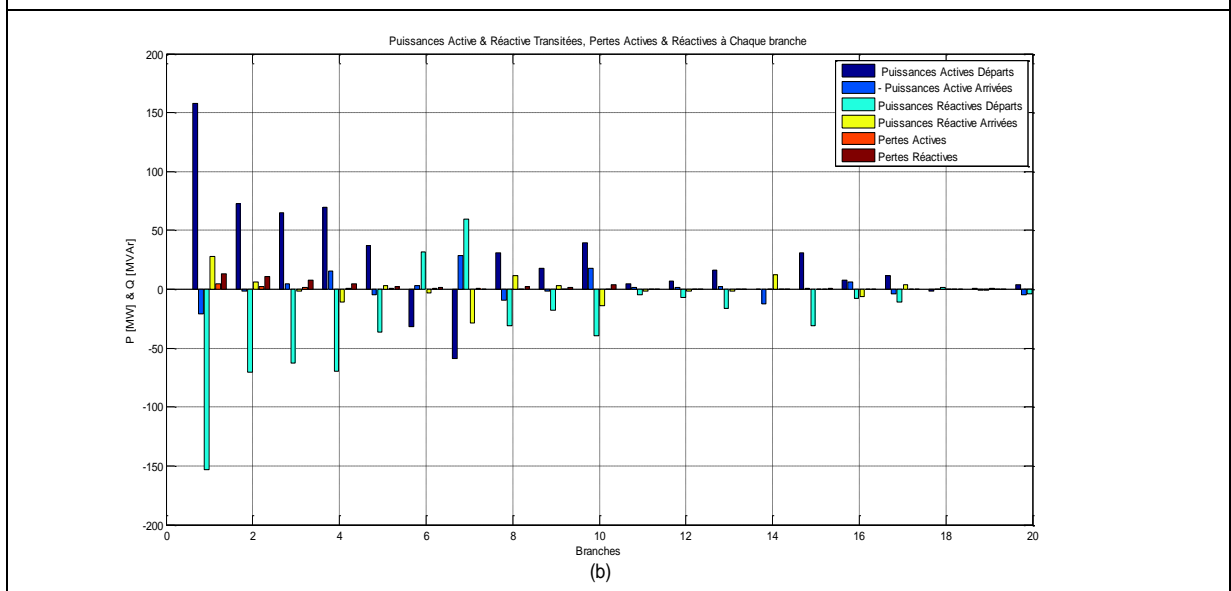


D'après les résultats présentés dans le tableau 8.8, on remarque que les pertes dans l'essai d'installation du HTCC-1 sont supérieures par rapport au cas d'installation du HTCC-2.

D'après les figures 8.11-8.13, toutes les puissances active et réactive générées, les amplitudes et les angles de phase de tension, les puissances actives et réactives transitées dans toutes les branches du réseau test 2 sont dans les limites admissibles. La comparaison entre les 3 tests d'essais précédents est montée, schématiquement, dans la figure 8.14.



a - P & Q générées, V & δ des tensions.



b - P & Q transmises, pertes actives & réactives dans les lignes

Fig. 8.12 - Résultats de simulation de l'EP avec 2 HTCC.

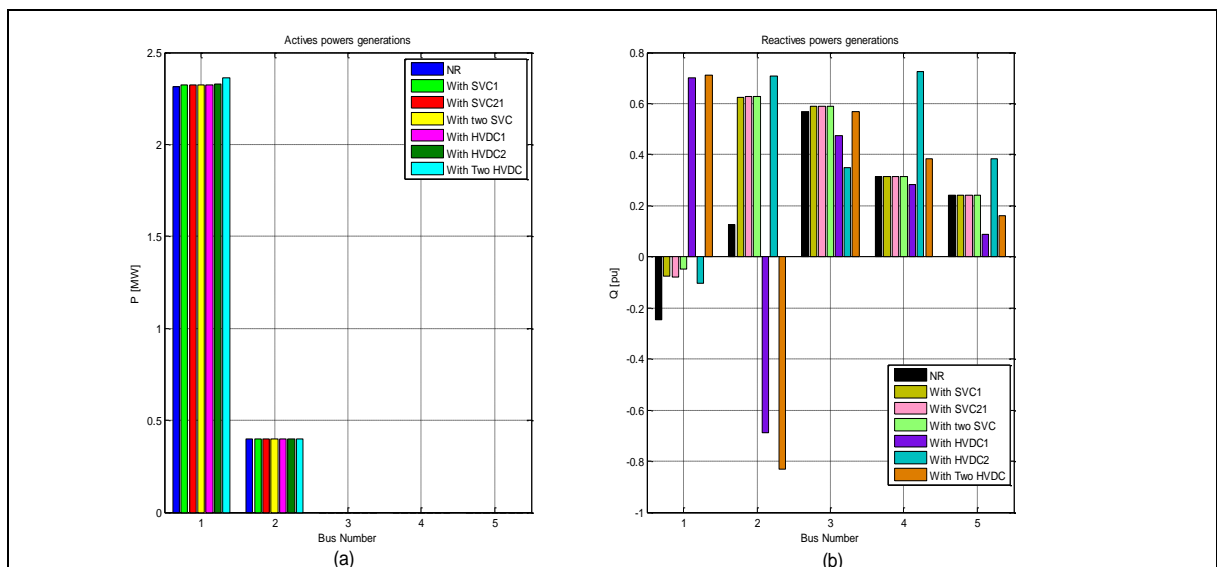


Fig. 8.14 - Variations des puissances active & réactive générées; (a) P générées et (b) Q générées.

8.4 - SIMULATION & RESULTATS DE L'EPO & DE L'EPO MIXTE SANS & AVEC FACTS

8.4.1 - Application de la Méthode du point Intérieur : MPI

1 - EPO sans HTCC

L'application de la méthode d'optimisation PI au réseau test sans HTCC et sans FACTS a donné les résultats suivants : les puissances actives et réactives générées sont, respectivement, 73.97 [MW], 94.54 [MW], 84.82 [MW], 0.0 [MW], 9.74 [MW], 0.24 [MVAR], 23.22 [MVAR], 22.68 [MVAR], 11.26 [MVAR] et 12.16 [MVAR]. Les pertes actives au réseau et le coût de la puissance active générée sont, respectivement, 3.96 [MW] et 621.79 [\$/h].

L'application de la méthode d'optimisation PI au réseau test sans HTCC avec FACTS (2 SVC installés aux JdB 9 et 14) à donner les résultats suivants : les puissances actives et réactives générées sont, respectivement, 73.97 [MW], 94.53 [MW], 84.70 [MW], 0.0 [MW], 9.57 [MW], 0.01 [MVAR], 15.31 [MVAR], 19.21 [MVAR], - 3.05 [MVAR] et 2.17 [MVAR]. Les pertes actives au réseau et le coût de la puissance active générée sont, respectivement, 3.77 [MW] et 621.21 [\$/h].

Les figures 8.15 et 8.16 présentent, graphiquement, les résultats de simulation des 2 cas, où, la figure 8.15 présente les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB, respectivement. Les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, les pertes actives et réactives dans les lignes, respectivement, sont représentées, dans la figure 8.16.

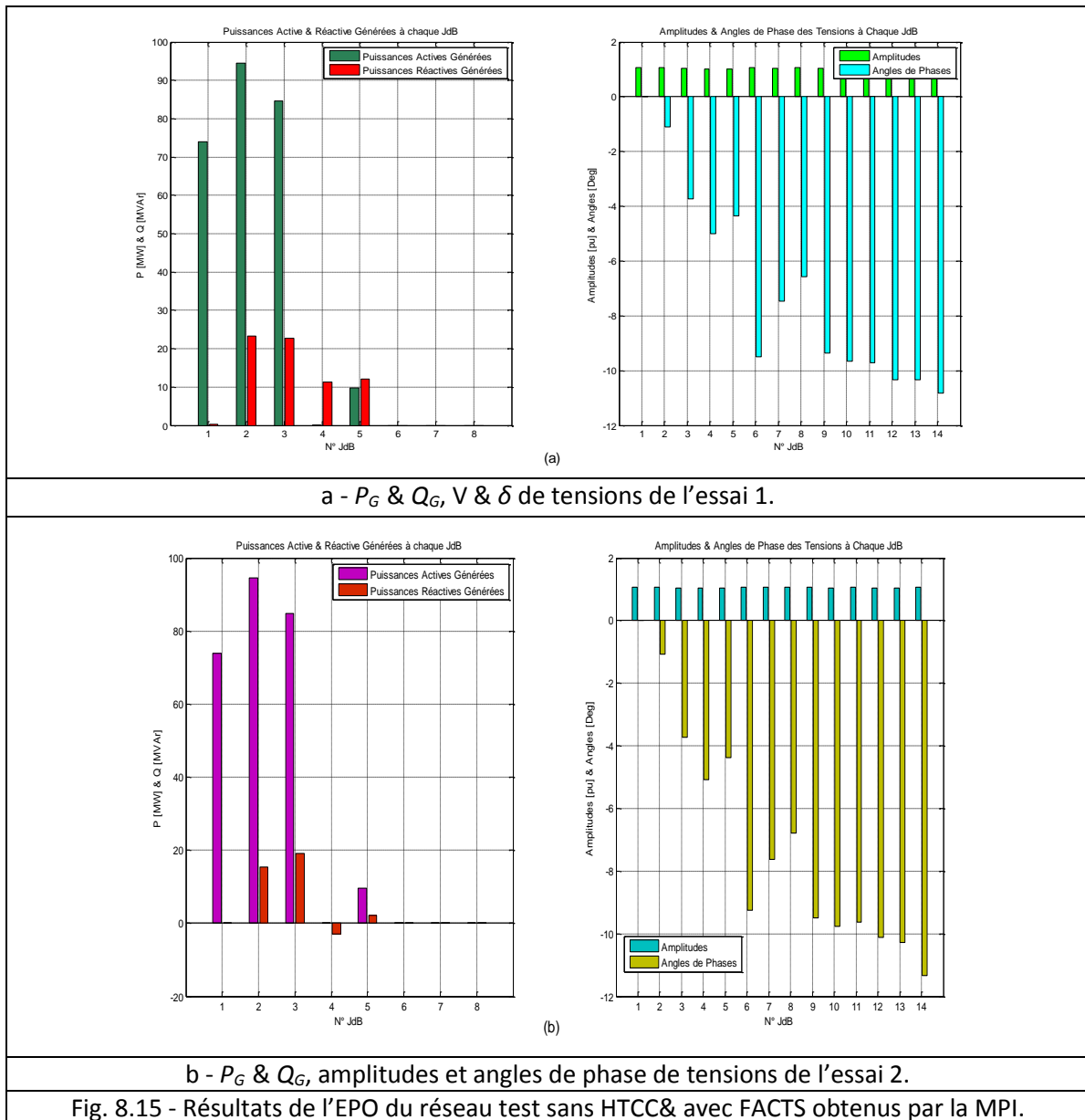
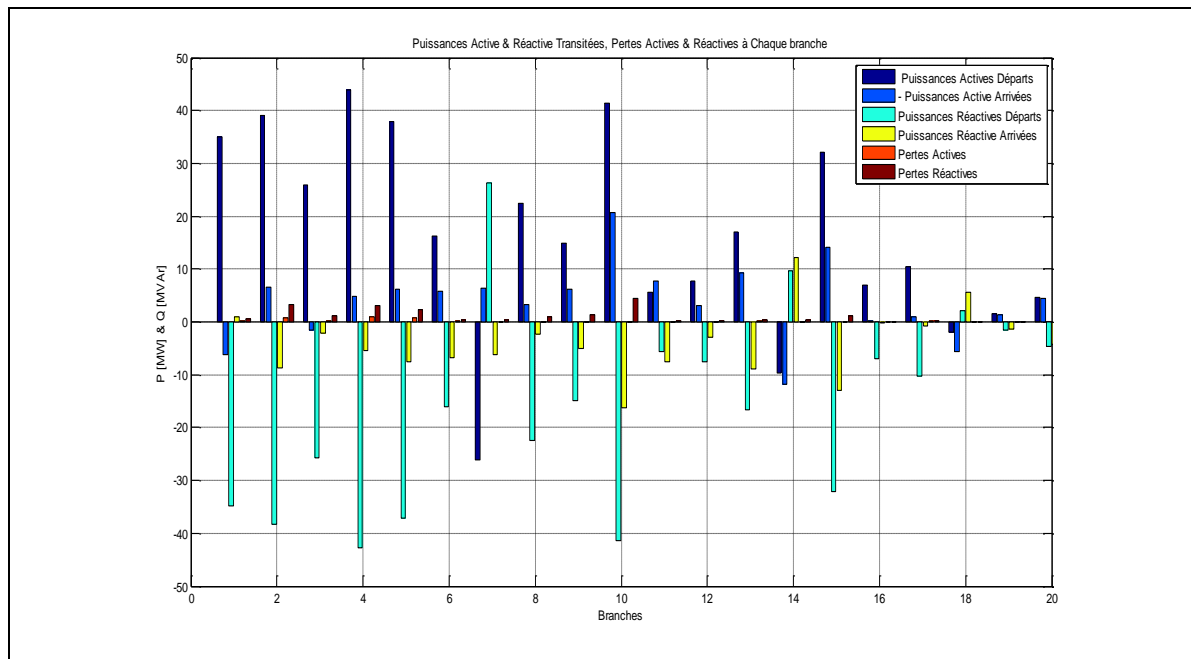
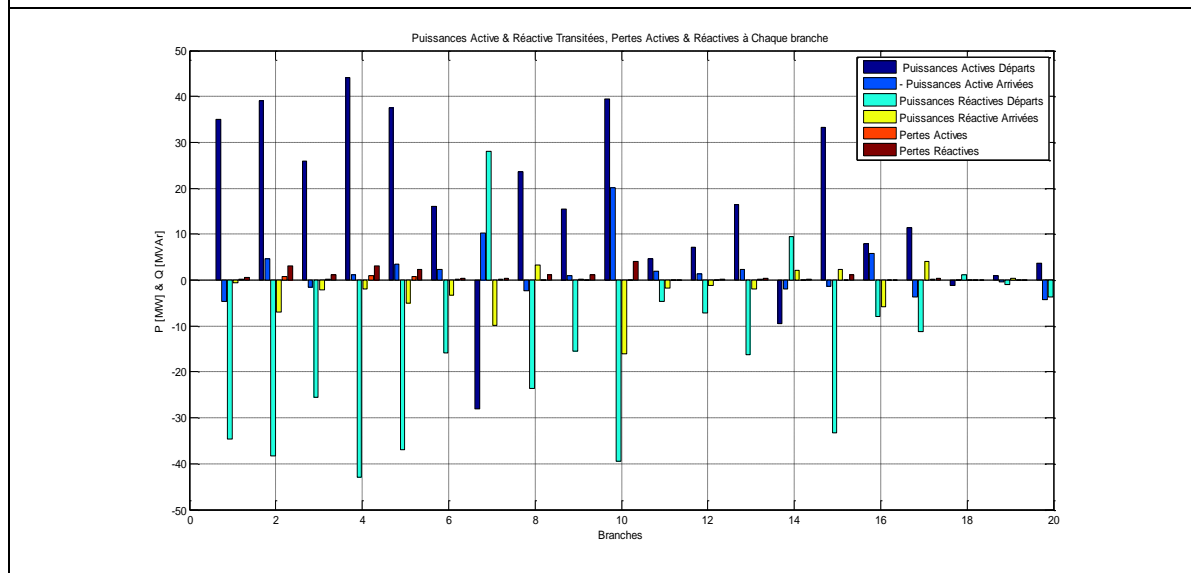


Fig. 8.15 - Résultats de l'EPO du réseau test sans HTCC& avec FACTS obtenus par la MPI.





a - Essai 1



b - Essai 2

Fig. 8.16 - P & Q transitées, pertes actives & réactives sans HTCC & avec FACTS obtenus par la MPI.

Tab. 8.3 - Amplitudes & angles de phase des tensions du réseau test non modifié

N° du JdB	Sans SVC				Avec SVC			
	PG [MW]	V [pu]	Tap	B <sub>SVC</sub> [pu]	PG [MW]	V [pu]	Tap	B <sub>SVC</sub> [pu]
1	73.97	1.060	1.0450	00.00	73.97	1.060	1.0450	0.1037
2	94.54	1.056	1.0251	-	94.53	1.055	1.0353	0.0675
3	84.82	1.043	1.0265	-	84.70	1.043	1.0339	-
6	00.00	1.024	-	-	00.00	1.027	-	-
8	09.74	1.060	-	-	09.57	1.060	-	-
P <sub>GT</sub> [MW]	263				262.8			
Q <sub>GT</sub> [MVar]	69.6				33.7			
Coût [\$ /h]	621.79				621.21			
Pertes [MW]	3.96				3.77			

2 - EPO mixte

Trois essais de simulation réalisés par la MPI avec présence du système HTCC, donné comme suite :

Essai 1 (HTCC-1 remplace la ligne 2-4), Les pertes actives totales au réseau et le coût sont, respectivement, 2.61 [MW] et 617.19 [\$/h].

Essai 2 (HTCC-2 remplace la ligne 4-5), les pertes de la puissance actives au réseau et le coût sont, respectivement, 2.76 [MW] et 621.12 [\$/h].

Essai 3 (HTCC-1 et HTCC-2 remplacent les lignes 2-4 et 4-5, respectivement), Les pertes de la puissance actives au réseau et le coût sont, respectivement, 2.66 [MW] et 617.35 [\$/h].

Les figures 8.17-8.19montrent, respectivement, les résultats de simulation des 3 essais précédents. Où, la figure 8.17a montre les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB, respectivement. Les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, les pertes actives et réactives dans les lignes, respectivement, sont représentées dans la figure 8.17b. La figure 8.18a montre les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB, respectivement. Les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, les pertes actives et réactives dans les lignes, respectivement, sont représentées dans la figure 8.18b.

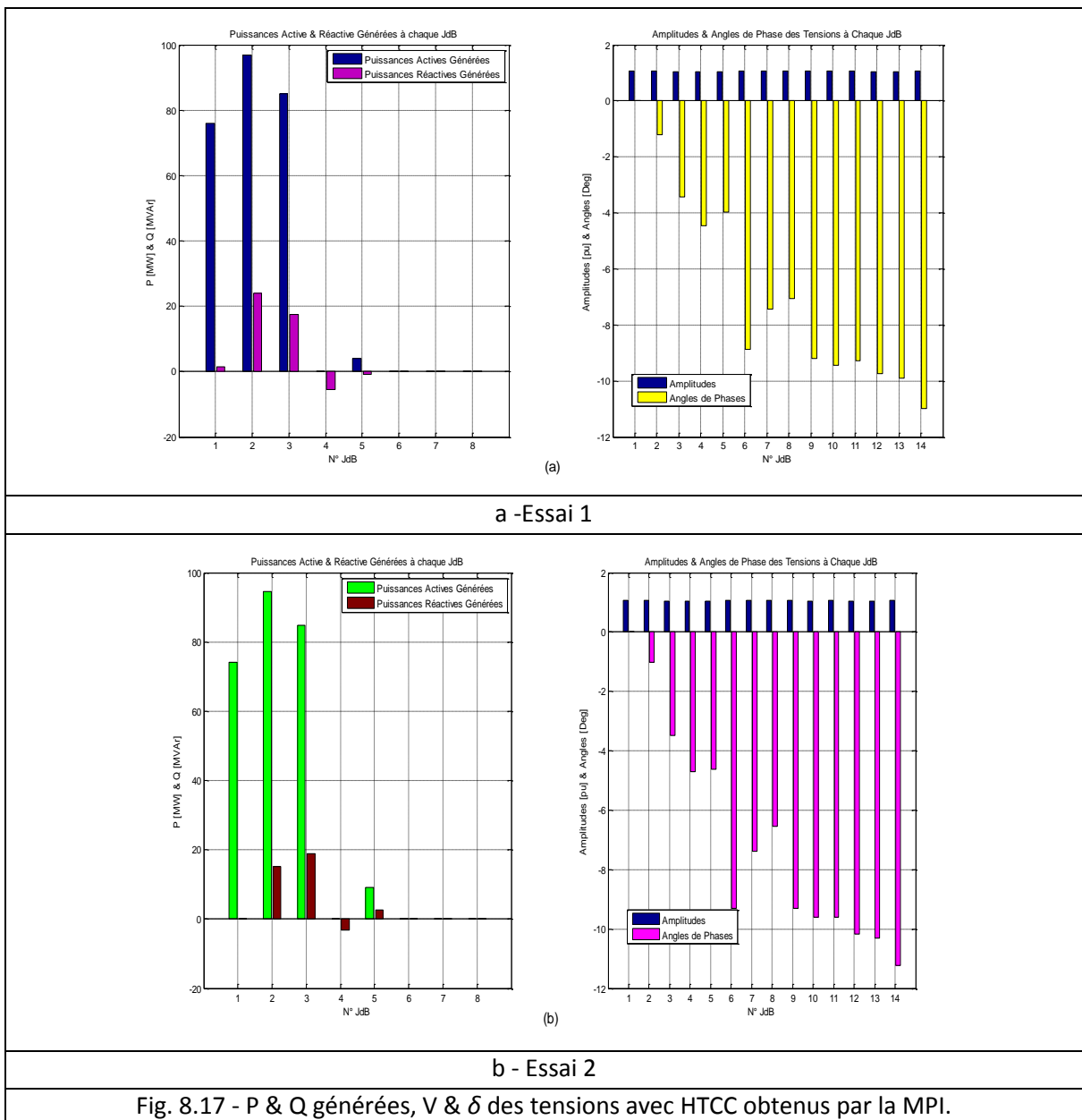


Fig. 8.17 - P & Q générées, V & δ des tensions avec HTCC obtenus par la MPI.

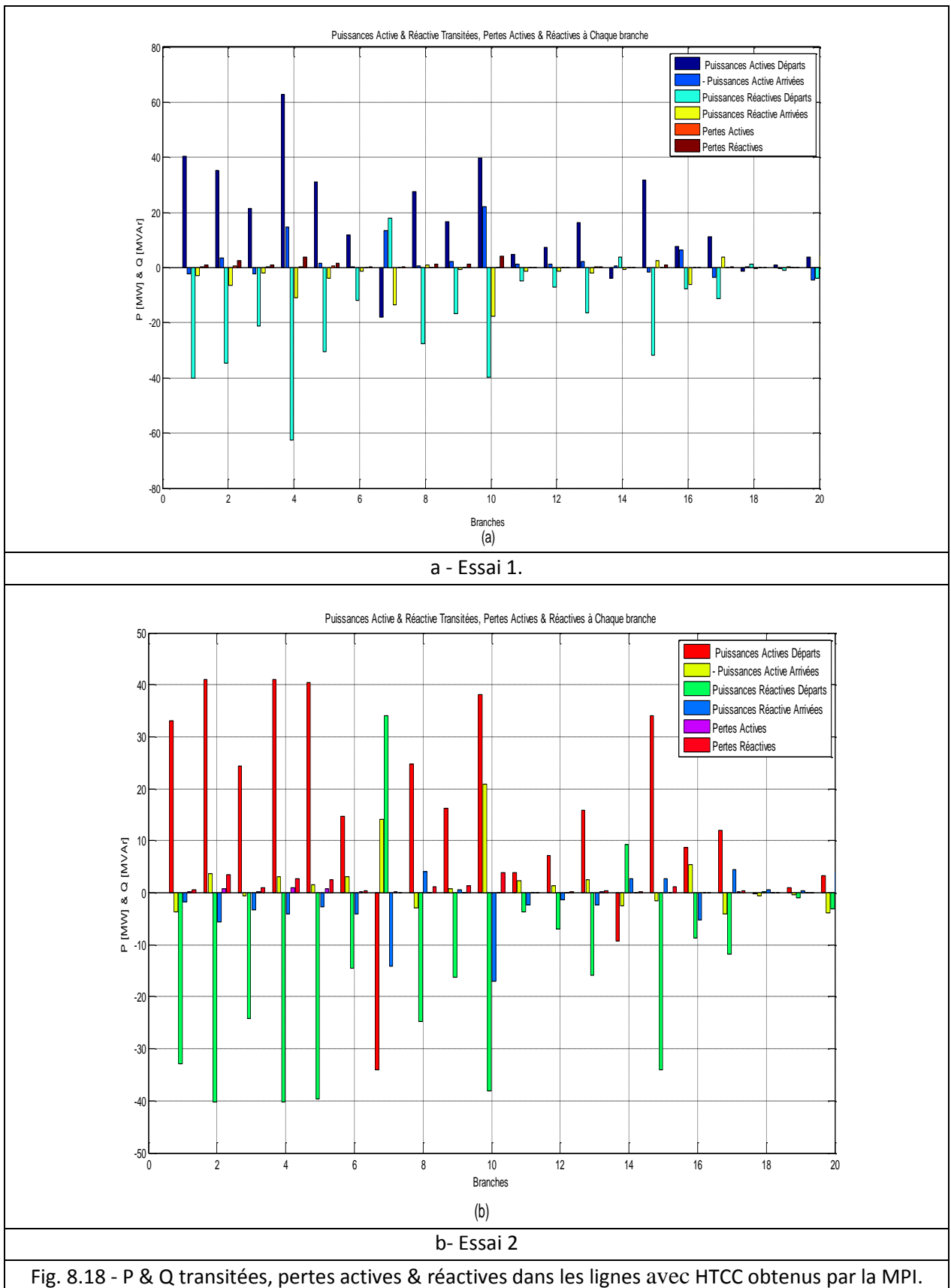
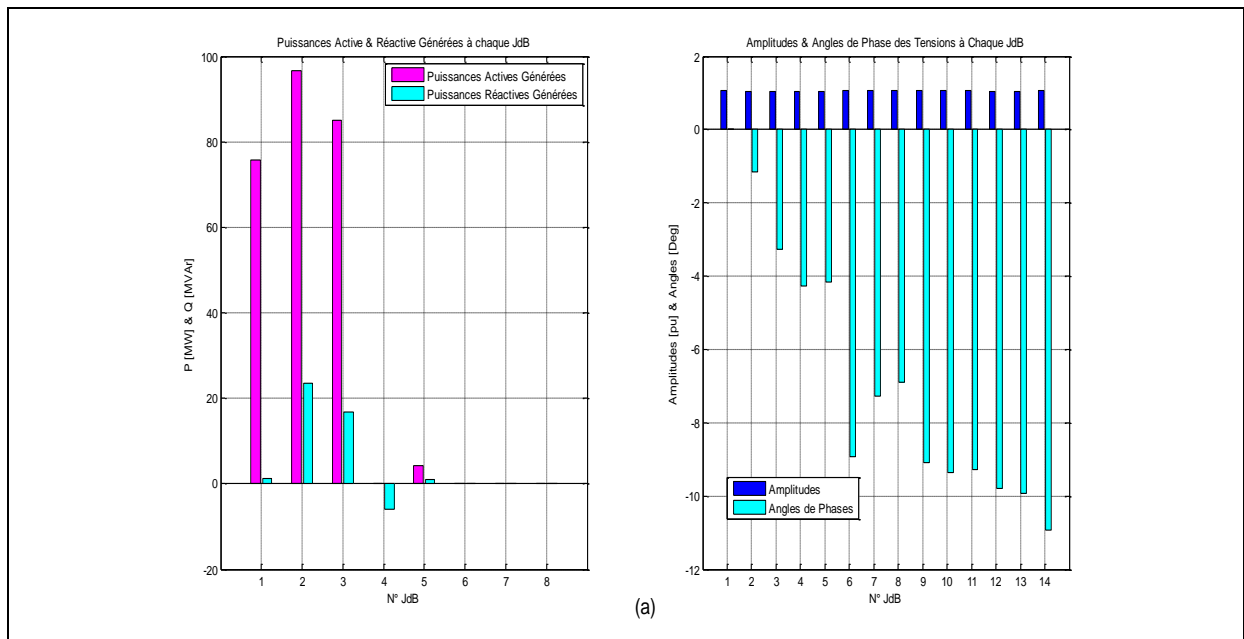
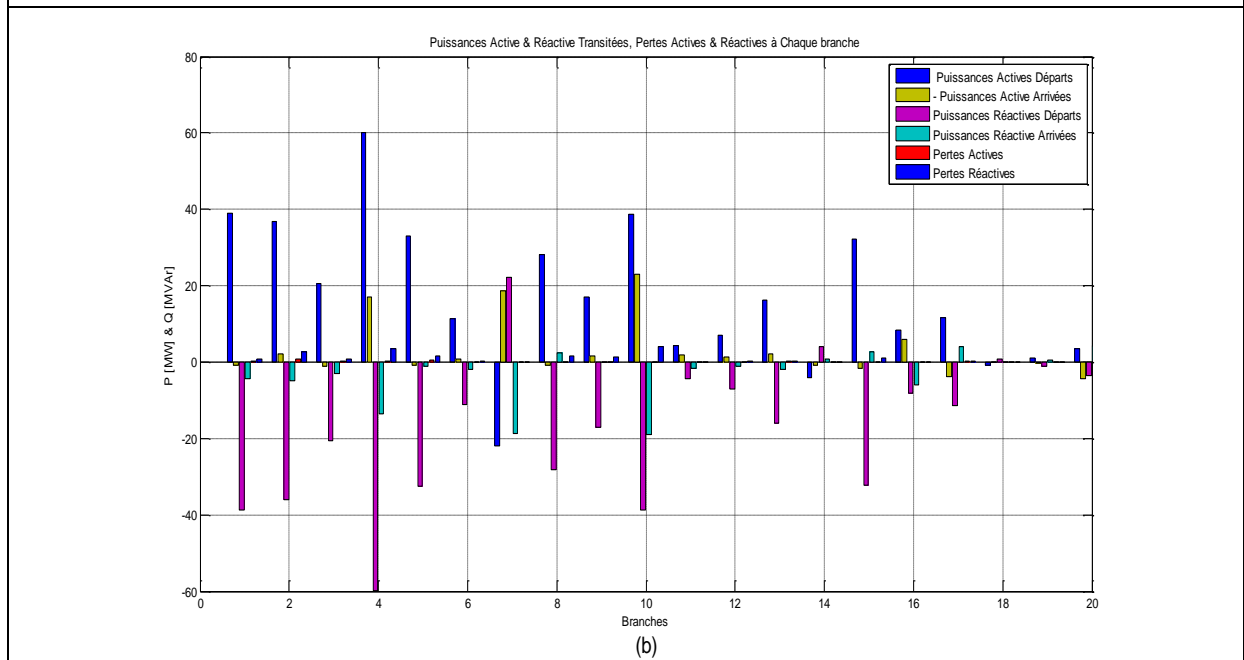


Fig. 8.18 - P & Q transitées, pertes actives & réactives dans les lignes avec HTCC obtenus par la MPI.

La figure 8.19a présente les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB, respectivement. Les puissances actives et réactives transitées dans les lignes, les pertes actives et réactives dans les lignes, respectivement, sont montrées dans la figure 8.19b.



a - P & Q générées, V &  $\delta$  des tensions.

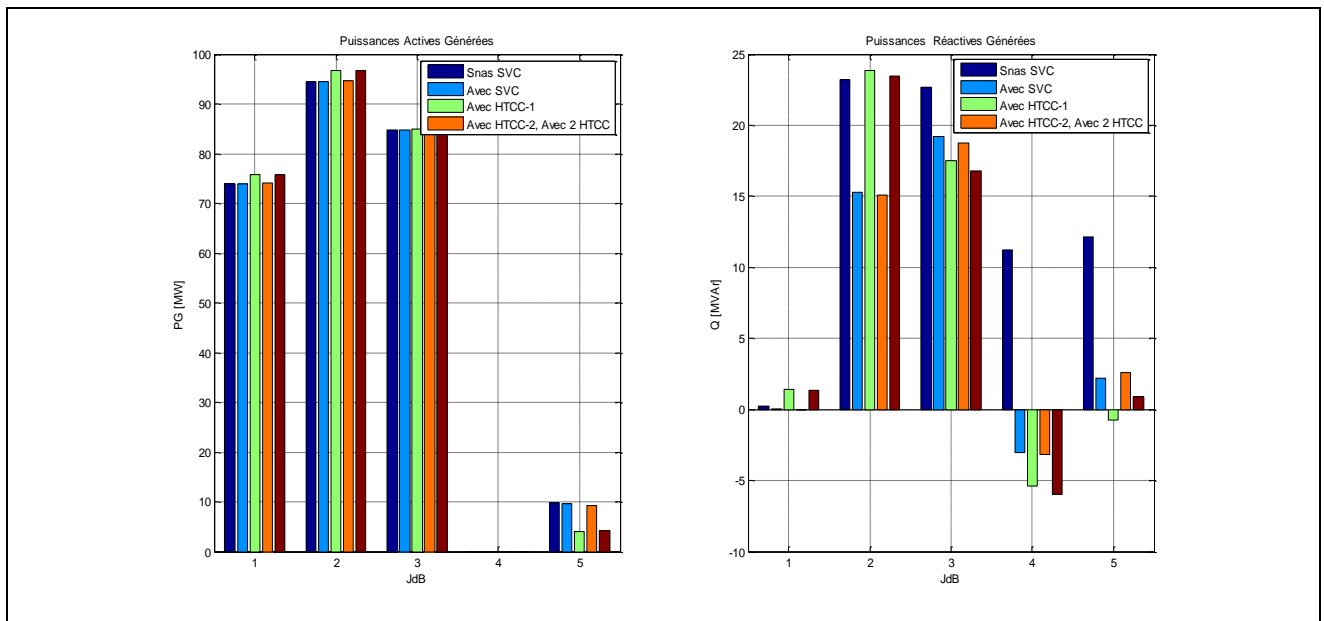


b - P & Q transitées, pertes actives & réactives dans les lignes.

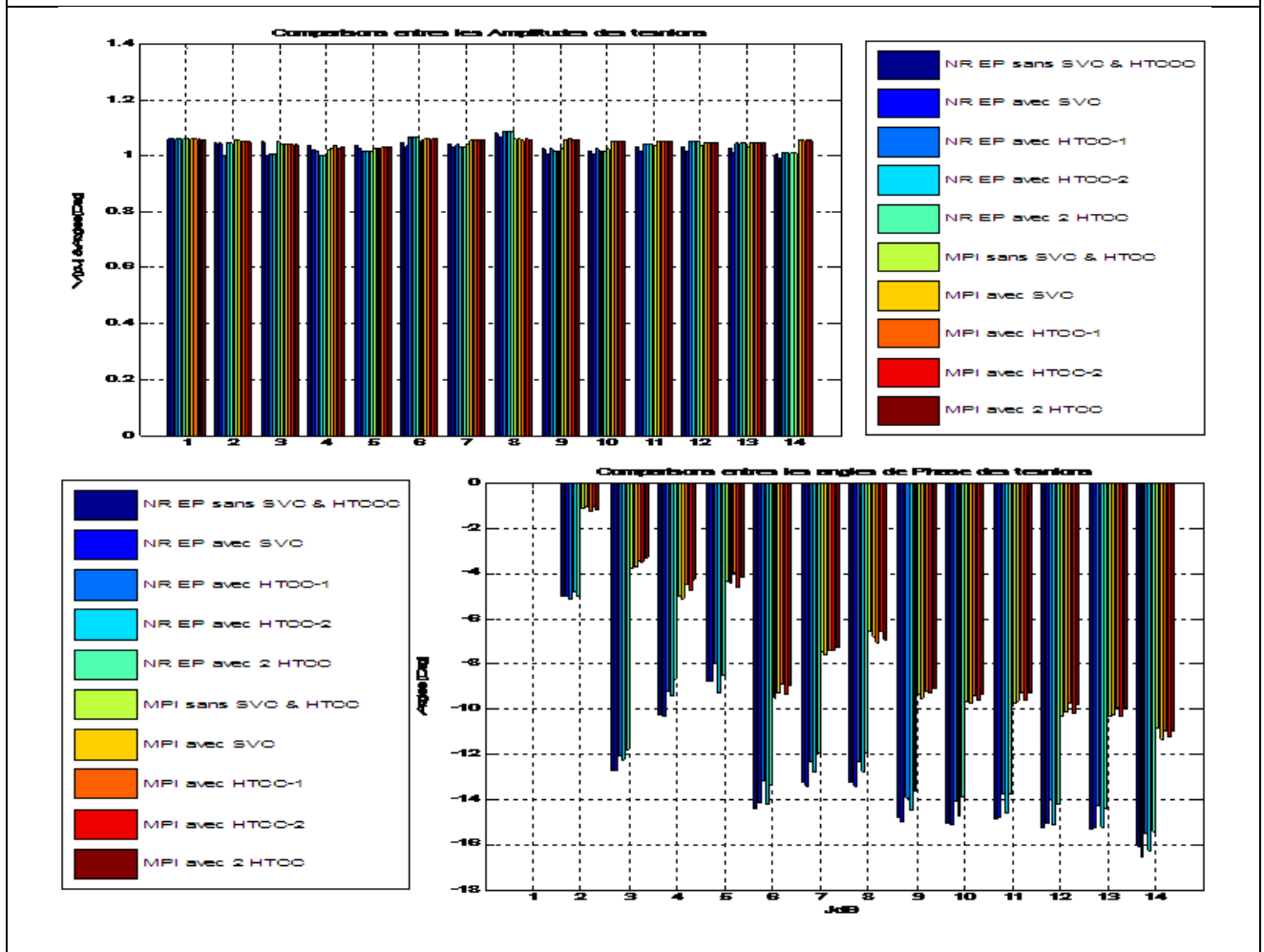
Fig. 8.19 - Résultats de simulation de l'EPOM obtenus par la MPI.

Pour le réseau test (IEEE 14 JdB modifié), il y a 18 variables de contrôle (4 puissances actives générées, 5 amplitudes de tensions, 5 rapports de transformation des transformateurs, 2 susceptances du SVC et 2 ration des transformateurs du HTCC).

La figure 8.20 montre la variation optimale des puissances actives et réactives générées pour les 3 essais de simulation et la comparaison entre les puissances actives et réactives générées, entre les amplitudes et les angles de phase des tensions pour l'EP, l'EPO et l'EPO mixte CA-CC-CA obtenus par la MPI avec HTCC appliquée au réseau test. La figure 8.21 montre, respectivement, la caractéristique de convergence de la méthode PI appliquée au réseau test pour les 3 essais précédents.



a - Comparaison entre les puissances actives & réactives générées du réseau test.



b- Comparaison entre les amplitudes & les angles de phase des tensions nodales du réseau test.

Fig. 8.20 --Variation des puissances actives & réactives générées, les amplitudes & les angles de phase

Après l'optimisation, les résultats de l'EPO mixte CA-CC-CA obtenus par la méthode du PI en présence de dispositif FACTS et le système HTCC avec 2 objectifs : minimisation des pertes actives et du coût, respectivement sont regroupés dans le tableau 8.4.

Tab. 8.4 - Résultats de l'EPOM AC/DC/AC obtenus par la méthode du PI appliquée au réseau test									
	EPO & EPOM								
	Avec HTCC-1			Avec HTCC-2			Avec 2 HTCC's		
	[MW]	[MVar]	V [pu]	[MW]	[MVar]	V [pu]	[MW]	[MVar]	V [pu]
1	75.88	01.44	1.06	74.13	00.00	1.060	75.76	01.34	1.06
2	96.82	23.87	1.052	94.61	15.12	1.054	96.72	23.43	1.051
3	84.91	17.48	1.043	84.81	18.77	1.043	85.01	16.82	1.041
5	00.00	-5.40	1.031	00.00	-3.15	1.027	00.00	-06.00	1.033
8	04.00	-0.75	1.056	09.21	2.62	1.060	4.17	00.92	1.059
Coût [\$ /h]	617.19			621.12			617.35		
B <sub>SVC</sub> [MVar]	34.7			34.6			34.7		
Pertes [MW]	2.61			3.76			2.66		
Pertes [MVar]	19.07			19.37			18.92		

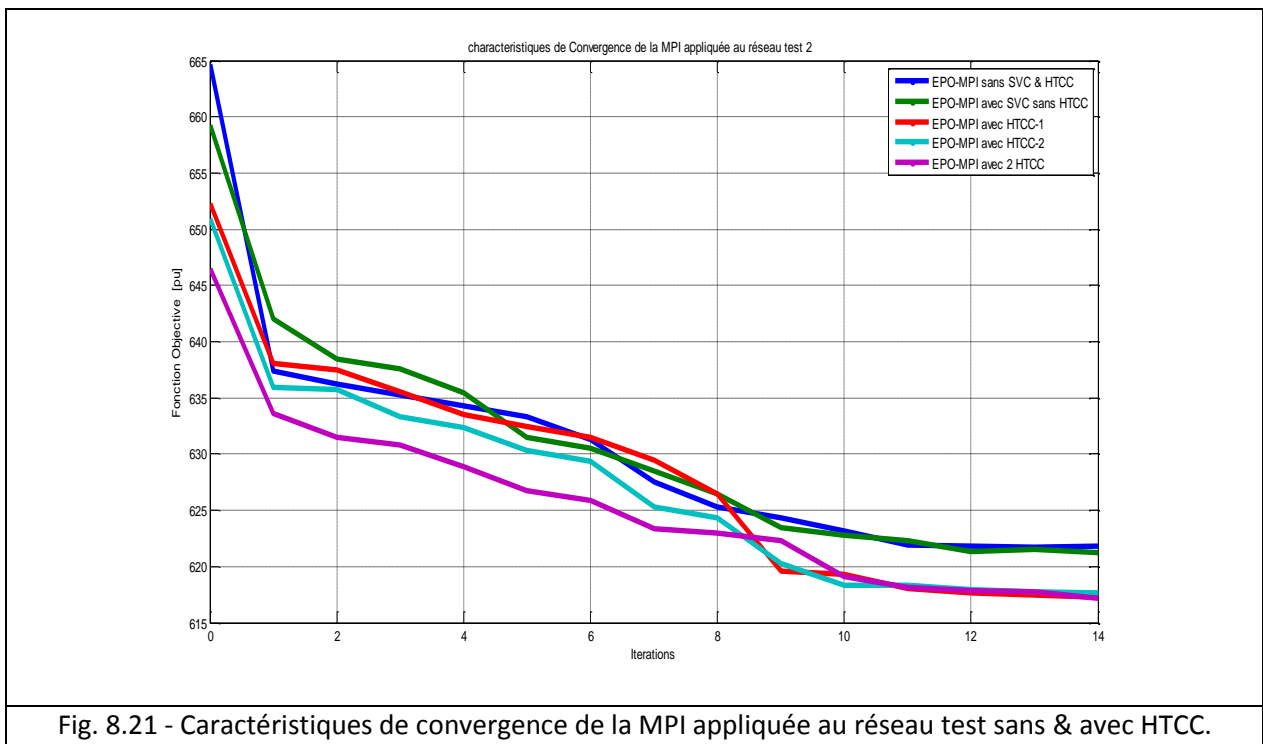


Fig. 8.21 - Caractéristiques de convergence de la MPI appliquée au réseau test sans & avec HTCC.

### 8.4.2 - Application de l'algorithme d'optimisation par essais de particules : OEP

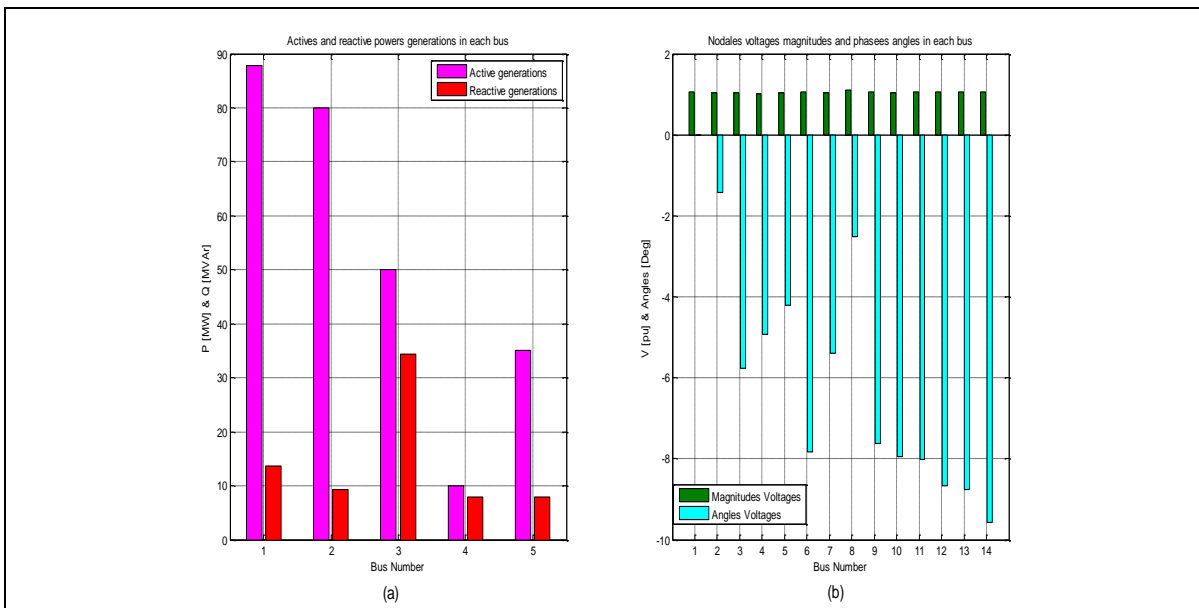
Dans cette section, nous proposons un algorithme d'optimisation par essaim de particules OEP pour résoudre le problème de l'EPO mixte. Les variables de contrôle considérées sont les puissances actives et les tensions des générateurs, les puissances réactives compensées et les ratios des transformateurs.

La méta-heuristique est implémentée sur MATLAB et utilise l'analyse de l'EP de NR développé au chapitre 2 pour l'évaluation des solutions candidates.

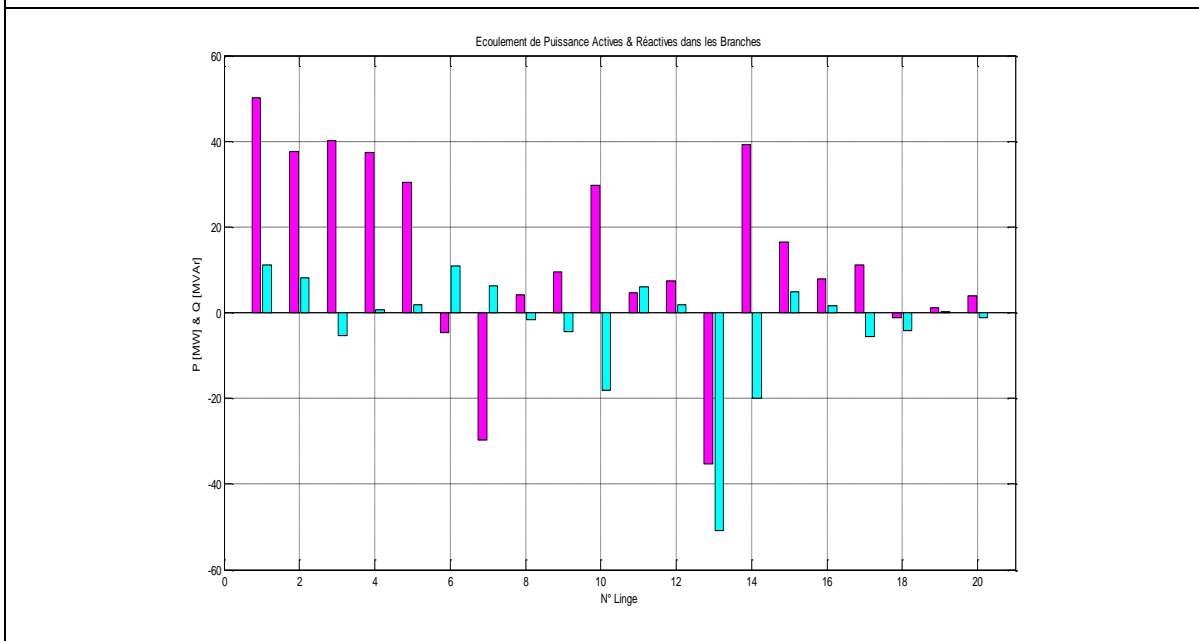
L'algorithme de la méthode OEP a été appliqué à la fonction objective la plus connue, utilisée, également, dans [74], [132], [134], [156], [162] et [179]. Comme discuté, précédemment, au chapitre 7, les paramètres vectoriels avaient tous les éléments identiques. Plusieurs jeux de paramètres ont été testés. Après un grand nombre d'essais, notre choix est ( $c=4.1$ , avec  $c_1=c_2=2.05$  et  $w=0.9$ ). La topologie de l'essaim était, totalement, connectée toutes les particules étant considérées voisines.

1 - EPO sans système HTCC

La méthode d'optimisation par essais de particules (OEP) est testée sur réseau test (IEEE 14 JdB). Les paramètres utilisés pour exécuter cette méthode sont  $w = 0.9$ ,  $c_1=c_2=2$ ,  $V_{inc} = 1.98$ , nombre des particules = 20, maximum de génération = 20, la tolérance est 0.0001 [pu]. Les limites maximales et minimales des amplitudes et des angles de phase de tensions sont, respectivement, 1.1 [pu], 0.95 [pu], 0 [deg] et -20 [deg]. L'optimisation par la méthode OEP à donner les résultats suivantes: les puissances actives générées sont, respectivement, 87.84 [MW], 80.00 [MW], 50 [MW], 10 [MW], 35 [MW]. Les pertes actives au réseau et le coût de la puissance active générée sont, respectivement, 3.8238 [MW] et 638.87 [\$/h]. La figure 8.22 présente, graphiquement, les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB, les puissances actives et réactives transitées dans toutes les lignes du réseau, respectivement.



a - P & Q générées, V &  $\delta$  des tensions



b - P & Q transitées dans les lignes.

Fig. 8.22 - Résultats de l'EPO du réseau test obtenus par l'OEP.

## 2 - EPO avec système HTCC

Trois essais de simulation réalisés par la méthode OEP avec présence du système HTCC, données comme suite :

Essai 1 (HTCC-1 remplace la ligne 2-4), Les pertes actives totales au réseau et le coût sont, respectivement, 3.03 [MW] et 638.34 [\$/h].

Essai 2 (HTCC-2 remplace la ligne 4-5), les pertes de la puissance actives au réseau et le coût sont, respectivement, 3.8317 [MW] et 638.903 [\$/h].

Essai 3 (HTCC-1 et HTCC-2 remplacent les lignes 2-4 et 4-5, respectivement), Les pertes de la puissance actives au réseau et le coût sont, respectivement, 3.10 [MW] et 636.58 [\$/h].

Pour le réseau test (IEEE 14 JdB modifié), il y à 18 variables de contrôle (4 puissances actives générées, 5 amplitudes de tensions, 5 rapports de transformation des transformateurs, 2 susceptances du SVC et 2 ration des transformateurs du HTCC).

Les figures 8.23-8.25 présentent les résultats de simulation, où la figure 8.23a montre les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB de l'essai 1 et la figure 8.23b montre les puissances actives et réactives transitées dans toutes les lignes de l'essai 1.

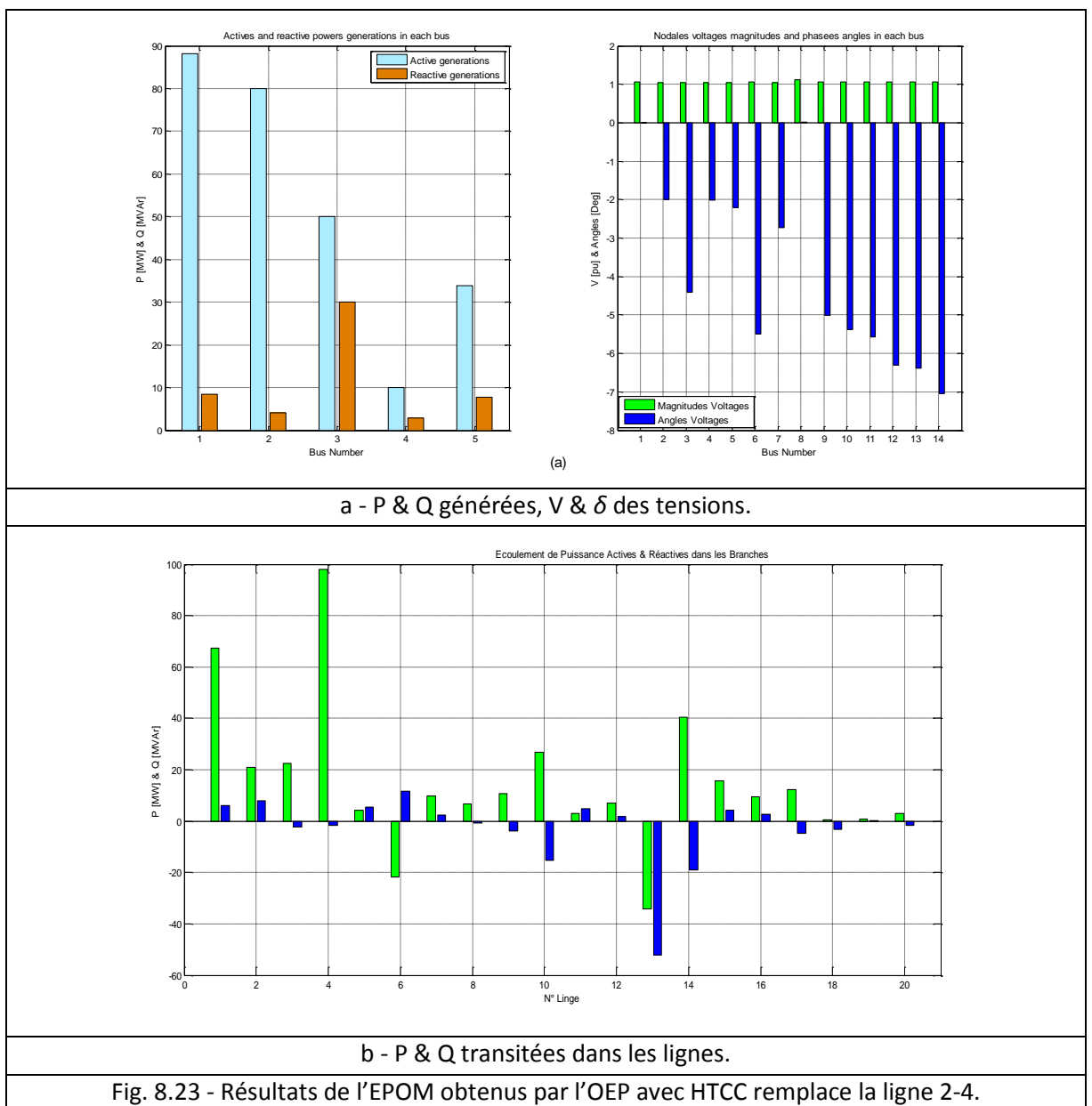
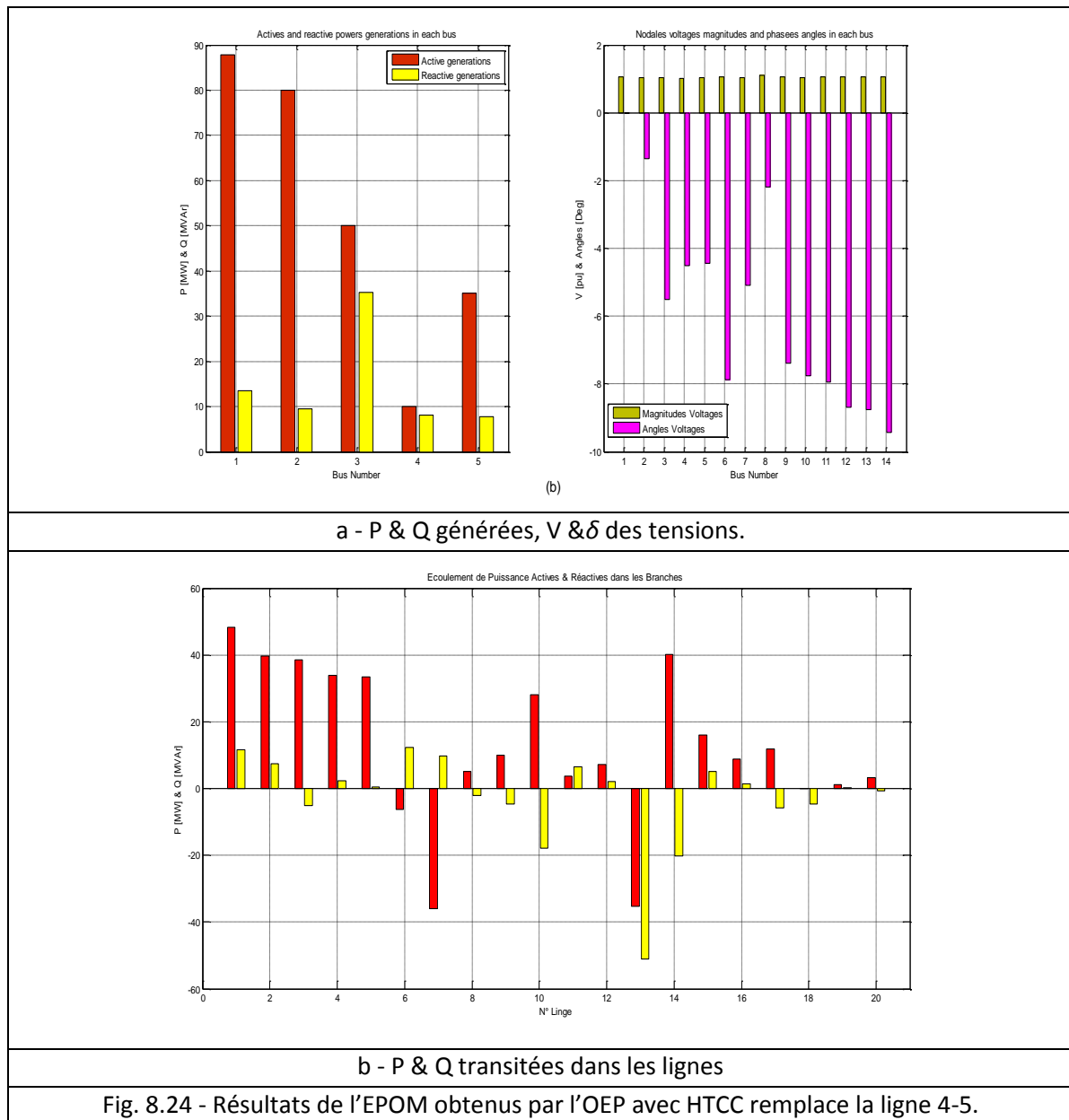


Fig. 8.23 - Résultats de l'EPOM obtenus par l'OEP avec HTCC remplace la ligne 2-4.

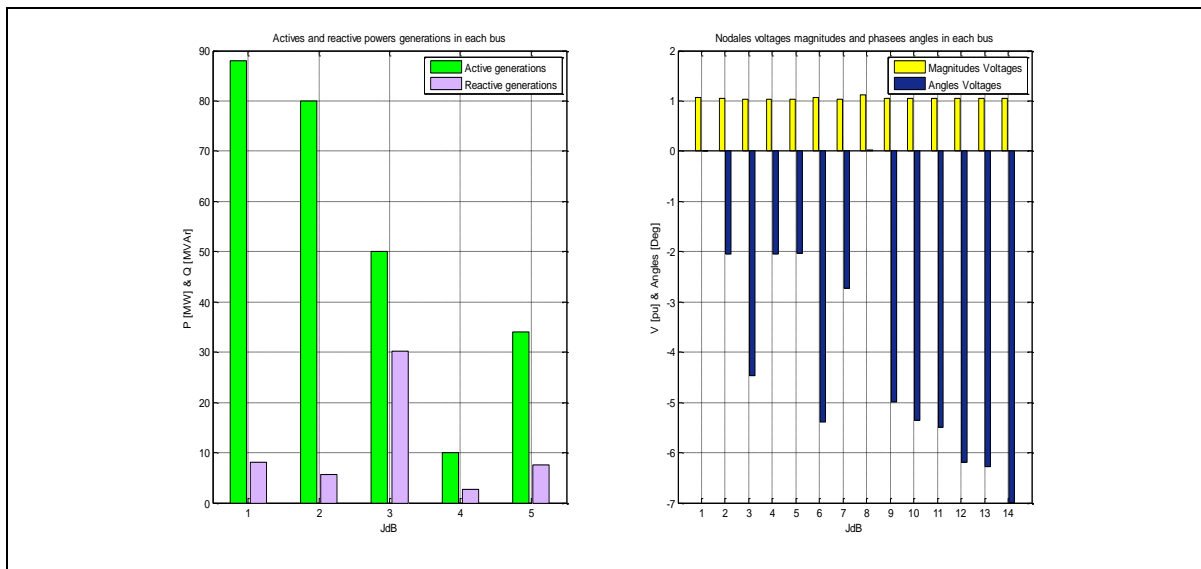


La figure 8.24a présente les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB de l'essai 2 et la figure 8.24b présente les puissances actives et réactives transitées dans toutes les lignes des essais 2. La figure 8.25a présente les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB de l'essai 3 et la figure 8.25b présente les puissances actives et réactives transitées dans toutes les lignes de l'essai 3. La figure 8.26 montre une comparaison entre les des puissances actives et réactives générées optimales avec HTCC pour les 3 essais de simulation précédents.

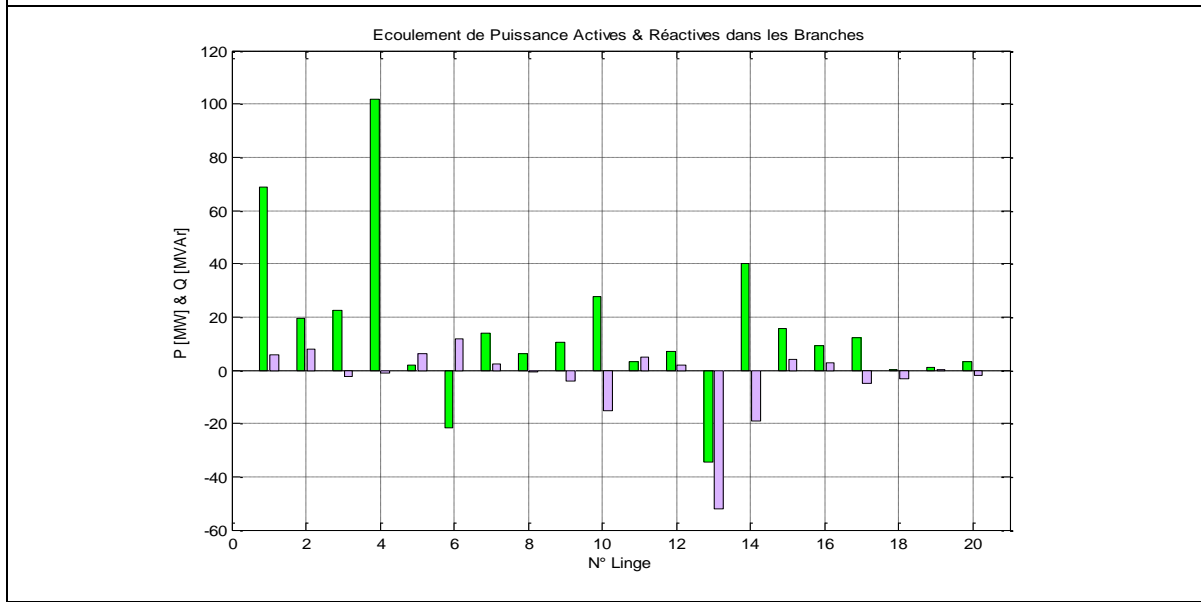


Après l'optimisation, les résultats de l'EPO mixte CA/CC/CA obtenus par la méthode OEP en présence de dispositif FACTS (SVC) et le système HTCC sont donnés dans le tableau 8.5.

Après l'optimisation, les pertes actives totales sont réduites de 13.64 [MW] à 3.1 [MW]. Dans ce cas, les pertes sont réduites d'une valeur de 77.27 [%].



a - P & Q générées, V &  $\delta$  des tensions.



b - P & Q transitées dans les lignes.

Fig. 8.25 - Résultats de l'EPOM obtenu par l'OEP avec 2 HTCC.

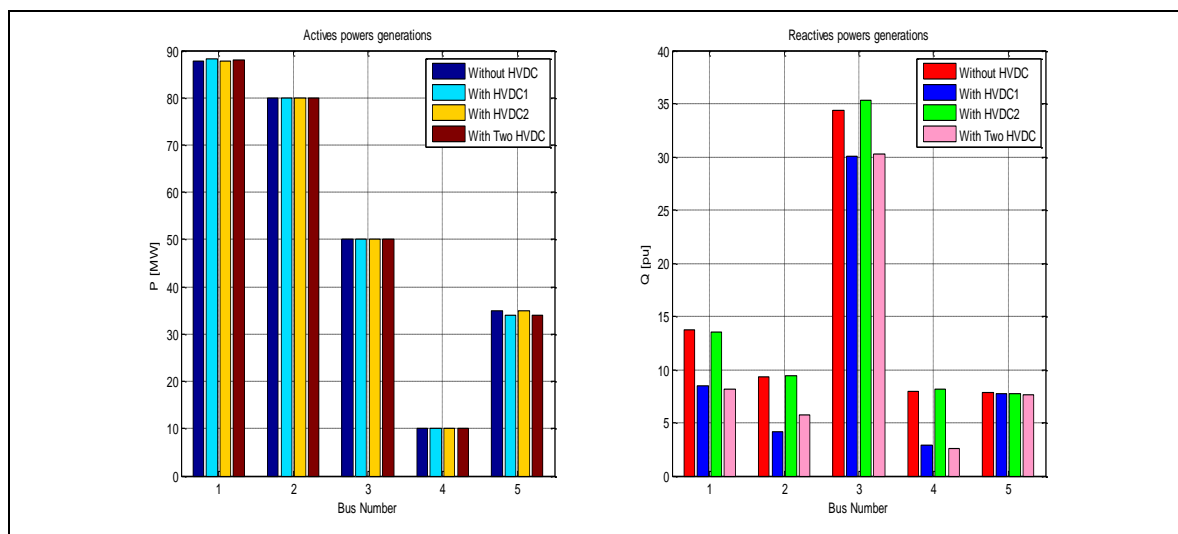


Fig. 8.26 - Variations des P & Q générées du réseau test après l'optimisation par la méthode OEP.

Tab. 8.5 - Résultats de l'EPO mixte CA/CC/CA du réseau test obtenues par la méthode OEP

Paramètres	EPO & EPO mixte							
	Sans HTCC		Avec HTCC-1		Avec HTCC-2		Avec 2HTCC's	
	[MW]	V [pu]	[MW]	V [pu]	[MW]	V [pu]	[MW]	V [pu]
1	87.8438	1.0600	88.1273	1.0600	87.8517	1.0600	88.0645	1.0600
2	80.000	1.0450	80.00	1.0450	80.000	1.0450	80.00	1.0150
3	50.000	1.0100	50.000	1.0100	50.000	1.0100	50.00	1.0000
4	-	1.0188	-	1.0007	-	1.0075	-	1.0014
5	-	1.0240	-	1.0129	-	1.0348	-	1.0092
6	10.000	1.0700	10.000	1.0700	10.000	1.0700	10.00	1.0700
7	-	1.0205	-	1.0131	-	1.0158	-	1.0228
8	35.000	1.1000	33.9265	1.0900	35.000	1.0900	34.0629	1.1100
9	-	1.0424	-	1.0353	-	1.0377	-	1.0433
10	-	1.0397	-	1.0339	-	1.0358	-	1.0407
11	-	1.0511	-	1.0481	-	1.0491	-	1.0518
12	-	1.0566	-	1.0560	-	1.0562	-	1.0567
13	-	1.0528	-	1.0518	-	1.0521	-	1.0535
14	-	1.0464	-	1.0420	-	1.0435	-	1.0487
Coût [\$ /h]	638.87		636.340		638.903		636.580	
Pg [MW]	262.11		262.054		263.11		262.282	
Qg [MW]	73.206		53.3651		74.10		54.3766	
Q <sub>SVC-1</sub> [MVar]	0.06		13.22		-0.15		10.37	
Q <sub>SVC-2</sub> [MVar]	0.114		2.9649		-0.94		6.7534	
Pertes [MW]	3.8238		3.03		3.8317		3.10	

D'après les résultats présentées dans le tableau 8.5 et la figure 8.26, toutes les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase de tensions réseau test sont dans les limites admissibles et semblables aux résultats données par la référence [194]. Les variables de contrôle pour la meilleure solution du réseau test sont montrés dans le tableau 8.6.

Tab. 8.6 - Variables de contrôle pour la meilleure solution du réseau test

N° du JdB	Générations							
	Sans HTCC				Avec HTCC			
	[MW]	V [pu]	Tap	B <sub>svc</sub> [pu]	[MW]	V [pu]	Tap	B <sub>svc</sub> [pu]
1	87.8438	1.060	1.0450	0.0017	88.0645	1.060	1.0450	0.1712
2	80.000	1.045	1.0251		80.00	1.015	1.0353	
3	50.000	1.010	1.0265		50.00	1.000	1.0339	
6	10.00	1.070	1.070		10.00	1.070	1.070	
8	35.00	1.100	1.0282		34.0629	1.110	1.0369	

Après l'optimisation, les solutions optimales de l'algorithme OEP appliquée au réseau test sont regroupées dans le tableau 8.7.

Résultats	EPO mixte	
	OEP	MPI
Pertes actives totales [MW]	3.10	2.61
Coût de la puissance active générée [\$/h]	636.58	617.19
Puissance active totale générée [MW]	262.282	261.61
Puissance réactive totale générée [MVAR]	54.37	36.64

La figure 8.27 montre la caractéristique de convergence de la méthode OEP appliquée au réseau testsans HTCC et avec HTCC pour les 3 essais précédents. La comparaison entre les amplitudes de tensions des JdB pour l'EP et l'EPO mixte CA/CC/CA obtenus par la méthode OEP sans et avec FACTS (SVC) et avec le système HTCC appliquée au réseau test (IEEE 14 JdB) et regroupé dans la figure 8.28.

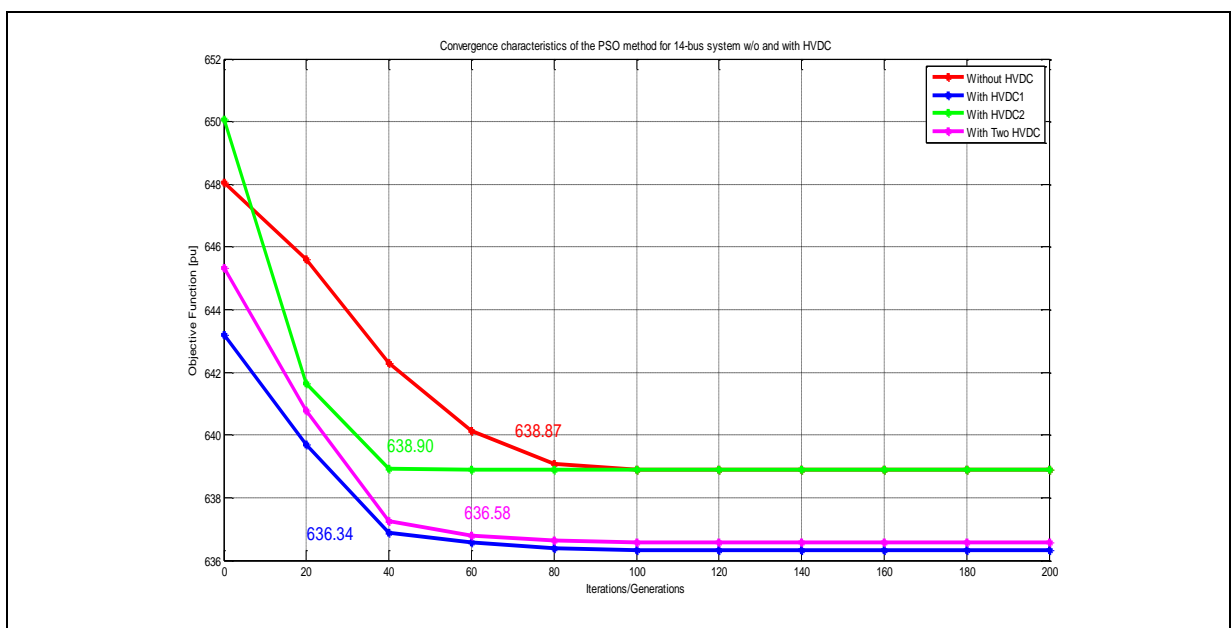


Fig. 8.27 - Convergence de l'OEP appliquée au réseau test ; sans HTCC, avec HTCC-1, avec HTCC-2 et avec 2 HTCC's

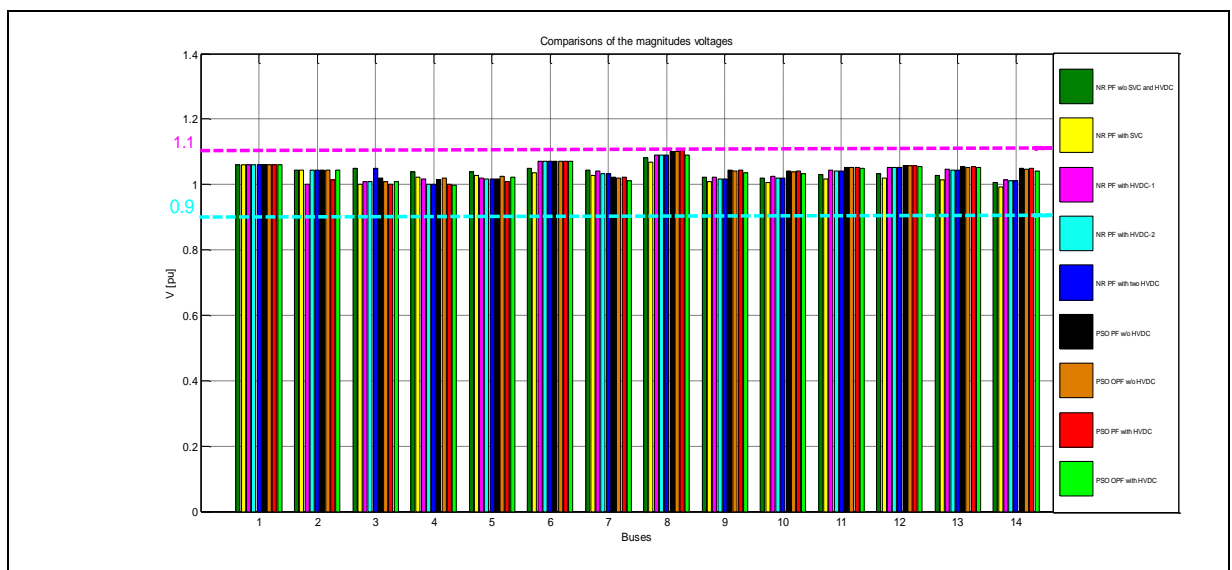


Fig. 8.28 - Comparaison entre les amplitudes de tension nodales du réseau test obtenus par l'OEP.

De la figure 8.27, on peut remarquer que la convergence de la fonction objective est obtenue à 80 itérations pour le cas sans HTCC et 40 itérations pour le cas avec le système HTCC.

Le tableau 8.8 synthétise les résultats de l'EPOM CA/CC/CA du réseau test obtenus par la méthode OEP en présence de dispositif FACTS et le système HTCC par la variation des paramètres de l'algorithme OEP, telle que, les coefficients d'accélération  $c_1$  et  $c_2$ , le coefficient d'inertie  $w$ , le nombre maximal de génération et le coefficient de constriction  $k$ .

Tab. 8.8 - Résultats de l'EPOM CA/CC/CA avec variations des paramètres de l'OEP du réseau test

Paramètres de l'OEP	Nombres de génération maximale Ng =20							
	$c_1= 1.5$ & $c_2=0.5$		$c_1= 2$ & $c_2=1$		$c_1=c_2=1.5$		$c_1=c_2=2$	
	w=0.5	w=0.8	w=0.5	w=0.9	w = 0.5	w = 0.9	w=0.5	w=0.9
G <sub>1</sub> [MW]	99.4930	88.5539	94.7011	88.0652	97.7216	88.0653	88.0652	88.0645
G <sub>2</sub> [MW]	71.2048	80.00	9.9988	80.00	79.9983	80.00	80.00	80.00
G <sub>3</sub> [MW]	48.1098	50.00	2.3209	50.00	49.9994	50.00	50.00	50.00
G <sub>6</sub> [MW]	13.4465	10.00	1.3551	10.00	10.00	10.00	10.00	10.00
G <sub>8</sub> [MW]	30.1691	33.5912	4.1600	34.0623	24.7753	34.0622	34.0623	34.0629
Coût [\$ /h]	643.9962	636.5829	47.0522	636.5807	637.4248	636.5807	636.5807	636.580
PgtMW]	262.4231	262.145	262.5359	262.1275	262.4947	262.1275	262.1275	262.282
Pertes [MW]	3.4031	3.1250	3.5159	3.1075	3.4747	3.1075	3.1075	3.100

### 8.4.3 - Application des algorithmes génétiques : AG's

Les AG's à été appliqués à la résolution du problème de l'EPO mixte pour minimiser des fonctions objectives les plus connue, utilisée, également, dans [77] et [78]. Plusieurs tests de paramètres ont été testés, après un grand nombre d'essais, les paramètres de notre choix sont montrés dans le tableau 8.9.

Tab. 8.9 - Paramètres des AG's utilisés

Nombre de population	40
Facteur de mutation	0.05
Probabilité de croisement	0.94
Nombre maximal de génération	200

#### 1 - EP sans HVDC

Les résultats de simulation de l'EP appliquée au réseau test (IEEE 14 JdB) modifie sans et avec le HTCC sont données dans les sections 8.3.1a et 8.3.1c.

#### 2 - EPO sans HTCC

Les limites maximales et minimales des amplitudes et des angles de phase de tensions du réseau test sont, respectivement, 1.1 [pu], 0.95 [pu], 0 [deg] et -20 [deg]. L'optimisation par les AG's appliqué au réseau test à donné les résultats suivantes: les puissances actives générées sont, respectivement, 97.86 [MW], 80.00 [MW], 50 [MW], 5.46 [MW], 30 [MW]. Les pertes actives du réseau et le coût de la puissance active générée sont, respectivement, 4.31 [MW] et 638.98 [\$ /h]. La figure 8.29 montre, respectivement, les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB du réseau test sans HTCC.

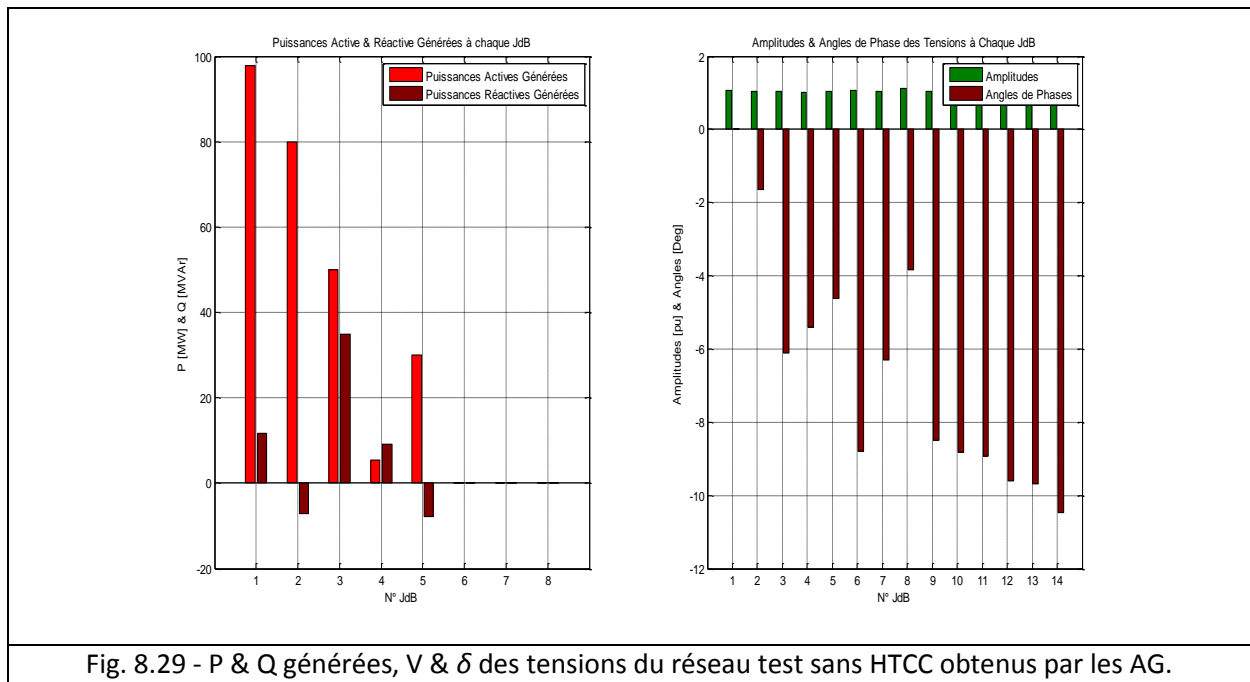


Fig. 8.29 - P & Q générées, V & δ des tensions du réseau test sans HTCC obtenus par les AG.

### 3 - EP avec HVDC

Les résultats de simulation de l'EP appliquée au réseau test avec le système HTCC sont donnés dans la section 8.3.1c.

### 4 - EPO avec HVDC

Trois essais de simulation sont réalisés par les AG's avec système HTCC, données comme suite :

Essai 1 (HTCC-1 remplace la ligne 2-4), Les pertes de la puissance actives au réseau et le coût sont, respectivement, 3.42 [MW] et 635.92 [\$/h].

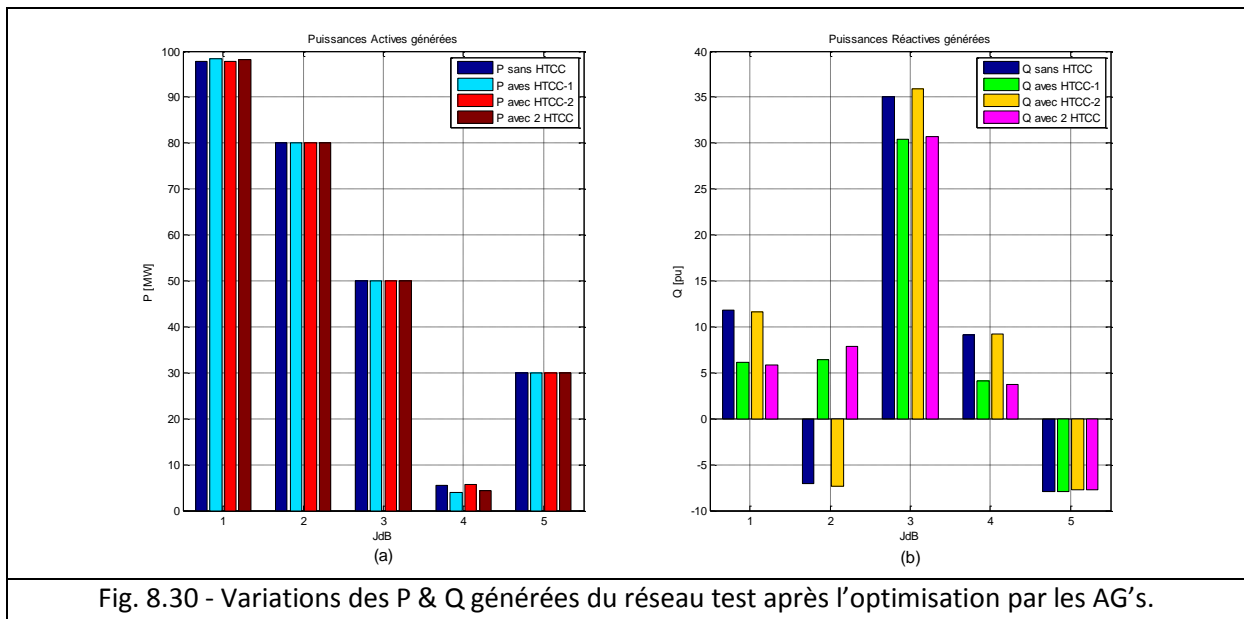
Essai 2 (HTCC-2 remplace la ligne 4-5), les pertes de la puissance actives au réseau et le coût sont, respectivement, 4.32 [MW] et 639.007 [\$/h].

Essai 3 (HTCC-1 et HTCC-2 remplacent les lignes 2-4 et 4-5, respectivement), Les pertes de la puissance actives au réseau et le coût sont, respectivement, 3.50 [MW] et 636.22 [\$/h].

Comme décrit, précédemment, dans la section 8.4.2d, pour le réseau test (IEEE 14 JdB modifié), il y a 18 variables de contrôle (4 puissances actives générées, 5 amplitudes de tensions, 5 rapports de transformation des transformateurs, 2 susceptances des SVC's et 2 ratios des transformateurs du HTCC).

Après l'optimisation, les solutions optimales obtenues par les AG's appliqués au réseau test sont regroupées dans le tableau 8.10. La figure 8.30 présente la variation des puissances actives et réactives optimales avec HTCC pour tous les essais de simulation.

Tab. 8.10 - Résumé de solution des AG's appliqué à l'EPO mixte AC/DC/AC du réseau test	
Résultats	EPO
	AG's
Pertes actives totales [MW]	3.42
Coût de la puissance active générée [\$/h]	635.92
Puissance active totale générée [MW]	262.44
Puissance réactive totale générée [MVAR]	39.14



Après l'optimisation, les résultats de l'EPOM CA/CC/CA obtenus par l'application des AG's en présence de dispositif FACTS (SVC) et le système HTCC sont donnés dans le tableau 8.11. Les variables de contrôle pour la meilleure solution du réseau test sont récapitulés dans le tableau 8.12.

TAB. 8.11 - Résultats de l'EPOM CA/CC/CA du réseau test obtenues par la méthode des AG's

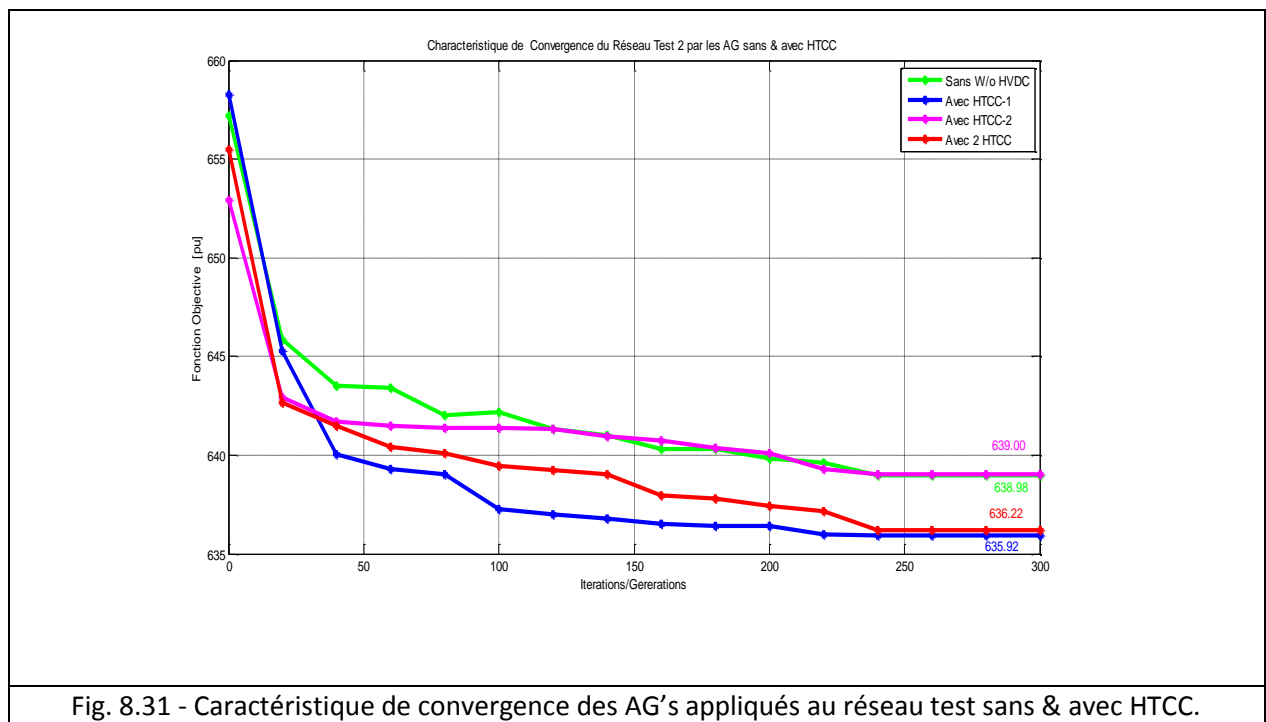
	EPO & EPOM							
	Sans HTCC		Avec HTCC-1		Avec HTCC-2		Avec 2 HTCC's	
	[MW]	V [pu]	[MW]	V [pu]	[MW]	V [pu]	[MW]	V [pu]
1	<b>97.86</b>	<b>1.060</b>	<b>98.41</b>	<b>1.060</b>	<b>87.72</b>	<b>1.060</b>	<b>98.204</b>	<b>1.060</b>
2	<b>80.000</b>	<b>1.045</b>	<b>80.00</b>	<b>1.045</b>	<b>80.000</b>	<b>1.045</b>	<b>80.00</b>	<b>1.045</b>
3	<b>50.000</b>	<b>1.040</b>	<b>50.000</b>	<b>1.040</b>	<b>50.000</b>	<b>1.040</b>	<b>50.00</b>	<b>1.040</b>
4	-	1.023	-	1.035	-	1.022	-	1.034
5	-	1.025	-	1.032	-	1.026	-	1.033
6	<b>5.472</b>	<b>1.070</b>	<b>4.033</b>	<b>1.070</b>	<b>6.61</b>	<b>1.070</b>	<b>4.323</b>	<b>1.070</b>
7	-	1.027	-	1.037	-	1.0276	-	1.036
8	<b>35.000</b>	<b>1.110</b>	<b>30.00</b>	<b>1.071</b>	<b>30</b>	<b>1.110</b>	<b>35.00</b>	<b>1.120</b>
9	-	1.049	-	1.058	-	1.0498	-	1.057
10	-	1.046	-	1.052	-	1.046	-	1.052
11	-	1.054	-	1.058	-	1.054	-	1.058
12	-	1.056	-	1.057	-	1.056	-	1.057
13	-	1.054	-	1.055	-	1.054	-	1.055
14	-	1.051	-	1.056	-	1.051	-	1.056
Coût [\$ /h]	638.98		635.92		639.007		636.22	
Pg [MW]	263.33		262.44		263.33		262.52	
Qg [MW]	40.85		39.14		41.67		40.38	
Q <sub>SVC-1</sub> [MVar]	0.05		14.12		-0.075		9.35	
Q <sub>SVC-2</sub> [MVar]	0.094		3.05		-1.024		7.62	
Pertes [MW]	4.31		3.42		4.32		3.50	

Tab. 8.12 - Variables de contrôle pour la meilleure solution du réseau test

N° du JdB	Sans HTCC				Avec HTCC			
	V <sub>G</sub> [MW]	V <sub>G</sub> [pu]	Tap	Q <sub>comp</sub> [pu]	P <sub>G</sub> [MW]	V <sub>G</sub> [pu]	Tap	Q <sub>comp</sub> [pu]
	1	97.86	1.06	1.0350	0.14	98.41	1.060	1.059
2	80.000	1.045	1.0251	80.00		1.045	1.0723	
3	50.000	1.040	1.0765	50.00		1.040	1.0459	
6	5.470	1.070	1.070	4.033		1.070	1.071	
8	35.00	1.100	1.0382	30.00		1.071	1.036	
2-4	-	-	1.074	-		-	1.062	
4-5	-	-	1.050	-		-	1.027	

La figure 8.31 montre la caractéristique de convergence des AG's appliqués au réseau test sans et avec HTCC pour les 3 essais précédents. La comparaison entre les amplitudes et les angles de phase des tensions pour l'EPOM CA/CC/CA obtenus par les AG's sans et avec FACTS (SVC) et le système HTCC appliquées au réseau test (IEEE 14 JdB) sont regroupé dans la figure 8.32.

Après l'optimisation, les pertes actives totales sont réduites de 13.64 [MW] à 3.50 [MW]. Dans ce cas, les pertes sont réduites d'une valeur de 75.27 [%]. Les pertes actives totales sont de 1.20 [%]  $P_g$ . Par contre, les pertes actives totales sont de 1.24 [%]  $P_d$ .



D'après les résultats de la figure 8.30, toutes les puissances active et réactive générées, les amplitudes et les angles de phase de tensions du réseau test sont dans les limites admissibles.

De la figure 8.31, On peut remarquer que les valeurs de la fonction objective sont obtenues à 240 itérations pour le cas sans système HTCC et 220 itérations pour le cas avec le système HTCC.

Le tableau 8.13 récapitulé les résultats de l'EPO CA/CC/CA obtenus par l'application des AG's en présence de dispositif FACTS et le système HTCC par la variation des paramètres de la méthode des AG's,



telle que, le nombre de population  $N_p$ , le coefficient de mutation  $C_m$ , le coefficient de sélection  $C_s$  et le nombre maximal de génération  $N_{gmax}$ .

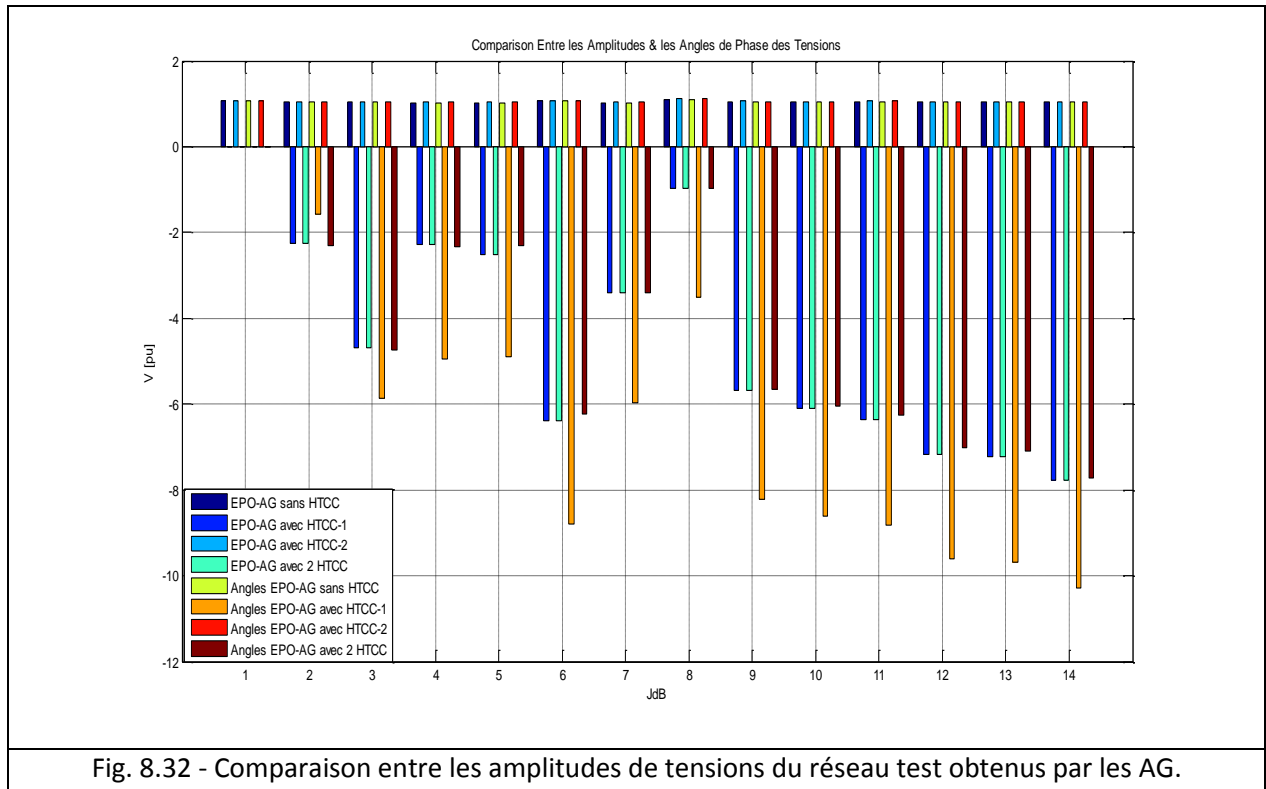


Fig. 8.32 - Comparaison entre les amplitudes de tensions du réseau test obtenus par les AG.

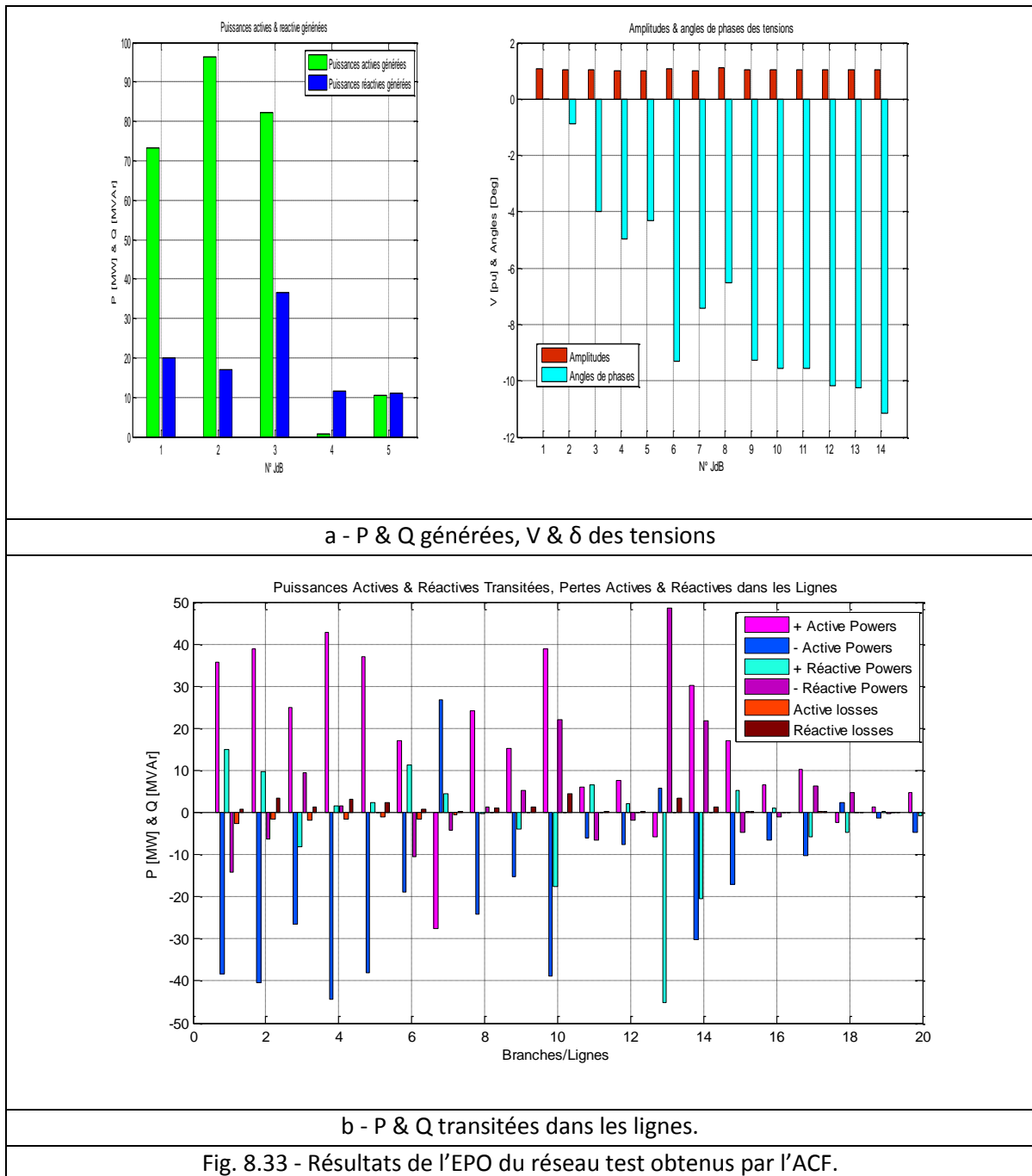
Paramètres de l'AG	Nombres de génération maximale Ng = 20							
	Ng= 50		Ng= 100		Ng = 150		Ng=200	
	N <sub>p</sub> = 10	C <sub>m</sub> =0.09	N <sub>p</sub> = 20	C <sub>m</sub> = 0.085	N <sub>p</sub> = 30	C <sub>m</sub> =0.095	N <sub>p</sub> = 40	C <sub>m</sub> = 0.08
G1 [MW]	97.907	11.768	97.896	11.770	97.900	11.769	97.887	11.772
G2 [MW]	80.000	-7.101	80.000	-7.103	80.000	-7.10	80.000	-7.105
G3 [MW]	50.000	35.009	50.000	35.009	50.000	35.009	50.000	35.008
G6 [MW]	5.4327	9.102	5.4430	9.1001	5.4388	9.101	5.4516	9.098
G8 [MW]	30.000	-7.910	30.000	-7.9108	30.000	-7.910	30.000	-7.910
Coût [\$ /h]	643.9962	636.582	638.98		639.81		638.90	
P <sub>GT</sub> [MW]	263.34		263.3395		263.33		263.34	
Q <sub>GT</sub> [MVar]	40.86		40.863		40.860		40.87	
Pertes [MW]	4.32		4.31		4.31		4.32	

### 8.4.4 - Application de l'algorithme d'optimisation de colonies de fourmis : ACF

#### 1 - EPO sans HTCC

L'application de la méthode d'optimisation de colonie de fourmis (ACF) est testée sur le réseau test (IEEE 14 JdB). Les paramètres utilisés pour exécuter cette méthode sont  $\beta = 11$ ,  $\rho = 0.6$  et  $q_0 = 0.3$ . Les limites maximales et minimales des amplitudes et des angles de phase de tensions sont, respectivement, 1.1 [pu], 0.95 [pu], 0 [deg] et -20 [deg]. L'optimisation par l'ACF à donner les résultats suivantes: les puissances actives générées sont, respectivement, 73.17 [MW], 96.45 [MW], 82.19 [MW], 0.70 [MW], 10.45 [MW], les puissances réactives générées sont, respectivement, 20.013 [MVar], 17.017 [MVar], 36.643 [MVar], 11.44

[MVAR], 11.016 [MVAR]. Les pertes actives au réseau et le coût de la puissance active générée sont, respectivement, 3.91 [MW] et 622.115 [\$/h]. La figure 8.33 montre, graphiquement, les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB, les puissances actives et réactives transitées dans toutes les lignes, respectivement.



## 2 - EPO mixte

Trois essais de simulation réalisés par la méthode OEP avec présence du système HTCC, données comme suite :

Essai 1 (HTCC-1 remplace la ligne 2-4), Les pertes actives totales au réseau et le coût sont, respectivement, 2.7 [MW] et 617.58 [\$/h].

Essai 2 (HTCC-2 remplace la ligne 4-5), les pertes de la puissance actives au réseau et le coût sont, respectivement, 3.931 [MW] et 621.92 [\$/h].

Essai 3 (HTCC-1 et HTCC-2 remplacent les lignes 2-4 et 4-5, respectivement), Les pertes de la puissance actives au réseau et le coût sont, respectivement, 2.75 [MW] et 618.308 [\$/h].

Pour le réseau test (IEEE 14 JdB modifié), il y a 18 variables de contrôle (4 puissances actives générées, 5 amplitudes de tensions, 5 rapports de transformation des transformateurs, 2 susceptances du SVC et 2 ration des transformateurs du HTCC).

Les figures 8.34-8.36 présentent les résultats de simulation, où, la figure 8.34a présente les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB de l'essai 1 et la figure 8.34b présente les puissances actives et réactives transitées dans toutes les lignes du réseau test de l'essai 1.

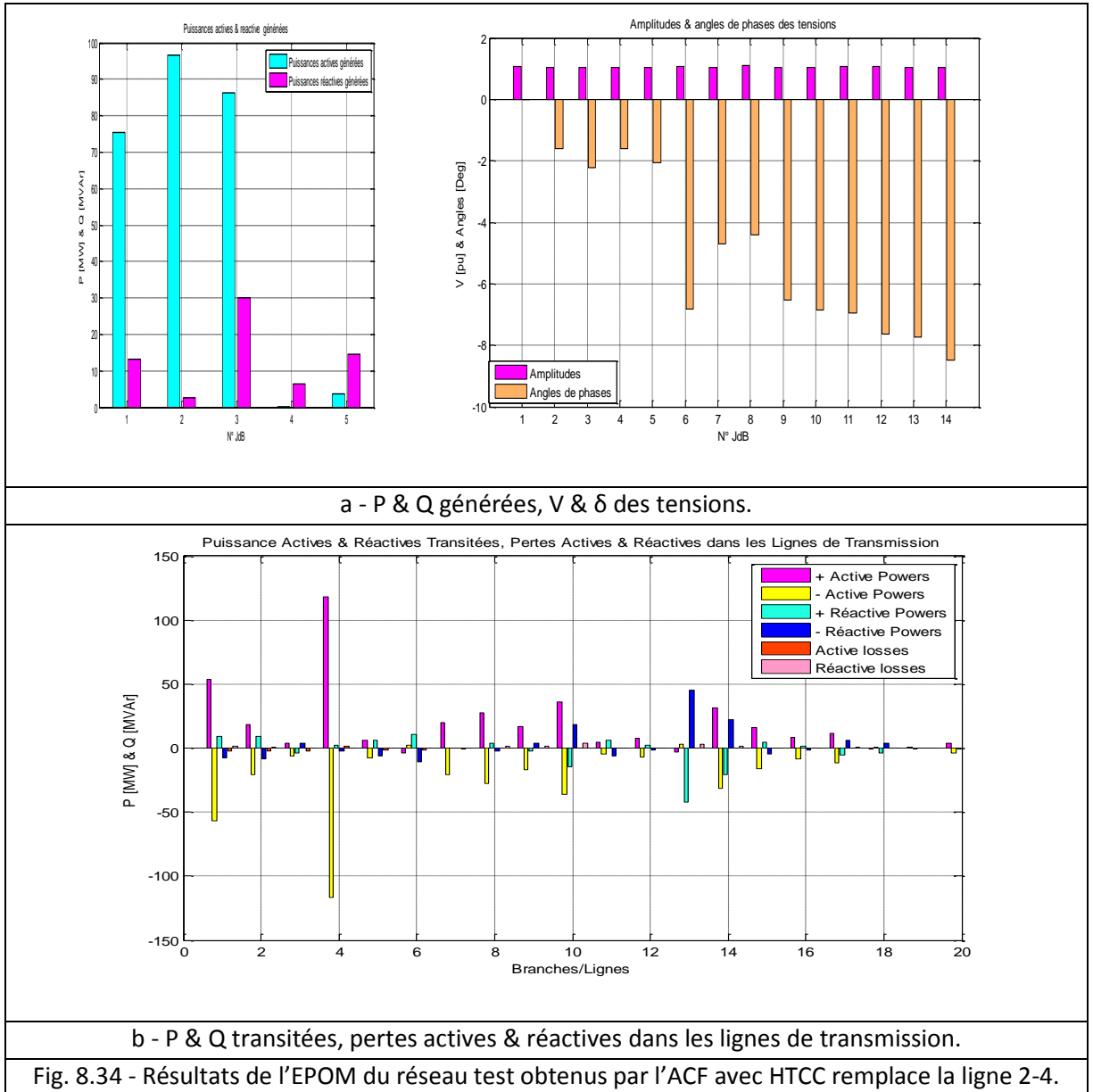


Fig. 8.34 - Résultats de l'EPOM du réseau test obtenus par l'ACF avec HTCC remplace la ligne 2-4.

La figure 8.35a montre les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB de l'essai 2 et la figure 8.35b montre les puissances actives et réactives transitées dans toutes les lignes de l'essai 2. La figure 8.36a présente les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase des tensions aux JdB de l'essai 3 et la figure 8.36b présente les puissances actives et réactives transitées dans toutes les branches du réseau de l'essai 3. La figure 8.37 montre une comparaison entre les puissances actives et réactives générées optimales avec HTCC pour les 3 essais de simulation précédents.

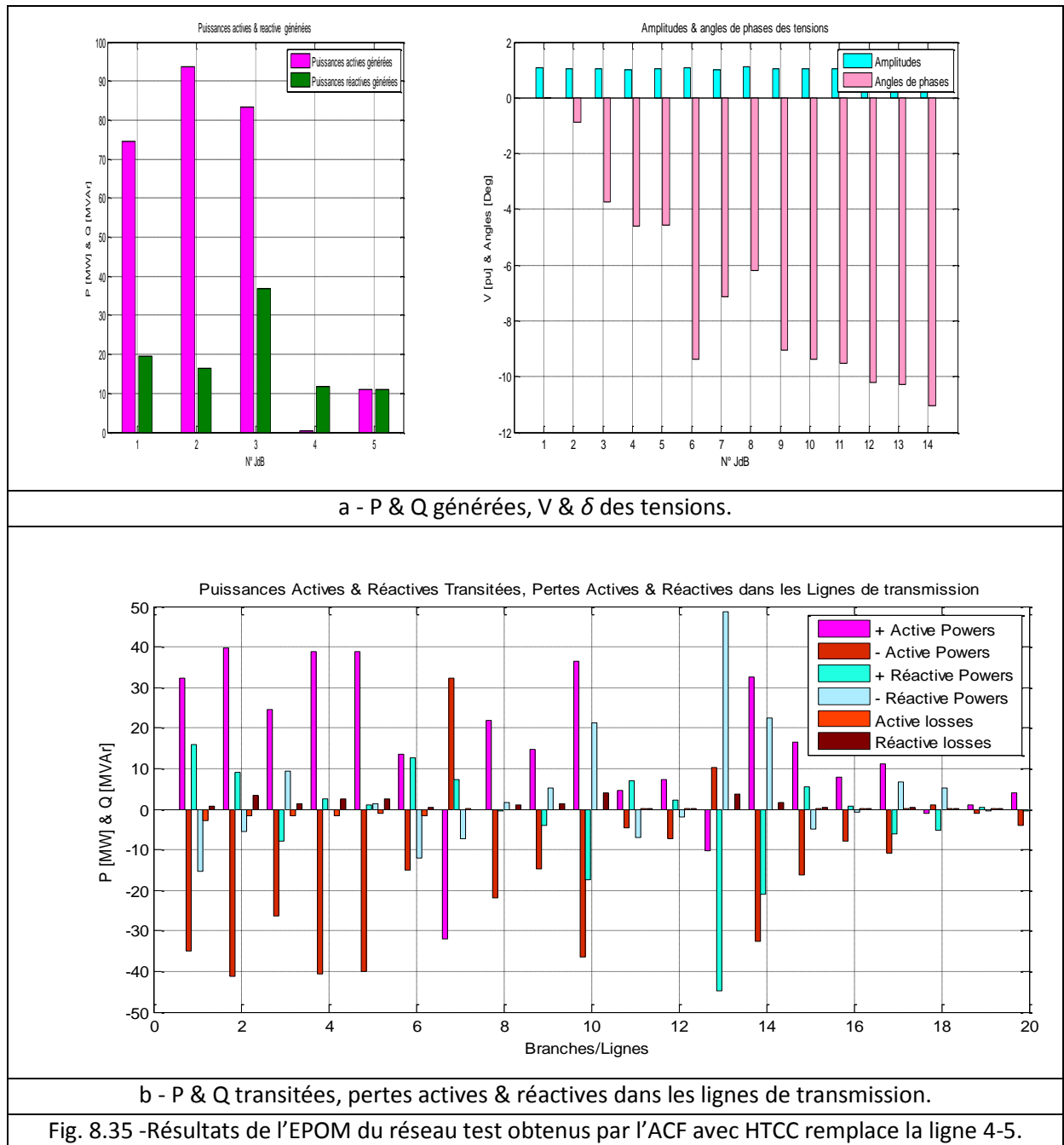
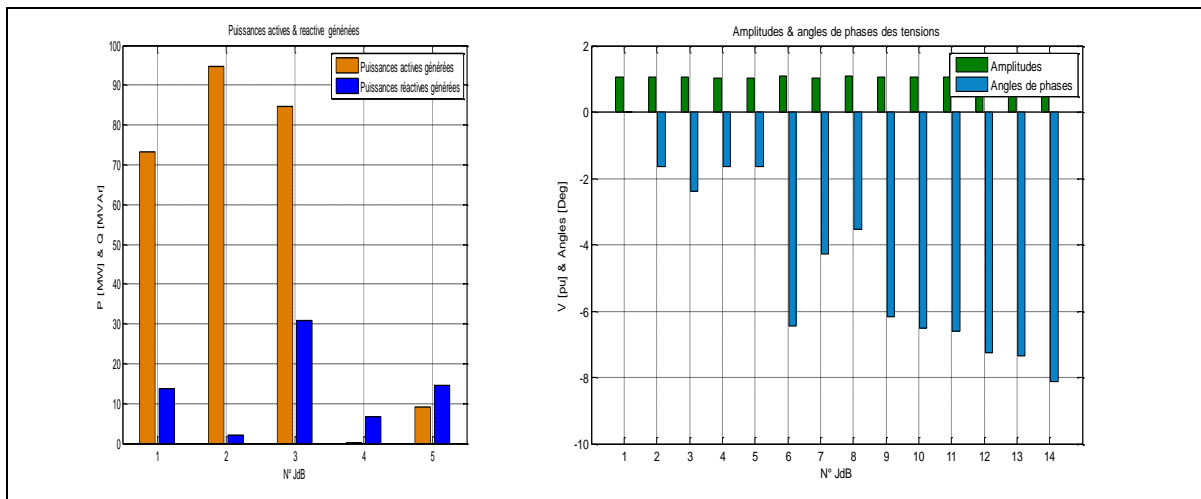


Fig. 8.35 -Résultats de l'EPOM du réseau test obtenus par l'ACF avec HTCC remplace la ligne 4-5.

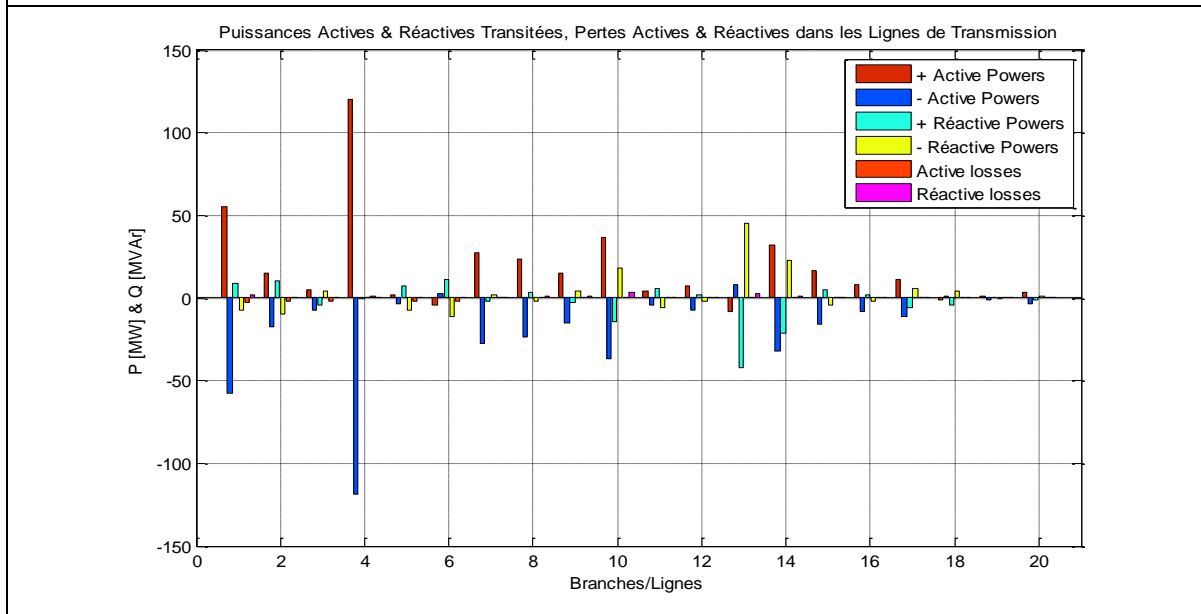
Après l'optimisation, les résultats de l'EPO mixte CA-CC-CA obtenus par l'ACF en présence de dispositif FACTS et le système HTCC sont montrées dans le tableau 8.14.

Après l'optimisation, les pertes actives totales de meilleures solutions sont réduites de 13.64 [MW] à 2.7 [MW]. Dans ce cas, les pertes sont réduites d'une valeur de 80.20 [%]. Les variables de contrôle pour la meilleure solution du réseau test sont montrées dans le tableau 8.15.

Après l'optimisation, les solutions optimales de l'ACF appliquée au réseau test sont regroupées dans le tableau 8.16. La figure 8.38 montre la caractéristique de convergence de l'ACF appliquée au réseau test sans HTCC et avec HTCC pour les 3 essais précédents. La comparaison entre les amplitudes de tensions des JdB pour l'EP et l'EPO mixte CA/CC/CA obtenus par l'ACF sans FACTS, avec FACTS et avec le système HTCC appliquée au réseau test (IEEE 14 JdB) et regroupé dans la figure 8.39.



a - P & Q générées, V &  $\delta$  des tensions.



b - P & Q transitées, pertes actives & réactives dans les lignes de transmission.

Fig. 8.36 - Résultats de l'EPOM CA/CC/CA du réseau test obtenus par l'ACF avec 2 HTCC.

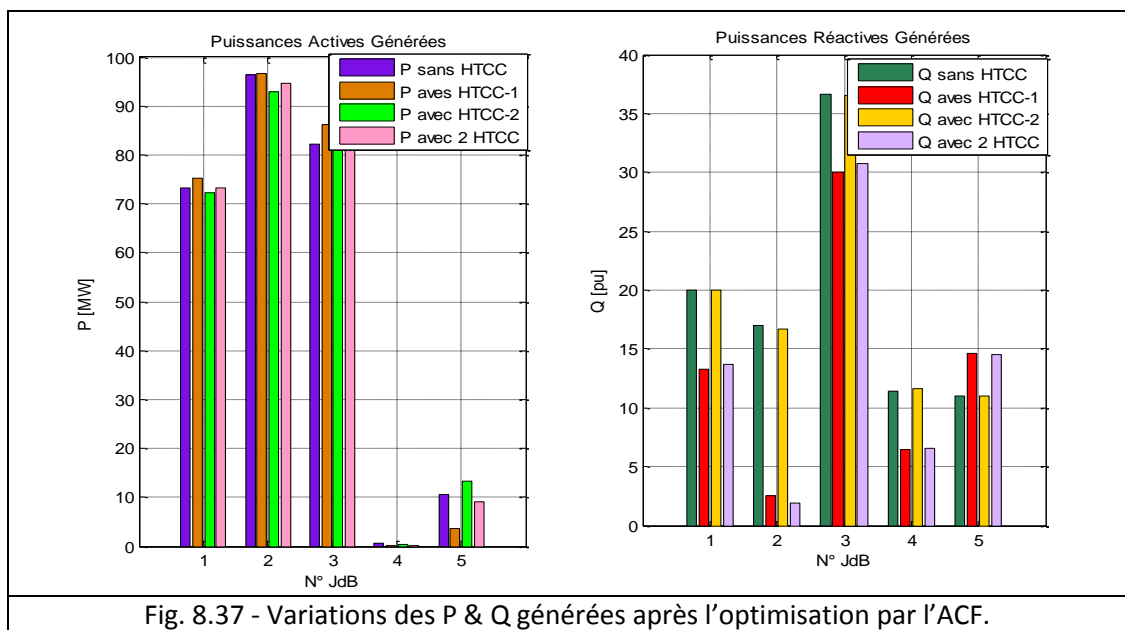


Fig. 8.37 - Variations des P & Q générées après l'optimisation par l'ACF.

Tab. 8.14 - Résultats de l'EPO mixte CA-CC-CA du réseau test obtenues par l'ACF

Paramètres	EPO &EPO							
	Sans HTCC		Avec HTCC-1		Avec HTCC-2		Avec 2 HTCC's	
	[MW]	V [pu]	[MW]	V [pu]	[MW]	V [pu]	[MW]	V [pu]
1	73.178	1.0600	75.306	1.0600	74.659	1.0600	88.0645	1.0600
2	96.458	1.0450	96.60	1.0450	93.682	1.0450	80.00	1.0450
3	82.195	1.0100	86.23	1.0500	83.391	1.0500	50.00	1.0500
4	-	1.0213	-	1.0337	-	1.0204	-	1.0335
5	-	1.0229	-	1.0311	-	1.0235	-	1.0308
6	0.703	1.0700	0.033	1.0700	0.297	1.0700	10.00	1.0700
7	-	1.0226	-	1.0279	-	1.0224	-	1.0278
8	10.451	1.1000	3.538	1.1000	10.92	1.1000	34.0629	1.1000
9	-	1.0453	-	1.0508	-	1.0455	-	1.0508
10	-	1.0423	-	1.0469	-	1.0425	-	1.0469
11	-	1.0526	-	1.055	-	1.0527	-	1.0550
12	-	1.0567	-	1.0570	-	1.0566	-	1.0570
13	-	1.0534	-	1.0542	-	1.0534	-	1.0542
14	-	1.0483	-	1.0518	-	1.0485	-	1.0518
Coût [\$ /h]	622.115		617.58		621.92		618.308	
Pg [MW]	262.11		262.054		262.951		261.776	
Qg [MW]	73.206		53.3651		95.44		67.459	
Q <sub>SVC-1</sub> [MVAR]	-0.282		-13.41		17.94		-4.51	
Q <sub>SVC-2</sub> [MVAR]	-0.0114		-6.71		4.00		-1.53	
Pertes [MW]	3.823		2.70		3.931		2.75	

D'après les résultats présentées dans le tableau 8.14 et la figure 8.37, toutes les puissances actives et réactives générées, les amplitudes et les angles de phase de tensions du réseau test sont dans les limites admissibles et semblables aux résultats donnés par la référence [194].

Tab. 8.15 - Variables de contrôle pour la meilleure solution du réseau test

N°JdB	Sans HTCC				Avec HTCC			
	[MW]	V [pu]	Tap	B <sub>svc</sub> [pu]	[MW]	V [pu]	Tap	B <sub>svc</sub> [pu]
1	73.178	1.0600	1.0314	-0.293	75.306	1.060	1.0350	-20.12
2	96.458	1.0451	1.0211		96.600	1.045	1.0415	
3	82.1950	1.0500	1.0315		86.23	1.000	1.0435	
6	0.703	1.0700	1.0680		0.033	1.070	1.0267	
8	10.451	1.1000	1.0372		3.538	1.110	1.0169	

Tab. 8.16 - Résumé de solution de l'EPO mixte CA/CC/CA du réseau test obtenues par l'ACF

Résultats	EPO mixte	
	ACF	MPPI
Pertes actives totales [MW]	<b>2.70</b>	<b>2.61</b>
Coût de la puissance active générée [\$ /h]	<b>617.58</b>	<b>617.19</b>
Puissance active totale générée [MW]	262.054	261.61
Puissance réactive totale générée [MVAR]	53.565	36.64

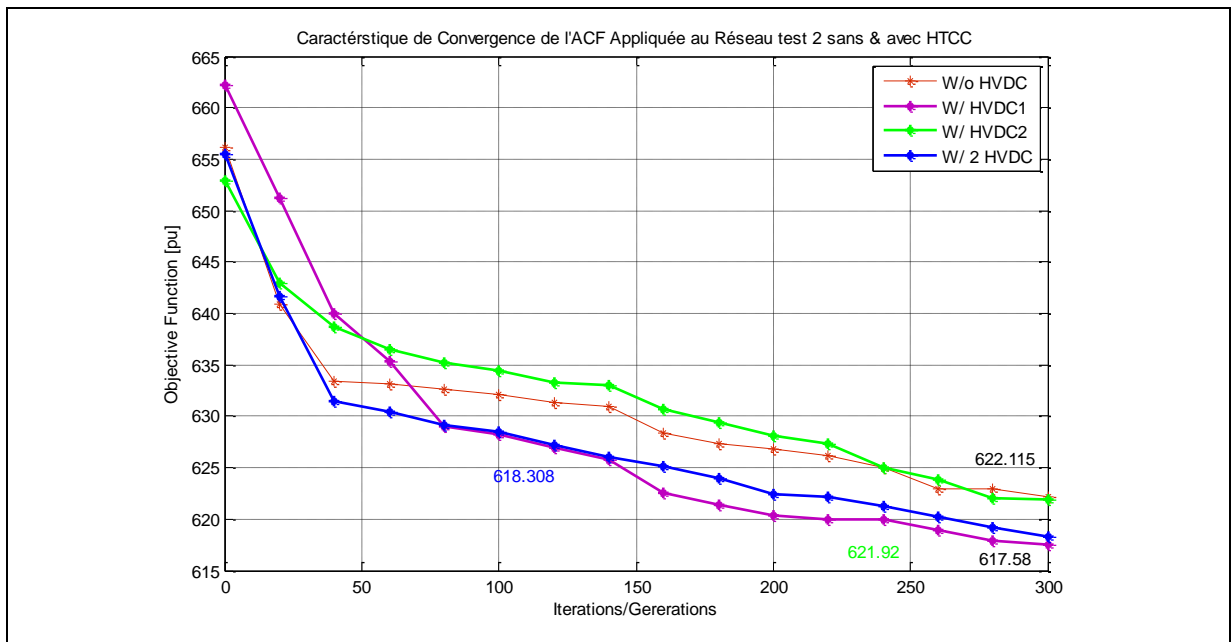


Fig. 8.38 - Convergence de l'ACF appliquée au réseau test.

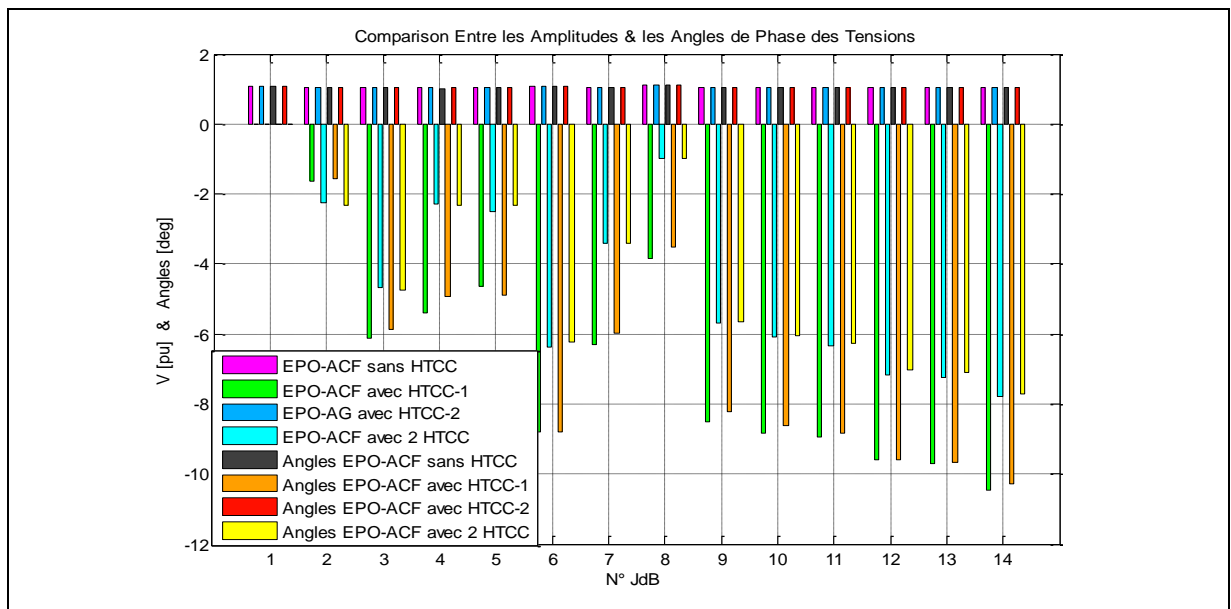


Fig. 8.39 - Comparaison entre les tensions du réseau test obtenus par l'ACF.

## 8.5 - PLACEMENT OPTIMAL DES SYSTEMES FACTS

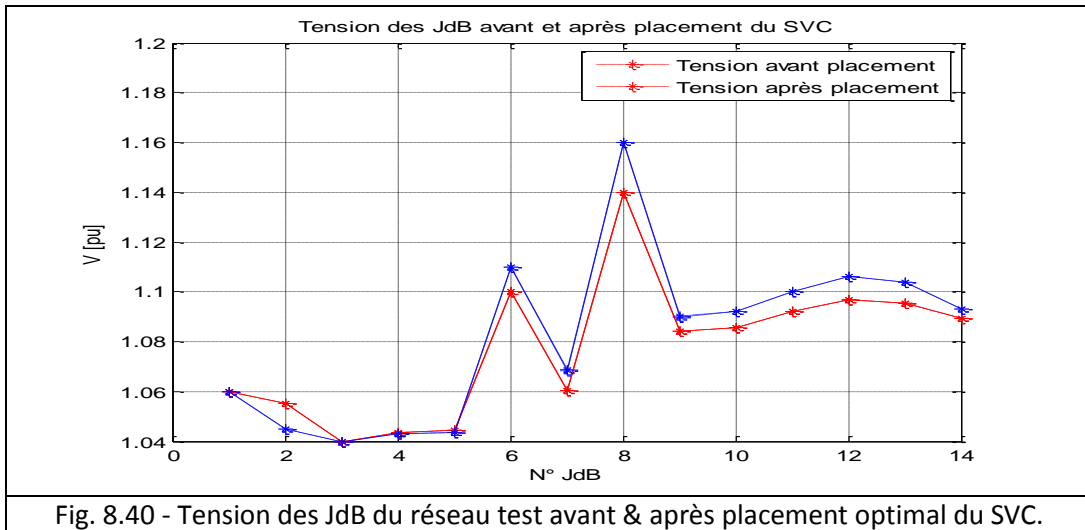
### 8.5.1 - Placement optimal du compensateur : SVC

Le but de cette partie d'étude est de trouver le meilleur endroit d'emplacement du SVC nécessaire pour ou réduire au minimum les pertes active et le coût de génération des puissances actives. Comme expliqué précédemment, l'optimisation est faite sur 2 paramètres: l'endroit et la taille. De cette manière, le SVC est considéré comme un compensateur avec une puissance réactive compensée  $Q_{SVC}$  variant de manière continue entre  $Q_{SVC-max}$  et  $Q_{SVC-min}$  [pu]. L'endroit optimal d'emplacement du SVC est considéré comme une variable. Le problème est formulé comme une optimisation multi-objective considérant la minimisation des pertes actives et du coût. Alors, les pertes de puissance sont calculées au point minimal.

Par l'utilisation de l'algorithme génétique, le tableau 8.17, récapitulé un échantillon de points résultats avec les pertes, les endroits sélectionnés, les susceptances et les puissances réactives compensées.

L'emplacement optimal du SVS par l'application de l'algorithme génétique à donnée les résultats des tensions montées dans la figure 8.40.

Quantités	V [pu] avant placement	V [pu] Après placement	JdB optimal	B <sub>SVC</sub>	Pertes	Q <sub>SVC</sub>
1	1.0844	1.0900	9	0.176	3.25	17.6
2	1.0892	1.0931	14	0.181	3.31	18.1
3	1.0442	1.0435	5	0.152	2.97	15.2
4	1.0435	1.0430	4	0.195	3.47	19.5
5	1.0603	1.0686	7	0.184	3.27	18.4
Pertes actives avant l'emplacement				13.47		
Pertes actives après l'emplacement				2.95		
Coût de la puissance active générée [\$/h]				617.18		



### 8.5.2 - Placement optimal du STATCOM

L'emplacement optimal du STATCOM par l'application de l'algorithme génétiques à donnée les résultats récapitulées dans le tableau 8.18 et les figures 8.41 et 8.42.

Pertes actives avant l'emplacement [MW]	13.3731
Pertes actives après l'emplacement [MW]	3.12
Meilleur endroit d'emplacement	12
Puissance réactive compensée [MVar]	11.9896

Les FACTS ont l'aptitude de changer les paramètres du réseau d'une manière efficace et rapide. Donc, il est clair que les FACTS peuvent améliorer la fiabilité et la stabilité du système, et aussi de réduire, les pertes et le coût de génération. Plusieurs critères de choix des emplacements peuvent être appliqués. Pratiquement, le critère le plus important est le critère économique, qui consiste à augmenter les capacités de transfert et réduire les pertes et le coût de génération des puissances actives des générateurs. La méthode AG présentée ici est basée sur le critère économique, c'est une approche générale qui peut être utilisée pour le choix des emplacements des FACTS avec d'autres critères.



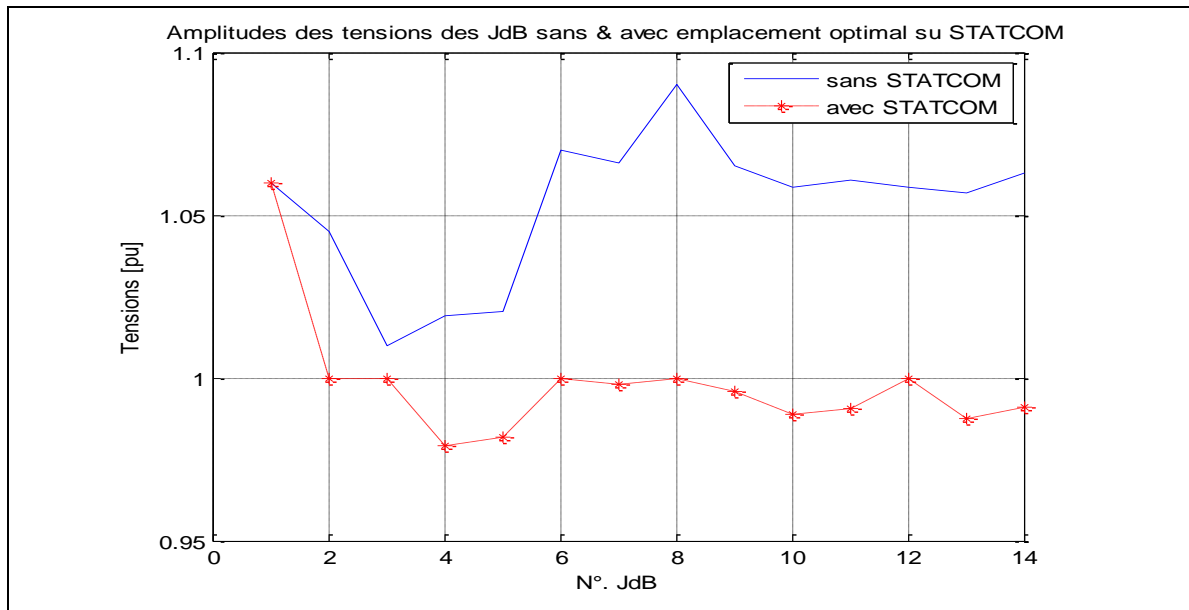


Fig. 8.41 - Tension des JdB du réseau test avant & après placement optimal du STATCOM.

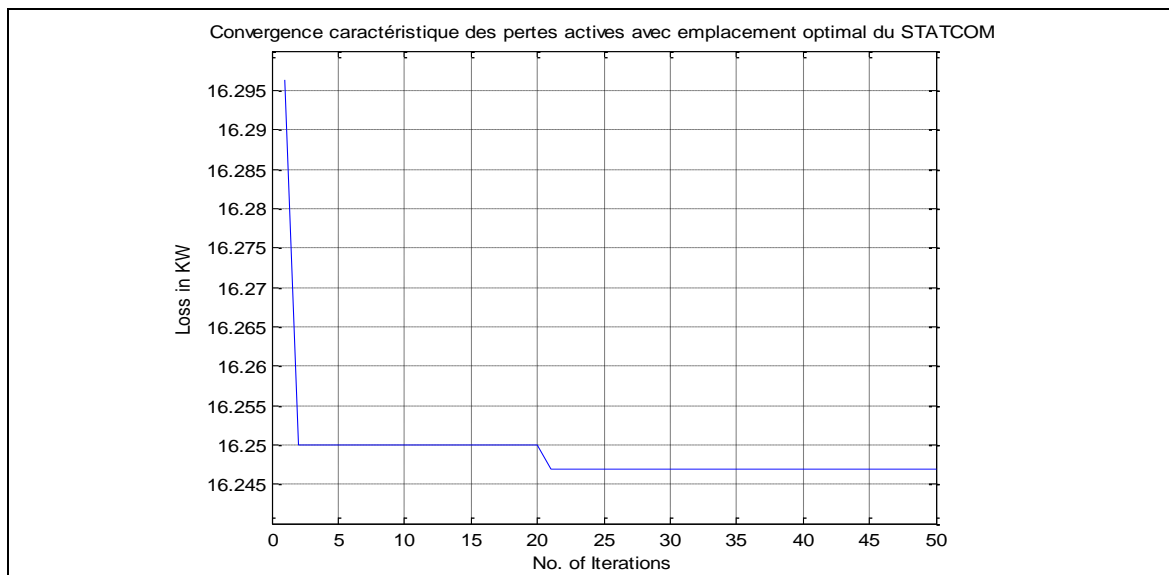


Fig. 8.42- Pertes actives du réseau test après placement optimal du STATCOM.

### 8.6 - RESULTATS, COMPARAISON & COMMENTAIRES

Dans cette section, nous présentons les résultats des tests effectués sur les réseaux test pour valider nos résultats. Les calculs de l'EPO et de l'EPO mixte AC/DC/AC, la minimisation des pertes dans les réseaux et du coût ont été faits après plusieurs simulations répétitives par des méthodes classiques et modernes méta-heuristiques.

Plusieurs cas sont traités, afin de réduire les pertes actives totales du réseau. L'influence des contrôleurs FACTS sur la minimisation des pertes du réseau et considérée est remarquable (apparente). Différentes valeurs des pertes ont été obtenues par l'application des différents types de contrôleurs FACTS en changeant leur endroit d'installations. Au cours de ce travail, nous avons estimé inutile de présenter tous les cas :

- ✓ Pour un SVC installé au JdB 9, les pertes totales de la puissance active, les puissances active et réactive générées avant l'optimisation sont, respectivement, 12.145 [MW], 271.17 [MW] et 100.88 [MVar]. Le générateur  $G_1$  absorbe une quantité de la puissance réactive de 19.75 [MVar].
- ✓ Pour un SVC installé au JdB 14, les pertes totales de la puissance active, les puissances active et réactive générées avant l'optimisation sont, respectivement, 12.501 [MW], 271.52 [MW] et 146.75 [MVar]. Le générateur  $G_2$  absorbe une quantité de la puissance réactive de 7.52 [MVar].
- ✓ Pour 2 SVC installé aux JdB's 9 et 14, les pertes totales de la puissance active, les puissances active et réactive générées avant l'optimisation sont, respectivement, 12.10 [MW], 271.30 [MW] et 68.4 [MVar].
- ✓ Pour un STATCOM installé au JdB 9, les pertes totales de la puissance active sont de 13.13 [MW]. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 272.15 [MW] et 128.4 [MVar].
- ✓ Pour un STATCOM installé au JdB 14, les pertes totales de la puissance active sont de 12.93 [MW]. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 271.96 [MW] et 105.32 [MVar].
- ✓ Pour un TCSC installé dans la ligne  $L_{2-4}$  au JdB 2, les pertes totales de la puissance active sont de 12.92 [MW]. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 271.94 [MW] et 104.28 [MVar]. On remarque que le générateur  $G_2$  a changé de JdB type PV à un JdB type PQ.
- ✓ Pour un TCSC installé dans la ligne  $L_{4-5}$  au JdB 4, les pertes totales de la puissance active sont de 14.42 [MW]. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 273.44 [MW] et 112.69 [MVar]. On remarque que le générateur  $G_2$  a changé de JdB type PV à un JdB type PQ.
- ✓ Pour un UPFC installé dans la ligne  $L_{2-4}$  au JdB 2, les pertes totales de la puissance active sont de 12.68 [MW]. Les puissances actives et réactives générées sont, respectivement, 171.71 [MW] et 108.30 [MVar].
- ✓ Pour un UPFC installé dans la ligne  $L_{4-5}$  au JdB 4, les pertes totales de la puissance active sont aussi, de 12.68 [MW]. Les puissances actives et réactives générées sont, respectivement, 171 [MW] et 108.3 [MVar]. On remarque que les pertes dans les 2 cas installation de l'UPFC dans la ligne  $L_{2-4}$  au JdB 2 et dans la ligne  $L_{4-5}$  au JdB 4 sont les mêmes.

Vus les résultats obtenus sans HTCC présentés dans le tableau 8.8 et les figures 8.16 - 8.21, on peut remarquer que les puissances active et réactive générées totales et les pertes totales de la puissance active sont, respectivement, 271.32 [MW], 100.39 [MVar] et 12.12 [MW] sans FACTS et 271.30 [MW], 68.4 [MVar] et 12.10 [MW]. Ces valeurs sont presque les mêmes que ceux données par les références [15] & [194]. Dans le cas en présence du HTCC, les puissances active et réactive générées totales sont, respectivement, 2170.2 [MW], 272.3 [MW] et 270.4 [MW], 67.8 [MVar], 66.4 [MVar] et 66.6 [MVar]. Les pertes totales de la puissance active avant l'optimisation sont de 11.24 [MW], 13.3 [MW] et 11.44 [MW]. Ces valeurs sont presque les mêmes que ceux données par les références [108] & [194].

Vus les résultats présentées dans les tableaux 8.3-8.4 et les figures 8.15-8.21, après l'optimisation par la méthode du PI sans HTCC, on a réduit les pertes totales de la puissance active de 12.12 [MW] à 3.96 [MW] et le coût total de génération est de 621.79 [\$/h] dans le cas sans FACTS et de 12.10 [MW] à 3.77 [MW] et le coût total de génération est de 621.21 [\$/h] dans le cas avec FACTS. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 263 [MW] et 69.6 [MVar] sans FACTS, 262.8 [MW] et 33.7 [MVar] avec FACTS. Dans le cas de présence du HTCC, les pertes totales de la puissance active et le coût total de génération sont, respectivement, 2.61 [MW], 3.76 [MW] et 2.66 [MW], 617.19 [\$/h], 621.12 [\$/h] et 617.35 [\$/h]. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 261.6 [MW], 262.8 [MW], 261.5 [MW], 36.6 [MVar], 33.4 [MW] et 36.5 [MVar],

Vus les résultats présentées dans les tableaux 8.5-8.8 et les figures 8.16-8.28, après l'optimisation par la méthode de l'OEP sans HTCC, on a réduit les pertes totales de la puissance active de 12.10 [MW] à 3.82 [MW] et le coût total de génération est de 638.87 [\$/h]. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 262.11 [MW] et 73.20 [MVar]. Dans le cas de présence du HTCC, les pertes totales de la puissance active et le coût total de génération sont, respectivement, 3.03 [MW], 3.821 [MW] et 3.10 [MW],

636.34 [\$/h], 638.90 [\$/h] et 636.58 [\$/h]. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 262.05 [MW], 263.11 [MW], 262.28 [MW], 53.36 [MVar], 74.10 [MVar] et 54.37 [MVar].

Vus les résultats présentées dans les tableaux 8.9-8.13 et les figures 8.29-8.32, après l'optimisation par la méthode des AG sans HTCC, on a réduit les pertes totales de la puissance active de 12.12 [MW] à 4.31 [MW] et le coût total de génération est de 638.98 [\$/h]. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 263.33 [MW] et 40.85 [MVar]. Dans le cas de présence du HTCC, les pertes totales de la puissance active et le coût total de génération sont, respectivement, 3.42 [MW], 4.32 [MW] et 3.50 [MW], 635.92 [\$/h], 639.009 [\$/h] et 636.22 [\$/h]. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 262.44 [MW], 263.33 [MW], 262.52 [MW], 53.36 [MVar], 74.10 [MVar] et 54.37 [MVar].

Vus les résultats présentées dans les tableaux 8.14 - 8.16 et les figures 8.33 - 8.39, après l'optimisation par l'ACF sans HTCC, on a réduit les pertes totales de la puissance active de 12.12 [MW] à 3.91 [MW] et le coût total de génération est de 622.115 [\$/h]. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 262.96 [MW] et 96.12 [MVar]. Dans le cas de présence du HTCC, les pertes totales de la puissance active et le coût total de génération sont, respectivement, 2.7 [MW], 3.93 [MW] et 2.75 [MW], 617.58 [\$/h], 622.92 [\$/h] et 618.308 [\$/h]. Les puissances active et réactive générées sont, respectivement, 262.054 [MW], 262.951 [MW], 261.776 [MW], 53.365 [MVar], 95.44 [MVar] et 67.459 [MVar]. Ces valeurs sont presque les mêmes que ceux données par les références [110], [125], [215] & [239].

L'application de l'algorithme génétique pour l'emplacement optimal du SVC et du STATCOM montre que le JdB 12 est le meilleur endroit d'emplacement du STATCOM pour minimiser les pertes actives et le coût de génération de la puissance active générée.

On peut noter que les coûts de 621.12 [\$/h] trouvé par la méthode du PI appliquée au réseau test sont plus petits que les autres méthodes.

Le tableau 8.19 récapitulés les résultats de simulation obtenus par le SVC, le STATCOM, le TCSC, l'UPFC et l'HTCC installés dans le réseau.

FACTS	Endroit d'installation		Pertes actives totales [MW]								
	JdB	Lignes	EP	PMI		OEP		AG		ACF	
				EPO	EPOM	EPO	EPOM	EPO	EPOM	EPO	EPOM
Sans FACTS	-	-	6.12	3.96	2.61	3.82	3.03	4.31	3.42	3.91	2.70
SVC	9	-	12.145								
	14	-	12.501								
	9 & 14	*	12.10								
STATCOM	9	-	13.13								
	14	-	12.93								
TCSC	3	L <sub>2-4</sub>	12.92								
	4	L <sub>4-5</sub>	14.42								
UPFC	3	L <sub>2-4</sub>	12.68								
	4	L <sub>4-5</sub>	12.68								
HVDC	-	L <sub>2-4</sub>	11.24								
	-	L <sub>4-5</sub>	13.30								
	-	2HVDC	11.44								

## 8.7- CONCLUSIONS

L'EPO est un problème d'optimisation multi-variable à fonction objective non linéaire. Ce problème d'optimisation peut être traité par différentes méthodes numériques après avoir supposé quelques simplifications et traitements spéciaux. Ces méthodes peuvent mener à des minimums locaux et parfois à une divergence.

Dans ce chapitre, on a détaillé le calcul de l'EPO et l'EPOM en utilisant les méthodes classiques et méta-heuristiques (MPI, l'OEP, les GA et l'ACF). Mais, il reste le choix optimal des paramètres de ces méthodes comme problème principal. Les résultats de l'application de ces méthodes sur le réseau test IEEE 14JdB sont satisfaisants comparés avec ceux trouvés par les méthodes utilisées par différents auteurs [108], [110], [125], [191], [194] & [215].

Dans la première partie, on a vu comment réaliser une étude classique d'EP. On a calculé la matrice d'admittances nodales et les puissances transitées dans les lignes par la MNR sans présence des FACTS.

Dans la deuxième partie, on a réalisé une étude de l'EP en présence des dispositifs FACTS, tels que le SVC, le STATCOM, le TCSC et l'UPFC et aussi le HTCC. La troisième partie est une étude de l'EPO et de l'EPOM par une technique classique (MPI) et les méthodes méta-heuristiques (l'OEP, les AG et l'ACF).

Dans cette étude, nous avons utilisé le logiciel MATLAB pour implémenter des méthodes d'optimisation classiques et modernes pour l'EPO et l'EPOM d'un réseau électrique normal et mixte. Les algorithmes proposés calculent les puissances actives et réactives générées, les tensions des toutes les JdB du réseau (amplitudes et angles de phase), les rapports des transformateurs et la puissance réactive compensée par les différents compensateurs (FACTS), les paramètres de dispositif utilisé et du HTCC afin de minimiser les pertes de la puissance active et le coût de génération du réseau en régime permanent. La qualité des solutions candidates est évaluée à chaque itération de l'algorithme à l'aide d'une analyse de l'EP. Pour ce faire, nous avons développé des programmes d'implémentations de l'algorithme de NR (c'est la méthode la plus performante puisqu'elle nécessite un nombre d'itérations beaucoup plus petit avant de converger). Nos implémentations utilisent des modifications introduites dans la topologie des réseaux étudiés afin de permettant d'améliorer la sécurité du système et d'améliorer aussi, la fonction objective et sa vitesse de convergence avec une meilleure qualité de la solution en respectent les limites et les contraintes posés dans le chapitre 7.

Les méthodes d'optimisation utilisées, PI, PSO, AG et ACF utilisent donc, la méthode de calcul NR pour obtenir l'état complet des réseaux associés aux solutions candidats. La qualité de ces solutions est évaluée à l'aide d'une fonction d'aptitude qui intègre l'objectif d'optimisation ainsi que les contraintes d'égalités et d'inégalités. La stratégie d'optimisation proposée exécute les méthodes méta-heuristiques sur plusieurs phases afin d'éviter une convergence prématurée et de stimuler davantage l'exploration de l'espace de recherche. Les algorithmes utilisés sont testés sur un réseau standard de l'IEEE, à savoir le réseau d'IEEE 14 JdB. Les résultats sont comparés à ceux obtenus par quelques références afin de valider l'exactitude de nos implémentations. Les solutions calculées sont meilleurs à celles obtenues par les méthodes antérieures publiées dans la littérature.

---

## **CHAPITRE IX**

# **CONCLUSIONS & PERSPECTIVES**

---

## 9 - CONCLUSIONS & PERSPECTIVES

### 9.1 - CONCLUSIONS

L'électricité est la forme d'énergie très difficile à stocker et la plus polyvalente au monde. Il est donc, nécessaire, à tout instant d'équilibrer le réseau, en d'autres termes de s'assurer que l'électricité injectée sur le réseau par les producteurs est égale à la consommation l'électricité soutirée sur le réseau par les consommateurs. Si l'écart entre production et consommation augmente trop, le réseau subit des écarts de fréquence et de tension dommageables pour les équipements du réseau et ceux des consommateurs.

Or l'infrastructure nécessaire pour la produire, le transport, la distribution et l'utiliser est plus que centenaire. Le réseau de transport électrique couvre, habituellement, une grande surface et permet d'acheminer l'énergie électrique des centrales de production aux postes électriques. Sa structure est, légèrement, maillée de façon à améliorer la fiabilité du système et à offrir une meilleure flexibilité au niveau du contrôle de la production d'énergie électrique.

Face à la saturation des réseaux de puissance, les compagnies d'énergie électrique exploitent de plus en plus leurs réseaux près des limites de sécurité. Cette situation engendre des problèmes d'exploitation, notamment pour le contrôle des flux de puissance, le maintien d'un profil de tension acceptable, la surveillance des reports de charge, ..., etc. A cet effet, l'aspect sécurité prend une grande importance et des recherches sont entreprises dans différents pays pour trouver des moyens susceptibles d'améliorer la sécurité et rendre l'exploitation des réseaux plus flexible. De plus, la production de l'énergie, son transport ainsi que sa distribution, ont connu un très grand développement grâce à l'évolution rapide de l'électronique de puissance dans la dernière décennie.

L'expansion continue des réseaux de transport d'énergie montre les limites des capacités de transit des systèmes existants. Les gestionnaires de réseaux sont contraints d'exploiter le système au plus près de ses limites thermiques et dynamiques, alors que les consommateurs sont de plus en plus exigeant quant à la qualité de l'énergie et à la continuité de service. L'amélioration de la qualité de l'énergie, l'augmentation de la capacité transitée et le contrôle des réseaux existants peuvent être obtenus grâce à la mise en place de nouvelles technologies de transport flexibles en courant alternatif (FACTS).

Les systèmes FACTS est un terme générique désignant les technologies qui augmentent, considérablement, la capacité des lignes de transport électriques, tout en préservant, voire en rehaussant, la stabilité et la fiabilité d'un système d'énergie. Les systèmes FACTS accroissent l'efficacité du transport d'électricité en supprimant les goulots d'étranglement et alimentent le réseau en sources d'énergie intermittentes de manière sûre. Le terme flexible fait référence à la capacité du réseau de s'ajuster automatiquement en fonction des conditions d'exploitation pour garder une bonne marge de sécurité statique et dynamique.

L'évolution des réseaux électriques combinés avec les réseaux et les infrastructures des technologies de l'information et de la communication a donné lieu à une nouvelle génération de réseaux appelés réseaux électriques intelligents. Ces réseaux ont des exigences, relativement, aux architectures de communication et des services. Cette génération de réseaux requiert, également, la mise en œuvre de services pour leur monitoring et leur surveillance. Les installations FACTS contribuent alors, largement, au développement de réseaux intelligents.

Le dispositif de transport d'énergie électrique à haute tension en courant continu HTCC est une technologie révolutionnaire appelée à gagner en importance à mesure du développement de réseaux intelligents. Grâce au transport HTCC, les fournisseurs d'énergie améliorent la fiabilité de leurs réseaux en les interconnectant avec les réseaux environnants, y compris en échangeant l'électricité en fonctionnant à des fréquences différentes. Cette technologie permet, également, d'alimenter le réseau en énergie de manière intermittente à un niveau de tension préservant la stabilité de l'approvisionnement en électricité.

Une très grande partie des pertes de puissance dans les réseaux électrique sont attribuées à ceux dits de distribution. Sur l'ensemble de la puissance véhiculée par les réseaux de distribution, les pertes de la puissance sont d'une valeur n'est pas négligée. Le niveau de ces pertes conjuguée à l'orientation portant dérégulation du marché de l'électricité ont poussé les compagnies de distribution à accorder un sérieux intérêt au problème des pertes dans les réseaux de distribution afin d'augmenter la transmission de puissance de ces derniers avant de penser à investir dans la construction de nouvelles lignes.

Le problème de l'EPO et/ou de l'EPOM est l'un des principaux problèmes rencontrés par les ingénieurs d'études des réseaux électriques qui utilisent les outils de la recherche opérationnelle. En raison de non convexité introduite par les équations de l'écoulement de puissance, ce problème est un problème d'optimisation avec contraintes qui est très difficile à résoudre et reste encore aujourd'hui un sujet de recherche d'intérêt.

Les progrès technologiques dans les domaines de l'information et des communications ont permis la modernisation du réseau électrique pour former le réseau électrique intelligent. Le déploiement d'un grand nombre de compensateurs, des FACTS, des HTCC, des capteurs jumelés à un système de communication bidirectionnelle robuste permet la surveillance et le contrôle en temps réel de la production, du transport et de la distribution de l'énergie électrique. Plusieurs des problèmes d'optimisation impliqués sont à grande échelle, non linéaires, non convexes et à variables mixtes. Ils sont souvent trop complexes pour résolu, efficacement, par les méthodes d'optimisation classiques déterministes et nécessitent, généralement, l'emploi des méthodes intelligentes (méta-heuristiques).

L'implémentation du réseau électrique intelligent demande un investissement matériel important, mais aussi le développement de programmes logiciels capables d'analyser l'état du réseau et de calculer les signaux de contrôle qui assurent l'opération optimale du système. Plusieurs des problèmes de contrôle impliqués s'expriment sous forme de problèmes d'optimisation. Sans donner une liste exhaustive, des exemples de problèmes d'optimisation pour le contrôle des réseaux intelligents sont, au niveau du déploiement du système et le calcul des locations optimales pour l'installation des dispositifs FACTS et du HTCC.

La complexité des problèmes liés aux réseaux électriques intelligents fait en sorte qu'il est souvent difficile d'utiliser des méthodes classiques, compte tenu du manque de flexibilité dans les cas d'intégrer diverses contraintes spécifiques. L'optimisation des réseaux électriques intelligents par l'implémentation de méta-heuristiques est un sujet de recherche d'importance pour trois raisons principales. Premièrement, le réseau électrique intelligent est un phénomène récent et en pleine expansion qui soulève une multitude de défis d'ingénierie, entre autres au niveau du contrôle et de l'optimisation. Deuxièmement, étant donné l'envergure du système électrique, les bénéfices d'un progrès technologique, aussi petit qu'il soit, sont simplement énormes. Troisièmement, plusieurs des problèmes d'optimisation impliqués ne peuvent être résolu, efficacement, par des techniques classiques. Les techniques modernes sont donc, une technologie émergente du domaine intelligent qui pourrait permettre d'attaquer la complexité de ces problèmes grâce à leur architecture massive.

Plusieurs des problèmes d'optimisation liés au contrôle des réseaux électriques intelligents sont trop complexes pour résolu, efficacement, par un programme séquentiel sur CPU. Les techniques actuelles utilisent des approximations afin de réduire la complexité des problèmes et de rendre traitables par les méthodes d'optimisation classiques. Les solutions calculées sont optimales d'après la formulation simplifiée utilisée. Pour éviter ces approximations, il est possible de recourir aux méta-heuristiques, mais celles-ci engendrent souvent des temps d'exécution trop longs ce qui limite leurs utilisations pour l'optimisation en ligne comme le contrôle des réseaux intelligents.

L'application considérée dans cette thèse est l'EPOM d'un réseau électrique par l'utilisation des dispositifs FACTS. L'EPOM consiste à calculer les réglages optimaux d'un système électrique mixte en régime permanent afin de satisfaire la demande en énergie tout en optimisant une ou plusieurs fonctions

objectives. Au cours des années, cette formulation a évolué de façon à mieux représenter la réalité des réseaux électriques et à inclure des contraintes de sécurité, des variables de contrôle discrètes et des fonctions multi-objectives.

Il s'agit donc, d'un problème d'optimisation à grande échelle, non linéaire, non convexe et à variables mixtes. Les solutions antérieures au problème de l'EPOM peuvent être divisées en deux catégories : les méthodes déterministes et les méthodes non déterministes. Dans cette thèse, nous proposons un algorithme du point intérieur, l'optimisation par essaim de particules, les algorithmes génétiques et les algorithmes de colonies de fourmis pour calculer des solutions optimales du problème de l'EPO mixte.

Les méta-heuristiques sont donc, des algorithmes d'optimisation non déterministes qui se basent sur l'amélioration itérative d'une ou plusieurs solutions candidates pour obtenir une solution quasi optimale. Elles ont l'avantage d'être résilientes aux optima locaux, de pouvoir considérer les variables mixtes et d'être utilisables avec des fonctions du coût et des pertes non différentiables. Par contre, à cause de leurs fonctionnements itératifs, elles nécessitent une puissance de calcul considérable qui limite leurs utilisations dans des applications où le temps de réaction est critique comme le contrôle en temps réel des réseaux électriques.

Les méta-heuristiques représentent des technologies émergentes qui a d'offrir une solution avantageuse pour le contrôle des réseaux électriques intelligents. Pour vérifier cette avantages, nous proposons dans cette thèse un des méta-heuristiques utilisons l'outil développé pour résoudre 2 problèmes d'optimisation d'intérêt relié au contrôle des réseaux électriques, soit la minimisation du coût et des pertes actives aux réseaux.

La contribution principale de cette thèse est donc, évidemment, de démontrer la validité des méthodes proposées quant à savoir la MPI et les 3 méta-heuristiques (OEP, AG & ACF) pour améliorer l'optimisation des réseaux électriques intelligents en permettant de calculer des solutions de meilleure qualité, à des problèmes de plus grandes tailles tout en diminuant les temps de calcul comparé à une exécution des méthodes classiques. Pour vérifier ces avantages, nous avons identifié plusieurs objectifs de recherches comme nous l'expliquons dans la liste suivante :

- ✓ L'implémentation de l'algorithme de NR pour l'analyse de l'EP lors de l'évaluation des solutions candidates.
- ✓ Développement des programmes pour les méta-heuristiques utilisées, est une contribution importante pour l'évaluation de la fonction objective.
- ✓ L'implémentation des algorithmes du PI, du PSO, des AG et des ACF sont aussi, des contributions importantes pour les 2 objectifs considérer dans notre thèse tels que, l'EPO et l'EPOM.
- ✓ Les méthodes classiques et méta-heuristiques sont implémentées sur un CPU de 500 GB à l'aide des programmes par logiciel MATLAB utilisent la méthode ou le module d'analyse de l'EP de N-R pour l'évaluation des solutions candidates. Les méthodes proposées considère les variables discrètes, trouve des solutions de meilleure qualité que les implémentations antérieures et minimise le temps de calcul.

Les travaux de recherche présentés dans cette thèse représentent 2 contributions importantes. Premièrement, il s'agit de la première qu'une méta-heuristique est proposée pour le problème de l'EPO mixte. Contrairement, aux méthodes déterministes (MPI), les méta-heuristiques (PSO, AG & ACF) permettent une optimisation globale et considèrent, nativement, les variables discrètes. Par contre, les méta-heuristiques demandent une puissance de calcul considérable ce qui résulte souvent en un temps d'exécution trop long pour une application en ligne. Deuxièmement, la stratégie d'optimisation proposée est aussi, une contribution importante puisqu'elle permet d'obtenir de meilleure qualité des solutions que les méthodes antérieures tout en respectant les contraintes d'égalités et d'inégalités. L'optimisation par les méthodes méta-heuristiques pour les problèmes de l'EPO et de l'EPOM, permet d'optimiser les réseaux d'énergie électriques plus grands, tout en obtenant des solutions de meilleure qualité.



Dans un contexte plus large, nous avons démontré par cette deuxième application que le développement de méta-heuristiques représente une contribution significative dans le domaine de l'optimisation dans les réseaux intelligents. Des modifications sont introduites dans la topologie des réseaux étudiés, permettant d'améliorer la sécurité du système et d'améliorer aussi, la fonction objective et sa vitesse de convergence avec une meilleure qualité de la solution.

Finalement, nous avons présenté un sommaire des solutions actuelles aux deux problèmes d'optimisation du domaine des réseaux intelligents qui sont considérés dans cette thèse, soit l'écoulement de puissance optimal et l'écoulement de puissance optimal mixte. Pour chaque application, nous avons couvert les méthodes déterministes ainsi que les méta-heuristiques. De plus, dans les deux cas, les méta-heuristiques restent efficaces et flexibilité totale au niveau de l'objectif d'optimisation considéré. Contrairement, aux méta-heuristiques, les méthodes déterministes ne peuvent considérer, efficacement, les variables discrètes et sont limitées à une optimisation locale. Enfin, les solutions trouvées n'est optimale que d'après le modèle simplifié. De leur côté, les méta-heuristiques ont la capacité d'optimiser, directement, des solutions au problème combinatoire non linéaire original.

D'après ces observations, il est évident que les méta-heuristiques ont un avantage clair face aux méthodes déterministes pour chacune des 2 applications étudiées, EPO et EPOM. Cependant, en raison de leur fonctionnement basé sur l'amélioration itérative de solutions candidates, les méta-heuristiques demandent un temps d'exécution souvent trop long pour une optimisation en ligne.

Malgré la MPI est une méthode classique déterministe mais, il reste toujours une méthode rapide robuste et efficace pour résoudre les problèmes d'optimisation de petite et moyenne dimensions.

L'objectif de cette thèse adresse, directement, cette lacune en proposant des méthodes robustes, efficaces et rapides permettent d'obtenir, directement, des solutions de meilleures qualités pour des problèmes de plus grandes dimensions mais, avec des temps de calcul trop long que les techniques antérieures utilisées dans la littérature.

Afin de vérifier la validité de ces nouvelles techniques, elle a été appliquée sur un réseau standard de l'IEEE, à savoir le réseau IEEE-14 JdB avec 2 types de fonction objective tels que le coût de génération et les pertes de la puissance actives. Les résultats de simulations montrent, clairement, que les approches proposées donnent de meilleurs résultats comparés à ceux publiés, récemment, dans la littérature.

## 9.2 - PERSPECTIVES & PROPOSITIONS

Avant de terminer cette thèse, nous proposons cinq opportunités pour les futurs travaux de recherche.

Premièrement, il serait possible de poursuivre l'implémentation d'autres méta-heuristiques sur CPC et aussi, d'utiliser des méta-heuristiques parallèles sur une unité du processeur graphique GPU.

Deuxièmement, il serait possible de poursuivre la recherche sur l'EPO-CC dans un réseau de transport d'énergie électrique en courant continu. On parle alors du problème de l'Écoulement de Puissance Optimal en Courant Continu (EPO-CC) avec contrainte de sécurités.

Troisièmement, du côté de la reconfiguration optimale des réseaux de distribution, il serait possible d'inclure de notre recherche la présence ou l'intégration des énergies renouvelables et/ou de générateurs distribués.

Quatrièmement, s'occuperait de la conception d'un système basé sur l'hybridation des méthodes classiques et méta-heuristiques ou sur l'hybridation des méthodes méta-heuristiques incorporant les systèmes FACTS pour le contrôle et l'optimisation des réseaux électriques.

Finalement, une cinquième opportunité de recherche serait d'étudier d'autres problèmes d'optimisation reliés au contrôle des réseaux électriques.



# **ANNEXES**



## A - DONNES DU RESEAU TEST (IEEE - 14 JdB)

Réseau test c'est un réseau standard de l'IEEE 14 JdB, est une partie du système énergétique américain dans le Midwest des États Unis en décembre 1961. Ce réseau contient 5 générateurs, 5 transformateurs, 20 branches et 2 compensateurs statiques d'énergie réactive pour une consommation totale des puissances actives et réactives de 259.02 [MW] et de 73.5 [MVar], respectivement. Le schéma du réseau test et donnée par la figure A.1. Les données des JdB, des branches et des générateurs sont présentées comme suit [16], [108], [110], [113], [114], [125], [195], [215], [239]. [323] :

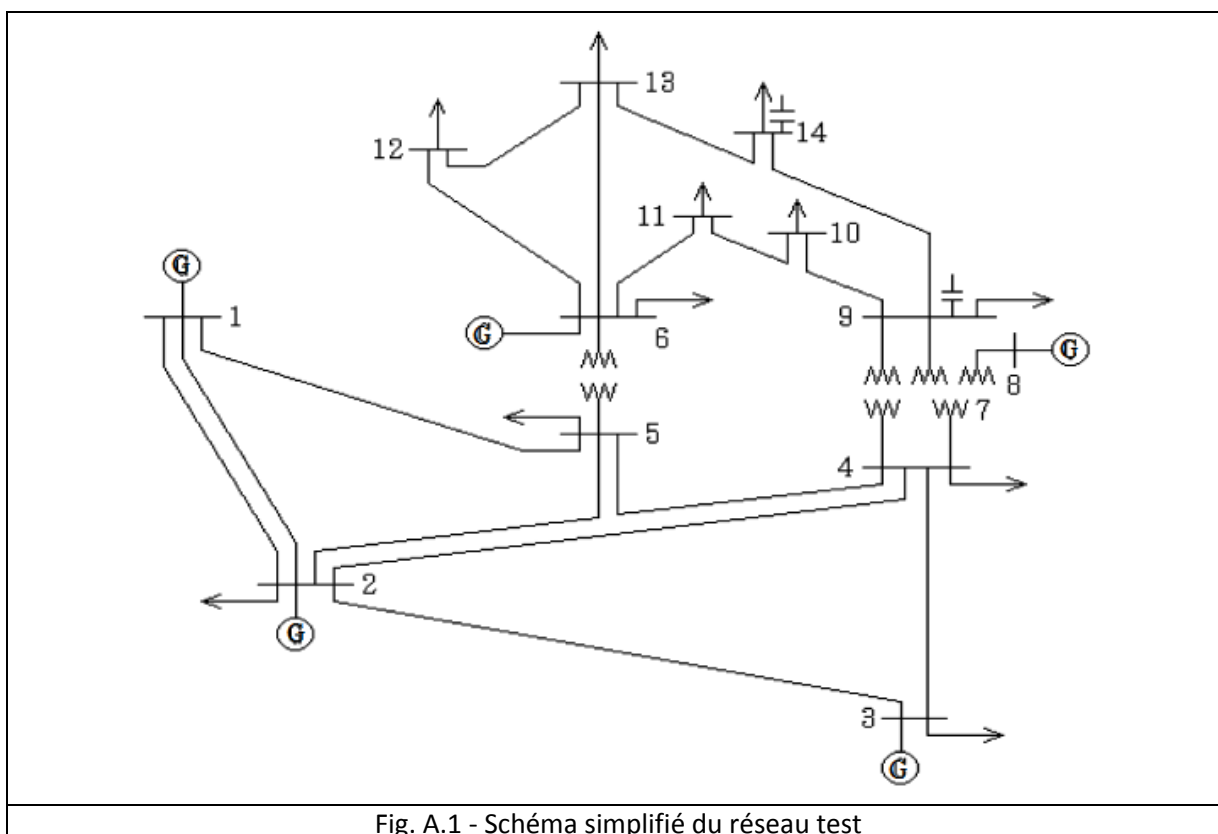


Fig. A.1 - Schéma simplifié du réseau test

### A.1 - Data des JdB du réseau test

JdB %No	Code	V [V]	Angle [Deg]	Pd [MW]	Qd [Mvar]	Pg [MW]	Qg [MVar]	Qmin [MVar]	Qmax [MVar]	Injection [MVar]
1	1	1.06	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-500.0	500.0	0.0
2	2	1.045	0	21.7	12.7	40.0	0.0	-40.0	50.0	0.0
3	2	1.05	0	94.2	19.0	0.0	0.0	0.0	40.0	0.0
4	0	1	0	47.8	-3.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
5	0	1	0	07.6	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
6	2	1.07	0	11.2	7.5	0.0	0.0	-6.0	24.0	0.0
7	0	1	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
8	2	1.09	0	0.0	0.0	0.0	0.0	-6.0	24.0	0.0
9	0	1	0	29.5	16.6	0.0	0.0	0.0	0.0	12.0
10	0	1	0	9.0	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
11	0	1	0	3.5	1.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12	0	1	0	6.12	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
13	0	1	0	13.5	5.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
14	0	1	0	14.9	5.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.0

**A.2 - Data des branches du réseau test**

% Départ	Arrivée	Résistance de ligne	Réactance de ligne	Suscptance de ligne	Rapport des transformateurs
%		R en [pu]	X en [pu]	B/2 en [pu]	
1	2	0.01938	0.05917	0.0264	1
1	5	0.05403	0.22304	0.0219	1
2	3	0.04699	0.19797	0.0187	1
2	4	0.05811	0.17632	0.0246	1
2	5	0.05695	0.17388	0.0170	1
3	4	0.06701	0.17103	0.0173	1
4	5	0.01335	0.04211	0.0064	1
4	7	0.0	0.20912	0.0	0.978
4	9	0.0	0.55618	0.0	0.969
5	6	0.0	0.25202	0.0	0.932
6	11	0.09498	0.19890	0.0	1
6	12	0.12291	0.25581	0.0	1
7	8	0.0	0.17615	0.0	0.923
7	9	0.0	0.11001	0.0	0.98
6	13	0.06615	0.13027	0.0	1
9	10	0.03181	0.08450	0.0	1
9	14	0.12711	0.27038	0.0	1
10	11	0.08205	0.19207	0.0	1
12	13	0.22092	0.19988	0.0	1
13	14	0.17093	0.34802	0.0	1

**A. 3 - Data des générateurs du réseau test**

%	a	b	c	Pgmin	Pgmax
1	0.006	2.0	0.0	50	200;
2	0.0075	1.5	0.0	20	80;
3	0.0070	1.8	0.0	15	50;
6	0.0083	3.25	0.0	10	35;
8	0.0025	3.0	0.0	10	30;

La puissance active total consommée est de  $P_{dt}=259.02$  [MW];

La puissance réactive total consommée est de  $P_{Qt}=73.5$  [MVar];

## B - ملخص موسع لأطروحة الدكتوراه

التخصص: الكترولوتقني

الفرع: شبكات كهربائية حديثة

مقدمة من طرف : مزهود نبيل

مؤطرة من طرف : الأستاذ العلمي صالح

عنوان الأطروحة : مساهمة في دراسة سريان الطاقة الأمثل لشبكة كهربائية هجينة AC/DC/AC باستعمال الـ FACTS الذكية.

**كلمات المفتاح :** شبكة كهربائية هجينة، سريان الطاقة الأمثل الهجين، توتر عالي تيار مستمر (HTCC)، الـ FACTS الذكية ، خوارزميات تحاكي الطبيعة.

### 1 - موضوع الأطروحة

مع الطلب والزيادة المفرطة في استهلاك الطاقة الكهربائية وارتفاع كلفة الإنتاج والضيعات في المنظومة الكهربائية، أدى شركات إنتاج الكهرباء إلى العمل بدون انقطاع من أجل تزويد المستهلك بجودة عالية من الطاقة الكهربائية وبتكلفة منخفضة وضيعات أقل. ومن أجل الحصول على هذا المبتغى عمال الشبكات الكهربائية بحاجة دوماً إلى إضافة المزيد من متغيرات التحكم في الأنظمة الكهربائية. هذه المهمة في غاية من الصعوبة وتسمى سريان الطاقة الأمثل.

سريان الطاقة الأمثل يعد من بين المشاكل الأكثر أهمية في تنظيم والمراقبة الجيدة للتشغيل الأحسن للشبكات الكهربائية الحديثة. إجراءات سريان الطاقة الأمثل تتمثل في كيفية تنظيم متغيرات المراقبة لمنظومة كهربائية من أجل التقليل أو التدني في دالة الهدف التي تمثل مجموعة من المقادير الفيزيائية والعملياتية. رياضياً تشكل سريان الطاقة الأمثل وسريان الطاقة الأمثل الهجين يمكن اعتبارهما من بين المشاكل الرياضية غيرخطية ذات المتغيرات العديدة ، مع دالة الهدف والاجهادات المتساوية وغير المتساوية.

سريان الطاقة الأمثل الهجين والذي غالباً ما تسميه EPOM يفرض على مسيري الشبكات الكهربائية حساب شروط التشغيل الآمن والاقتصادي لمنظومات القدرة الكهربائية. إجراءات EPOM تتمثل في استعمال الطرق التي تعتمد على البرمجة الرياضية من أجل الحصول على التعديل الأمثل لمتغيرات المراقبة والتحكم في النظام، وذلك بأخذ بعين الاعتبار مجموعة من المتطلبات التي تحدد التشغيل الآمن والمستقر للمنظومة.

في الحالات العامة سريان الطاقة الأمثل الهجين هو مشكل رياضي غير خطي باجهادات من الصعب حله. وللأهمية البالغة لهذا الأخير في التطبيقات، التخطيط، التشغيل الأحسن والاقتصادي لمنظومات القدرة الكهربائية، مجهودات كبيرة بدلت من طرف الباحثين في هذا المجال من أجل الحصول على طرق مثلى للتغلب على هذه المعضلة.

حالياً، تعتبر أجهزة الـ FACTS من بين الوسائل التي أثبتت جدارتها في ميدان دراسة مختلف الأنظمة، مثل حل مشكل سريان الطاقة والسريان الأمثل الطاقة، وذلك من خلال خصائصها المختلفة، مثل إمكانيةها على مراقبة الجهد وفرق الطور وكذلك قدرتها على تغيير ممانعة الخط. كما لها أيضاً بعض الخصائص مثل التغيير في قيمة الاستطاعة الفعلية في الخطوط وتعويض الاستطاعة الرد فعلية، ... الخ. كذلك، أجهزة الـ FACTS يمكن أن تساهم في الاستغلال السهل والموثوق للشبكات الكهربائية.

طوال السنوات، عدد كبير من الباحثين قاموا باقتراح عدة طرق عديدة من أجل حل مشكل سريان الطاقة الأمثل وسريان الطاقة الأمثل الهجين، هذه الأخيرة لها عدة مساوئ لاسيما التقارب الصعب أو غير الممكن في بعض الحالات وكذلك الحاجة الماسة إلى النقط المرجعية بالنسبة للمشاكل الغير خطية غير المستمرة والغير محدبة. لهذا، فإن اغلب هذه الطرق تعتمد على صياغة الاختزال والذي لا يعكس تماماً المشكل المدروس وهذا الناتج لا يمكن أبداً تجسيده في الحالات التطبيقية الواقعية.

في السنوات الأخيرة، طرق الحساب الذكية مثل خوارزميات تحاكي الطبيعة تم وصفها على أنها طرق فعالة وقوية في حل المشاكل الرياضية الصعبة. هذه الطرق تقدم عدة خصائص وميزات ملاحظة مقارنة بالطرق الكلاسيكية، من بين هذه الميزات أو الخاصيات، يمكن سرد سعة البحث، الحل داخل حيز كبير غير محدب (مقبب)، التقارب الإجمالي والسعة الطبيعية للبحث المتوازي.

في هذا البحث نحاول أن نساهم في حل مشكل مشكل سريان الطاقة الأمثل وسريان الطاقة الأمثل الهجين باستعمال طرق كلاسيكية وخوارزميات تحاكي الطبيعة بإدراج واستعمال أجهزة الـ FACTS في منظومات القدرة الكهربائية الحديثة. الهدف الأساسي من هذا البحث هو التقليل أو التدني في دالة الهدف العامة غير الخطية من أجل الحصول على أحسن توازن بين إنتاج واستهلاك الطاقة الكهربائية في النظام الدائم لشبكة كهربائية هجينة AC/DC/AC بأخذ بعين الاعتبار الاجهادات المتساوية وغير المتساوية.

هذه الأطروحة مخصصة لعرض بعض الطرق الكلاسيكية منها (طريقة النقط الداخلية) والطرق الحديثة الذكية (خوارزميات تحاكي الطبيعة) مثل خوارزم سرب الطيور (PSO)، الخوارزم الوراثي (AG) وخوارزم مستعمرة النمل (ACO) لحل مشكل سريان الطاقة الأمثل الهجين بإدراج واستعمال أجهزة الـ FACTS.

من أجل التحقق من صحة وتثمين هذه الطرق الحديثة، قمنا بتطبيقها على شبكة كهربائية مرجعية منها : JdB IEEE 14 وذلك بأخذ نوعين من دالات الهدف مثل التقليل من كلفة الإنتاج والضياعات الفعالة في الشبكة. النتائج المتحصل عليها تعلق على أن الطرق المذكورة أعلاه أعطت أحسن النتائج مقارنة مع بعض الطرق والتقنيات الأخرى.

## 2 - مخطط الأطروحة

في الخاتمة نقدم ملخص مختصر لمحتوى كل فصل، المساهمة المرجوة من بحثنا، تثمين الطرق المستعملة وكذلك بعض الاقتراحات والآفاق المستقبلية.

في الفصل الأول، بعد عرض لمحة تاريخية حول خطوات تطور البحث العلمي في مجال سريان الطاقة والسريان الأمثل للطاقة الهجين والطرق الحديثة المستعملة حاليا من أجل معرفة إيجابيات مساهمتنا بهذه الأطروحة، ثم عرض مقدمة حول الشبكات الكهربائية العصرية أو الحديثة المتطورة، تطرقنا أيضا إلى طرح الإشكالية، تحديد الأهداف والغاية المرجوة من إنجاز هذا البحث، عرض مخطط العمل المتبع في هذه الأطروحة وكذا المساهمة العلمية المرجوة. كما قمنا بشرح مختلف الرموز والاختصارات الموجودة في الأطروحة.

في الفصل الثاني قمنا بعرض مفصل لتمثيل الشبكات الكهربائية في النظام المتزن وطرح إشكالية سريان الطاقة. هذه الدراسة تشمل عموما عرض مفصل للمنظومة، مراحل إنتاج، نقل وتوزيع الطاقة الكهربائية، التمثيل الرياضي لمختلف عناصر الشبكة الكهربائية في النظام المتزن وكذلك قانون سريان الطاقة في الخطوط الكهربائية قد تم التطرق إليه في هذا الفصل.

في الفصل الثالث قمنا بتمثيل مختلف تجهيزات الـ FACTS. هذه الدراسة تشمل عموما دراسة نظرية تجهيزات الـ FACTS، تمثيل مختلف تجهيزات الـ FACTS (التفرعية، التسلسلية والهجينية)، اختيار نوع الـ FACTS وكيفية تطبيق هذه الأخيرة في حل مشكل سريان الطاقة في الشبكات الكهربائية. دراسة نظرية لسريان الطاقة باستعمال تجهيزات الـ FACTS مثل جهاز الـ SVC، جهاز الـ TCSC، جهاز الـ STATCOM وجهاز الـ UPFC قد تم التطرق إليه في هذا الفصل.

في الفصل الرابع قمنا بدراسة لجهاز الـ HTCC. هذه الدراسة تشمل عموما، بعد عرض نبذة تاريخية حول النقل بالتيار المستمر، تمثيل جهاز الـ HTCC والعناصر المكونة لهذا الأخير، مبدأ العمل وربط الشبكات الكهربائية باستعمال نظام الـ HTCC. كيفية إدراج جهاز الـ HTCC في حل مشكل سريان الطاقة في الشبكات الكهربائية أيضا قد تم التطرق إليه في هذا الفصل.

في الفصل الخامس قمنا بدراسة وعرض لسبعة طرق مثالية كلاسيكية تستعمل لحل مشكل سريان الطاقة الأمثل مثل (طريقة قراديو، طريقة قراديو المقلصة، طريقة نيوتن، طريقة كازي نيوتن، طرق البرمجة الديناميكية، طرق البرمجة الخطية، طريقة النقط الداخلية وطريقة السامبلاكس).

في الفصل السادس قمنا بدراسة وعرض لطرق وخوارزميات تحاكي الطبيعة. بداية قمنا بعرض الإشكالية الرياضية للمثالية تتبعها النظريات من أجل تحليل إيجابيات خوارزميات تحاكي الطبيعة في حل المشاكل المعقدة. هذا الفصل يشمل أيضا شرح مفصل لخواريزم سرب الطيور (PSO)، الخواريزم الوراثي (AG) وخواريزم مستعمرة النمل (ACO). في نهاية الفصل قمنا بعرض لبعض احتمالات التهجين بين بعض خوارزميات تحاكي الطبيعة وكذلك خلاصة.

في الفصل السابع قمنا بدراسة وعرض لدراسة نظرية لسريان الطاقة الأمتل وسريان الطاقة الأمتل الهجين (سريان الطاقة الأمتل لشبكة كهربائية هجينة AC\DC\AC) باستعمال الطرق الرياضية الكلاسيكية والمتطورة. بداية قمنا بعرض وطرح إشكالية سريان الطاقة الأمتل وسريان الطاقة الأمتل الهجين AC\DC\AC ثم كيفية تطبيق الطرق المختارة لحل هذا المشكل (طريقة النقط الداخلية، طريقة خواريزم سرب الطيور (PSO)، الخواريزم الوراثةي (AG) وخواريزم مستعمرة النمل (ACO)) بدون وإدراج تجهيزات الـ FACTS. كذلك الإدراج الأمتل لتجهيزات الـ FACTS، قد تم عرضه في هذا الفصل.

الفصل الثامن هو فصل المحاكاة باستعمال الحاسوب (برمجة MATLAB). حيث تم، أولاً، تطبيق طريقة نيوتن رافسون من أجل الحصول على مختلف المتغيرات، ثم تطبيق طريقة نيوتن رافسون بدون اجهزة الـ FACTS وكذلك بوجود اجهزة الـ FACTS (SVC، TCSC، STATCOM و UPFC). تطبيق طريقة النقط الداخلية، طريقة خواريزم سرب الطيور (PSO)، الخواريزم الوراثةي (AG) وخواريزم مستعمرة النمل (ACO) بدون وإدراج اجهزة الـ FACTS وجهاز الـ HTCC، الغرض منه هو التحسين في دالة الهدف العامة بأخذ بعين الاعتبار الاجهادات المتساوية وغير المتساوية، من أجل الحفاظ على أحسن توازن بين الإنتاج والاستهلاك في الشبكات الكهربائية. كل هذه الطرق تم تطبيقها على نوع من منظومات مرجعية معلومة، منها: JdB IEEE 14. النتائج المتحصل عليها في بحثنا عززت وثمرت بمقارنتها مع نتائج بعض المراجع جد معروفة ومقررة.

الفصل الأخير عبارة عن خلاصة عامة عن المساهمة المنجزة في هذه الأطروحة مع التطرق لبعض الاقتراحات والآفاق المستقبلية، من أجل أفاق وتكملة هذا العمل في بحثنا المستقبلية، العلمية أو التكنولوجية.



## C - RESUME ETENDU DE LA THESE EN FRANÇAIS

**Filière :** Electrotechnique

**Option :** Réseaux Electriques Modernes

**Présentée Par :** Mr. MEZHOUD Nabil

**Encadrée par :** Prof. LEULMI Salah

**Thème :** Contribution à l'Etude de l'Ecoulement de puissance Optimal d'un Réseau Electrique Mixte AC/DC/AC par l'utilisation des FACTS intelligents.

**Mots-clés :** Réseaux électriques mixtes AC/DC/AC; Ecoulement de puissance optimal mixte (EPOM); Haute tension à courant continu (HTCC); FACTS intelligents; Méthodes méta-heuristiques;

### 1 - OBJET DE LA THESE

Avec la demande croissante de l'énergie électrique et l'augmentation des coûts, des pertes les compagnies d'électricité travaillent sans cesse pour garantir à leurs clients un approvisionnement continu et fiable en énergie électrique à des coûts compétitifs et moindre pertes. Afin d'atteindre cet objectif, les opérateurs du réseau ont besoin d'ajuster, constamment, les variables de commande du système électrique. Cette tâche, extrêmement, difficile est exécutée par la fonction Ecoulement de Puissance Optimal.

L'Ecoulement de Puissance Optimal (EPO) est l'un des outils les plus importants dans la planification et le contrôle du fonctionnement des réseaux électriques modernes. La procédure de l'EPO consiste à planifier les variables de contrôle d'un système électrique afin d'optimiser une ou plusieurs fonctions objectives sujette à un ensemble d'exigences physiques et opérationnelles. Mathématiquement, le problème de l'EPO ou de l'EPOM peut être considéré comme un large problème d'optimisation non linéaire avec contraintes.

L'écoulement de puissance optimal mixte souvent abrégé EPOM est par conséquent, l'outil informatique de base permettant au gestionnaire du réseau de déterminer les conditions de fonctionnement sécurisé et économique du système électro-énergétique. La procédure de l'EPOM utilise des méthodes basées sur la programmation mathématique afin de déterminer le réglage optimal des variables de contrôle du système et ce, en satisfaisant un ensemble d'exigences spécifiées de fonctionnement et de sécurité.

En général, le problème de l'EPO est un problème d'optimisation avec contraintes qui est très difficile à résoudre. En raison de son importance dans les applications de planification et de fonctionnement des systèmes électro-énergétiques, des efforts importants de recherches ont été consacrés au développement de procédures de l'EPOM efficaces et robustes.

Les systèmes FACTS sont les dispositifs qui disposent, aujourd'hui, d'une théorie bien fondée et qui ont été, efficacement, utilisés dans divers domaines, tels que le problème de l'EP et l'EPO. A partir des

différentes caractéristiques comme le pouvoir de contrôler les tensions, les angles de phase et la possibilité de changer l'impédance de ligne, ainsi, la possibilité de changer la puissance active dans les lignes et la compensation de la puissance réactive, ... etc. Les FACTS permettent aussi, d'exploiter le réseau de manière plus flexible et plus sûre.

Durant des années, les chercheurs ont proposé plusieurs techniques numériques d'optimisation pour résoudre le problème de l'EPO. Ces techniques présentent plusieurs inconvénients majeurs, notamment, une convergence difficile voire impossible et la sensibilité au point initial pour les problèmes non linéaires, discontinus et non convexes. De plus, la majorité de ces approches sont basées sur des formulations simplifiées, qui ne reflètent pas, exactement, le problème étudié et par conséquent, elles ne peuvent pas être implémentés dans les situations pratiques.

Dans les années récentes, les techniques de calcul intelligentes (méta-heuristiques) sont imposées comme des méthodes puissantes et efficaces dans la résolution de plusieurs problèmes d'optimisation jugés difficiles. Ces techniques offrent plusieurs caractéristiques remarquables par rapport aux méthodes d'optimisation classiques. Parmi les qualités des méthodes intelligentes, on peut citer leurs capacités de chercher la solution dans des espaces non convexes avec des maxima multiples et isolés, la convergence globale, la robustesse et la capacité naturelle d'une recherche parallèle.

Dans cette recherche, nous essayons à contribuer à la solution de l'écoulement de puissance optimal d'un réseau électrique mixte AC/DC/AC par l'application des techniques d'optimisation classiques et méta-heuristiques en présence des dispositifs FACTS intelligents dans les systèmes électro-énergétiques modernes.

Notre but principal est de minimiser la fonction objective nécessaire pour un meilleur équilibre, en régime permanent, entre la production de l'énergie électrique et sa consommation dans un réseau électrique mixte AC/DC/AC complaisamment les contraintes d'égalités et d'inégalités.

Cette thèse est consacrée à l'élaboration des approches basées sur les techniques classiques et nouvelles méthodes intelligentes appelée (méta-heuristiques) tels que l'optimisation par essaims de particules, les algorithmes génétiques et les algorithmes de colonies de fourmis pour traiter le problème de l'EPOM en présence des dispositifs FACTS.

Afin de vérifier la validité de cette nouvelle technique, elle a été appliquée sur un réseau standard de l'IEEE 14 JdB avec 2 types de fonction objective tels que le coût de génération et les pertes de la puissance actives. Les résultats de simulations montrent que les approches proposées donnent de meilleurs résultats comparés à ceux publiés, récemment, dans la littérature.

## **2 - PLAN DE LA THESE**

En conclusion, nous récapitulons brièvement, le contenu de chacun des chapitres, nous soulignons les principales contributions apportées par notre recherche, nous discutons de la validité de méthode proposées dans l'introduction et nous proposons quelques sujets de travaux futurs.

Au premier chapitre, après une revue de la littérature sur les travaux antérieurs dans le domaine de recherche de l'optimisation des réseaux intelligents, Nous avons identifié les lacunes des méthodes actuelles afin de mieux comprendre l'importance des contributions effectuées par cette thèse. Nous avons introduit le réseau électrique intelligent et les défis d'optimisation associés. Nous avons présenté l'énoncé de la thèse, nos objectifs de recherche souhaités, nos motivations et les contributions scientifiques apportées.

Au deuxième chapitre, nous avons présenté la modélisation des réseaux électriques équilibrés & formulation du problème de l'EP. Cette étude comporte une présentation des différentes étapes relatives à un système de production, de transport et de distribution de l'EE. La modélisation des différents éléments du réseau non pollué, la position et la formulation du problème de l'EP sont, elles - aussi, complètement, esquissées. Les lois d'échanges d'énergie transitée à travers une ligne sont, également, abordées.

Au troisième chapitre, nous avons présenté le choix et la modélisation des dispositifs FACTS à l'étude de l'EP. Cette étude comporte les classifications des systèmes FACTS, le choix du type de FACTS pour la résolution des problèmes de l'EP ou la répartition des puissances dans les RE, elle-aussi, complètement, esquissée.

Au quatrième chapitre, nous avons traité la modélisation du système de transmission en haute tension à courant continu (HTCC). Cette étude comporte, après un bref historique sur l'énergie à CC, les éléments de constitution du système HTCC, le principe de fonctionnement et l'interconnexion des réseaux électriques par le système HTCC. La modélisation du système HTCC et l'incorporation de cette dernière pour l'étude et la résolution du problème de l'EP dans les RE sont, elles-aussi, complètement, évoquées.

Au cinquième chapitre, nous avons traité et esquisse 7 techniques d'optimisation classiques (déterministes), tel que la méthode du gradient, la méthode de Newton, la méthode de quasi-Newton, la programmation dynamique, la méthode du point Intérieur, la programmation quadratique et la méthode du simplexe. Les détails de la méthode du PI sont, elles aussi, complètement, évoquées dans ce chapitre.

Au sixième chapitre, nous avons traité des méta-heuristiques. Nous avons débuté par une formulation mathématique des problèmes d'optimisation et avons enchaîné avec la théorie de la complexité afin d'expliquer l'avantage qu'ont les méta-heuristiques pour résoudre les problèmes complexes. Nous avons donné une explication générale du fonctionnement ainsi que des caractéristiques communes à toutes les méta-heuristiques. Nous avons donné des descriptions détaillées des algorithmes de PSO, de l'ACO et des AG. Nous avons terminé ce chapitre en identifiant des approches possibles pour le développement de l'hybridation des méta-heuristiques et en fin par une conclusion.

Au septième chapitre, nous avons présenté une étude de l'EPO et l'EPO mixte par l'application des méthodes classiques et méta-heuristiques. Nous avons commencé par une formulation du problème de l'EPO mixte. La stratégie d'optimisation proposée et l'implémentation des techniques d'optimisation utilisées (méthode du point intérieur, optimisation par essaims de particule, les algorithmes génétiques et les algorithmes de colonies de fourmis). Dans le contexte des réseaux électriques intelligents, ce problème

d'optimisation se situe au niveau du transport de l'énergie électrique. Étant donné que les méthodes d'optimisations classiques ou méta-heuristique doit effectuer, premièrement, une analyse de l'EP pour évaluer l'aptitude des solutions candidates. Par contre, la suite du chapitre est consacrée à une étude de l'EPO mixte par l'application de la méthode du point intérieur et les méthodes méta-heuristiques (optimisation par essaims de particule les algorithmes génétiques et les algorithmes de colonies de fourmis) sans et en présence des dispositifs FACTS intelligents. Nous avons terminé ce chapitre par une étude de l'emplacement optimal des dispositifs FACTS par la méthode des AG et enfin par une conclusion concernant le chapitre.

Au huitième chapitre, nous avons utilisé le logiciel MATLAB pour l'optimisation de l'écoulement de puissance. Dans ce chapitre, nous avons présenté les résultats de simulation du problème de l'EPO et de l'EPOM effectués sur le réseau test standard de l'IEEE à 14-JdB par l'application des techniques classiques (point intérieur) et modernes (optimisation par essaims de particule, les algorithmes génétiques et les algorithmes de colonies de fourmis) sans et en présence des dispositifs FACTS.

Finalement, dans le chapitre de conclusion, nous résumons les contributions de notre recherche par des simulations numériques, nous discutons de la validité des méthodes proposées pour nous travail et nous proposons des opportunités de recherches futures.

---

## **REFERENCES**

---

## REFERENCES

- [1] A. Hammoud, "Etude des Convertisseurs Haute Tension pour la Protection et la Coordination des Réseaux de Distribution", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Institute National des Sciences Appliquées de Lyon, France, 2010.
- [2] Mathieu Cornet, Bruno Van Achter "Elaboration d'un Algorithme OPF avec Déphaseur Angulaire TPQ", Service de Génie Electrique, Université Libre de Bruxelles, 2004-2005.
- [3] Chi Su, Zhe Chen, "An Optimal Power Flow (OPF) Method with Improved Power System Stability", Department of Energy Technology Aalborg University, Denmark, UPEC 2010, 31<sup>st</sup> Aug - 3<sup>rd</sup> September, 2010.
- [4] N. Mezhoud, S. Leulmi & A. Boukadoum, "AC-DC Optimal Power Flow Incorporating Shunt FACTS Devices Using HVDC Model and Particle Swarm Optimization Method", International Review of Electrical Engineering (IREE), Vol. 9, N°. 2, pp. 382-393, March-April 2014.
- [5] M. Younes, M. Rahli & M. Kandouci, "Répartition Economique des Puissances par un Algorithme Génétique en Code Réel : Application a un Réseau 118 JdB", 6<sup>ème</sup> Conférence Francophone de Modélisation et Simulation, Modélisation, Optimisation et Simulation des Systèmes : Défis et Opportunités, MOSIM'06, 3 au 5 avril 2006, Rabat-Maroc, 2006.
- [6] L. Slimani & T. Bouktir, "Iterative Non-deterministic Algorithms in Optimal Power Flow : A Comparative Study", Copyright © JES, Journal of Electrical Systems, Vol. 7, N°. 4, pp. 458-477, Algeria, 2011.
- [7] Vincent. Rious, "Le Développement du Réseau de Transport dans un Système Electrique Libéralisé : Un Problème de Coordination avec la Production", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Ecole Supérieure d'Electricité, Département d'Energie, Faculté Jean Monnet, Université de Paris-Sud 11, France, Octobre 2007.
- [8] Marcelo Saguan, "l'Analyse Economique des Architectures de Marche Electrique : Application au Market Design du «Temps Reel»", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Ecole Supérieure d'Electricité, Département d'Energie, Faculté Jean Monnet, Université de Paris-Sud 11, France, Avril 2007.
- [9] E. Jamouille & G. Dupont "Une méthode de Gradient Réduit à Base Variable Utilisant des Informations du Second Ordre Appliquée aux Problèmes du Load Flow sous Contraintes et Optimisé", Systems - Europe S. A. Boulevard de l'Humanité N°. 415, Bruxelles, Belgique.
- [10] Adama D. Diarra, "La Répartition Optimale de la Puissance Réactive pour le Contrôle des Tensions de JdB d'un Réseau Electrique par Simplex LP ", Mémoire Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Maîtrise en Sciences Appliquées, Département de Génie Electrique, Université du Québec, 1984.
- [11] N. Mezhoud, "Etude de l'Écoulement de Puissance Optimal par l'Utilisation des FACTS Intelligents : Application au Réseau Est-Algérien", Mémoire Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Magister en Electrotechnique, Encadré par Prof. S. Leulmi, Département d'Electrotechnique, Université du 20 Août 1955-Skikda, Algérie, 2009.
- [12] E. Gholipour Shahraki, "Apport de l'UPFC à l'Amélioration de la Stabilité Transitoire des Réseaux Electriques", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Université Henri Poincaré, Nancy-I, France, 2003.
- [13] Group H, "Evaluation de la Production Centralisée et Décentralisée - Effets sur le Réseau", Commission AMPERE, Rapport Principal : Perspectives des Systèmes Flexibles de Transmission d'Energie en Courant Alternatif (FACTS) ou Comment Contourner les Lois de Kirchhoff ?", Revue Internationale de Génie Electrique, N° 2, Belgique, 1999.
- [14] Jerome Ndayizamba, "Contribution a l'Analyse de la Compensation Série Avancée dans les Réseaux de Transport d'Energie Electrique", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur

- en Génie Electrique, Département de Génie Electrique et de Génie Informatique, Ecole Polytechnique de Montréal, Décembre 1996.
- [15] M. Laouer, A. Allali, K. Hachemi, H. Bouzeboudja and A. Chaker, "Study of the Load Flow in the AC-DC Electrical Supply Networks", Copyright © 2007 High Efficiency Maximum Power Point Tracking Control in Photovoltaic-Grid Connected Plants, Faculty of Electrical Engineering and Informatics, Technical University of Košice, Slovak Republic, ISSN 1335-8243, 2007.
- [16] Jaime Peralta Rodriguez, "Dynamic Averaged Models of VSC-Based HVDC Systems for Electromagnetic Transient Programs", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Département de Génie Electrique, École Polytechnique de Montréal, Université de Montréal, France, Août 2013.
- [17] Linda Slimani, "Contribution à l'Application de l'Optimisation par des Méthodes Méta-heuristiques à l'Écoulement de Puissance Optimal dans un Environnement de l'Electricité Dérégulé", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences, Département d'Electrotechniques, Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Université de Batna, Algérie, 2009.
- [18] Abdellah Draïdi, "Répartition Economique de l'Energie Electrique Utilisant les Techniques d'Intelligence Artificielle", Mémoire Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Magistère en Electrotechnique, Département d'Electrotechniques, Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Université de Constantine 1, Algérie, 2010.
- [19] Les Smart Grids ou "Réseaux Intelligents", [Http://www.Energine.Com/14/8562+Les-Smart-Grids-Ou-Reseaux-Intelligents+.Html](http://www.Energine.Com/14/8562+Les-Smart-Grids-Ou-Reseaux-Intelligents+.Html), Octobre 2009.
- [20] Rezig Missoum, "Etude d'un Dispatching Economique des Puissances Actives par les Algorithmes de Fourmis" Mémoire Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Magistère en Electrotechnique (Réseaux électriques), Département de l'Electrotechnique, Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Université Hassiba Ben Bouali, Chlef, Algérie, Octobre 2008.
- [21] O. Alsac, "Load Flow and Optimal Load Flow Analysis for Large Power Systems", Thesis Presented for the Degree of Ph.D in Philosophy, UMIST, 1974.
- [22] G. M Gilbert, D. E. Bouchard, and A. Y. Chikhani, "A Comparison of Load Flow Analysis Using Distflow Gauss-Seidel and Optimal Load Flow Algorithms", Department of Electrical and Computer Engineering, Royal Military College of Canada, Kingston, Ontario, K7K 5L0, 0-7803-43 14-X/98/\$10.00 © 1998, pp. 850-853. Vol. 2, IEEE, 1998.
- [23] T. Smed, G. Andersson, G. B. Sheble and L. L. Grigsby, "A New Approach to the AC-DC Power Flow", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, N°. 3, 0885-8950/91/0700-1238W1.00 © 1991 IEEE, August 1991.
- [24] [25] C. R. Fuerte-Esquivel, E. Acha, "A Newton-type Algorithm for the Control of Power Flow in Electrical Power Networks", Department of Electronics & Electrical Engineering, The University of Glasgow, Scotland, UK, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, N°. 4, November 1997.
- [25] Slobodan T. Despotovic, Borivoje S. Babic & Vukota P. Mastilovic, "A Rapid and Reliable Method for Solving Load Flow Problems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-90, N°. 1, pp. 123-130, January/February 1971.
- [26] John Peschon, Dean S. Piercy, William F. Tinney & Odd J. Tveit, "Sensitivity in Power Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, N°. 8, August 1968.
- [27] R. Salgado, A. Brameller & P. Aitchison, "Optimal Power Flow Solutions using the Gradient Projection Method", IEE Proceedings, Vol. 137, N°. 6, pp. 429-435, November 1990.
- [28] H. Nicholson M. J. H. Sterling, "Optimum Dispatch of active and Reactive Generation by Quadratic Programming", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, July 1972.
- [29] Raman K. Mehra & Ronald E. Davis, "A Generalized Gradient Method for Optimal Control Problems with Inequality Constraints and Singular Arcs", IEEE Transactions on Automatic Control, Vol. AC-17, N°. 1, pp. 69-79, February 1972.

- 
- [30] Yehuda Wallach, "Gradient Methods for Load-Flow Problems", IEEE, Trans. Pow. App. Syst., Vol. 87, N°. 5, pp. 1314-1318, 1968.
- [31] J. T. Dopazo, O. A. Klitin, G. W. Stagg & M. Watson, "An Optimization Technique for Real and Reactive Power Allocation", Proceeding of the IEEE, Vol. 55, N°. 11, pp. 1877-1885, Novembre 1967.
- [32] Mohamed E. El-Hawari, "Introduction to Electrical Power Systems", Books in the IEEE Press Series on Power Engineering, Copyright © 2008, Institute of Electrical and Electronics Engineers, ISBN 978-0470-40863-6, 2008.
- [33] T. A. Edison, "System of Electrical Distribution", Edison Electric Light Company of New York, United States Patent Office, N°. 369, 280. USA, August 1887.
- [34] O. B. Shallenberger, "Apparatus for Detecting Ground Connections in Electric Circuits", Westing House Electric Company, Pittsburg Pennsylvania, States Patent Office, N°. 383, 666. USA, May 1888.
- [35] E. Kennelly, "The Impedances, Angular Velocities and Frequencies of Oscillating-Current Circuits", Institute of Radio Engineers, pp. 47-78, New York, November 1915.
- [36] E. Kennelly, "Vector Power in Alternating-Current Circuits", 27th Annual Convention of the American Institute of Electrical Engineers, Copyright 1910 © A.I.E.E, Jefferson, N. H, pp. 1233-1267, June 29, 1910.
- [37] C. P. Steinmetz, "Vector Power in Alternating-Current Circuits", 27<sup>th</sup> Annual Convention of the American Institute of Electrical Engineers, Copyright 1910 © A.I.E.E, Jefferson, N. H, pp. 1268-1280, June, 1910.
- [38] L. S. Czarnecki, "Budeanu and Fryze : Two Frameworks for Interpreting Power Properties of Circuits With Nonsinusoidal Voltages and Currents", Electrical Engineering, Vol. 80, pp. 359-367, Copyright © 1977 by Springer-Verlag, Department of Electrical and Computer Engineering, Louisiana, June 1997.
- [39] L. K. Kirchmayer, "Economic Operation of Power System", Electric Power Control System, General Electric Company, New York, Willey, July 1958.
- [40] M. K. Brennan, C. D. Galloway & L. K. Kirchmayer "Digital Computer Aids Economic Probabilistic Study of Generation System", Generation Systems-Part I, pp. 564-571, August 1958.
- [41] A. M. Sasson & F. J. Jaimes, "Digital Method Applied to Power Flow Studies", IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-86, N°. 7, pp. 860-867, July 1967.
- [42] W. F. Tinney & C. E. Hart, "Power Flow Solutions by Newton Method", IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-86, N°. 11, pp. 1449-1460, November 1967.
- [43] G. W. Stagg & A. H. El-Abiad, "Computer Methods in Power System Analysis", Copyright © 1968 by McGraw Hill, Inc. Kogakusha Ltd. USA, 1968.
- [44] Hermann W. Dommel & William F. Tinney, "Optimal Power Flow Solutions", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 87, N°. 10, pp. 1866-1876, October 1968.
- [45] L. F. Despotovic, B. L. Babic & V. P. Mastilovic, "A Rapid and Reliable Method for Solving Load Flow Problems", IEEE, Trans. Pow. App. Syst., Vol. Pas-90, pp. 120-130, 1971.
- [46] J. Peschon, D. S. Percy, O. J. Eveit & M. Guenod, "Optimal Control of Reactive Power Flow", IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-87, N°. 1, pp. 40-48, 1968.
- [47] A. M. Sasson, "Nonlinear Programming Solutions for Load-Flow, Minimum-Loss, and Economic Dispatching Problems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-88, N°. 4, pp. 399-409, April 1969.
- [48] A. M. Sasson, "Combined Use of the Powell and Fletcher-Powell Nonlinear Programming Methods for Optimal Load Flows", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-88, N°. 10, pp. 1530-1537, October 1969.
- [49] C. M. Shen & M. A. Laughton, "Determination of Optimum Power System Operating Conditions under Constraints", Proceedings of IEEE, Vol. 116, N°. 2, pp. 225-239, 1969.



- 
- [50] H. Sato & J. Arrillaga, "Improved Load-flow Techniques for Integrated AC-DC System", Proc. IEE, Vol. 116, N°. 4, pp. 525-532, April 1969.
- [51] AHMED H. EL-ABIAD & FERNANDO J. JAIMES, "A Method for Optimum Scheduling of Power and Voltage Magnitude", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-88, N°. 4, pp. 413-422, April 1969.
- [52] B. Stott, "Load Flow for AC and Integrated AC/DC Systems", Thesis Presented for the Degree of Ph.D in Philosophy, UMIST, 1971.
- [53] R. L. Sullivan, "Controlling Generator MVAR Loading using Static Optimization Technique", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-91, pp. 906-910, May/June 1972.
- [54] John. Peschon, Donald W. Bree and Laszlo P. Hajdu, "Optimal Power Flow Solution for Power System Planning", Proc. IEEE, Vol. 60, No. 1, pp. 64-70, January 1972.
- [55] Gaston A. Pronovost, "Répartition Optimale à Court Terme de la Production dans les Réseaux Electriques Mixtes", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne EPFL, 1973.
- [56] O. Alsac & B. Stott, "Optimal Power Flow with Steady-State Security", IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 93, N°. 3, pp. 745-751, February 1974.
- [57] Mark Enns & William F. Tinney, "Controlling and Optimizing Power System", Proc. IEEE Spectrum, pp. 56-60, June 1974.
- [58] Mark Enns & William F. Tinney, "Computers in the Power Industry", Proc. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 62, N°. 7, pp. 868-871, July 1974.
- [59] B. Stott, "Review of Load-Flow Calculation Methods", Proc. IEEE, Vol. 62, N°. 7, pp. 916-926, July 1974.
- [60] B. Stott & O. Alsac, "Fast Decoupled Load Flow", IEEE, Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 93, N°. 3, pp. 859-867, 1974.
- [61] William D. Stevenson. Jr, "Elements of Power System Analysis : Fourth Edition", Copyright © 1982 by McGraw-Hill Series in Electrical Engineering, ISBN: 0-07-061278-1, 1982.
- [62] G. Sheble & G. Heydt, "Power Flow Studies for Systems with HVDC Transmission," Power Industry Computer Application Conference (PICA), Vol. 5, pp. 223-228, New Orleans, Louisiana, June 1975.
- [63] J. Reeve, G. Fahny & B. Stott, "Versatile Load Flow Method for Multi-terminal HVDC Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 96, N°. 3, pp. 925-933, May/June 1977.
- [64] B. Stott & E. Hobson, "Power System Security Control Calculations Using Linear Programming, Part-1", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 97, N°. 5, pp. 1713-1720, Sep/Oct 1973.
- [65] B. Stott & E. Hobson, "Power System Security Control Calculations Using Linear Programming, Part-2", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-97, N°. 5, pp. 1721-1731, Sept/Oct 1978.
- [66] E. Hobson, "Network Constrained Reactive Power Control using Linear Programming", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-99, N°. 3, pp. 868-877, May/June 1980
- [67] M. M. El-Marsafawy & R. M. Mathur, "A New, Fast Technique for Load-Flow Solution of Integrated Multi-Terminal DC/AC Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 99, N°. 1, pp. 246-255, Jun/Feb 1980.
- [68] H. Fudeh & C. M. Ong, "A Simple and Efficient AC-DC Load-Flow Method for Multi-terminal DC Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 100, N°. 11, pp. 4389-4396, November 1981.
- [69] C. M. Ong & H. Fudeh, "AC Power Flow Control with a Multi-terminal DC System", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 100, N°. 11, pp. 4686-4691, November 1981.
- [70] K. R. C. Mamandur & R. D. Chenoweth, "Optimal Control of Reactive Power Flow for Improvements in Voltage Profiles And for Real Power Loss Minimization", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 100, N°. 7, pp. 3185-3194, July 1981.

- 
- [71] R. C. Burchett, H. H. Happ, D.R. Vierath & K.A. Wirgau, "Developments in Optimal Power Flow", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 101, N°. 2, pp. 406-414, February 1982.
- [72] R. C. Burchett, H. H. Happ & D. R. Vierath, "Quadratically Convergent Optimal Power Flow", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. 103, N°. 11, pp. 3297-3275, November 1984.
- [73] David I. Sun, Bruce Ashley, Brian Brewer, Art Hughes & William F. Tinney, "Optimal Power Flow by Newton Approach", IEEE Transaction on Power Apparatus and Systems, Vol. Pas-103, N°. 10, pp. 2864-2880, October 1984.
- [74] M. V. F. Pereira, L. M. V. G. Pinto, S. H. F. Cunha & G. C. Oliveira, "A Decomposition Approach to Automated Generation/Transmission Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, N°. 11, pp. 3074-3083, November 1985.
- [75] S. H. F. Cunha, M. V. F. Pereira, L. M. V. G. Pinto & G. C. Oliveira, "Composite Generation and Transmission Reliability Evaluation in Large Hydroelectric Systems", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, N°. 10, pp. 2657- 2663, October 1985.
- [76] Mario V. F. Pereira, & Leontina M. V. G. Pinto, "Application of Sensitivity Analysis of Load Supplying Capability To Interactive Transmission Expansion Planning", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-104, N°. 2, pp. 381-389, February 1985.
- [77] R. Monta Palomino & V. H. Quintana, "Sparse Reactive Power Scheduling by a Penalty Function Linear Programming Technique", IEEE Transactions on Power System, Vol. 1, N°. 3, pp. 31-39, 1986.
- [78] M. V. F. Pereira et al, "Mathematical decomposition techniques for power system expansion planning" EPRI EL 5299, Vol. 1, N°. 5, Electrical Power Research Institute, Palo Alto, CA 1988.
- [79] C. N. Lu, S. S. Chen & C. M. Ong, "The Incorporation of HVDC Equations in Optimal Power Flow Methods Using Sequential Quadratic Programming Techniques", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, N°. 3, pp. 1005-1011, August 1988.
- [80] Daniel S. Kirschen & Hans P. Van Meeteren, "MW/ Voltage Control in à Linear Programming Based Optimal Power Flow, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, N°. 2, pp. 481-489, May 1988.
- [81] W. C. Merritt, C. H. Saylor, R. C. Burchett & H. H. Happ, "Security Constrained Optimization : A Case Study", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, N°. 3, pp. 970-977, August 1988.
- [82] G. Schnyder & H. Glavitsch, "Integrated Security Control Using an Optimal Power Flow and Switching Concepts", IEEE Transactions on Power Systems Vol. 3, N°. 2, pp. 782-790, May 1988.
- [83] L. G. Dias & M. E. El-Hawary, "Effects of Active and Reactive Power Modeling in Optimal Load Flow studies", IEE Proceedings, Vol. 136, Pt. C, N°. 5, pp. 259-263, September 1989.
- [84] Milan Bjelogrić, Milan S. Calović & Borivoje S. Babić, "Application of Newton's Optimal Power Flow in Voltage/reactive Power Control", IEEE Transactions on Power Systems, pp. 105-111, CH2747-4/89/0000-0105\$1.00 © IEEE 1989.
- [85] C. L. Wadhwa & N. K. Jain, "Multiple Objective Optimal Load Flow : A New Perspective", IEE Proceedings, Vol. 137, Pt. C, N°. 1, pp. 13-18, January 1990.
- [86] U. De Martinis, F. Gagliardi, A. Losi, V. Mangoni & F. Rossi, "Optimal Load flow for Electrical Power Systems with Multi-terminal HVDC Links", IEE Proceedings, Vol. 137, N°. 2, pp. 139-145, March 1990.
- [87] D. Niebur & A. Germond, "Communications and Control for Electric Power Systems : Power Flow Classification for Static Security Assessment", Office of Energy Management Systems, United States Department of Energy, Jet Propulsion Laboratory, California Institute of Technology, Pasadena, California, February 1993.
- [88] L. G. Dias & M. E. El-Hawary, "Effects of Load Modeling in Security Constrained OPF Studies", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 6, N°. 1, pp. 87-93, February 1991.
- [89] Wang Kewen & Song Wennan, "The Optimal Load Flow Considering the Variation of Power Load", IEE International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, Hong Kong, pp. 306-310, November 1991.

- 
- [90] V. Miranda & J. T. Saraiva, "Fuzzy Modeling of Power Systems Optimal Load Flow", IEEE, Ch 2948-8/91/0000-0386\$1.00 © 1991, IEEE, Juin 1991.
- [91] G. Blanchon, J. F. Bonnans & J. C. Dodu, "Application d'une Méthode de Programmation Quadratique Successive à l'Optimisation des Puissances dans les Réseaux Electriques de Grands Tailles", EDF Bulletin de la Direction des Études et Recherches-Série C Mathématiques & informatiques, N°. 2, pp. 67-101, 1991.
- [92] Y. Yi-Hong & Ching-Tsai Pan, "An Enhanced Newton OPF", IEE International Conference on Advances in Power Systems Control, Operation and Management, Hong Kong, pp. 627-630, November 1991.
- [93] Rana Mukerji, Wendell Neugebauer, Richard P. Ludorf & Armand Catelli, "Evaluation of Wheeling and Non-Utility Generation (NUG) Options Using Optimal Power Flows", IEEE Transactions on Power Systems Vol. 7, N°. 1, pp. 201-207, February 1992.
- [94] G. N. Taranto, L. M. V. G. Pinto & M. V. F. Pereira, "Representation of FACTS Devices in Power System Economic Dispatch", IEEE Transactions on Power Systems Vol. 7, N°. 2, pp. 572-576, May 1992.
- [95] Srijib K. Mukhejee, Agustin Recio & Christos Dodigeris, "Optimal Power Flow by Linear Programming Based Optimization", IEEE Transactions on Power Systems, pp. 527-529, 0-78034494-2/92 \$3.00 © IEEE, 1992.
- [96] Hong Ying-Yi, "Impacts of Load Models on Solution of Newton Optimal Power Flow", IEEE Transactions on Power Systems, TENCN'93, pp. 398-401, 1993.
- [97] Y. Yi-Hong, C. A. Liao & T. G. Lu, "Application of Newton Optimal Power Flow to Assessment of VAR Control Sequences on Voltage Security : Case Studies for a Practical Power System", IEE Proceedings-C, Vol. 140, N°. 6, pp. 539-544, November 1993.
- [98] David Brillon, "Etude par Simulation des Systèmes de Transport d'Energie en Courant Continu à Haute Tension", Mémoire Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Maîtrise en Sciences Appliquées (Electronique Industrielle), Université du Québec, Février 1994.
- [99] Kit Po Wong & An Li, "Solving the Load Flow Problem Using Genetic Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, 07803-2759-4/95/\$ 4.00 © 1995 IEEE, pp. 103-108, 1995.
- [100] L. L. Lai & J. T. Maimply, "Power Flow Control in FACTS Using Evolutionary Programming", IEEE Transactions on Power Systems, 07803-2759-4/95/\$ 4.00 © 1995 IEEE, pp. 109-113, 1995.
- [101] C. R. Fuerte-Esquivel, E. Acha, "Unified Power Flow Controller : A Critical Comparison of Newton-Raphson UPFC Algorithms in Power Flow Studies", Department of Electronics and Electrical Engineering, The University of Glasgow, Scotland, UK, IEE Proc. Gener. Transm. Distrib., Vol. 144, N°. 5, pp. 437-444, September 1997.
- [102] M. Noroozian, L. Angquist, M. Ghandhari & G. Anderson, "Use of UPFC for Optimal Power Flow Control", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 12, N°. 4, pp. 1629-1634, 0885-8977/97/\$10.00 ©1997 IEEE, October 1997.
- [103] H. Harsan, N. Hadjsaid & P. Pruvo, "Cyclic Security Analysis for Security Constrained Optimal Power Flow", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 12, N°. 2, pp. 948-953, 0885-8950/97/\$10.00 © 1996 IEEE, May 1997.
- [104] James Daniel Weber, "Implementation of a Newton-based Optimal Power Flow Into a Power System Simulation Environment", Master Degree of Science, Electrical Engineering Graduate College of the University of Illinois at Urbana-Champaign, USA, 1997.
- [105] L. L. Lai & J. T. Maimply, "Improved Genetic Algorithms for Optimal Power Flow under both Normal Contingent Operation States", Copyright © 1997 Elsevier Science Ltd, Electrical Power and Energy Systems, Vol. 19, N°.5, pp. 287-292, 1997.
- [106] L. L. Lai & J.T. Maimply, "Practical Application of Evolutionary Computing to Reactive Power Planning", IEE Proc. Gener. Trans. Distri., Vol. 145, N°. 6, pp. 753-758, November 1998.

- [107] J. A. Momoh & J. Z. Zhu, "A New Approach to Optimal Power Flow with Phase Shifter", IEEE Transactions on Power Systems, pp. 4794-4799, 0-7803-4778-1 /98 \$10.00 © 1998 IEEE, 1998.
- [108] Jean-Christophe Passelergue, "Interactions des dispositifs FACTS dans les Grands Réseaux électriques", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Institute National Polytechnique de Grenoble, France, Novembre 1998.
- [109] L. L. Lai, "Intelligent System Applications in Power Engineering : Evolutionary Programming and Neural Networks", Copyright © 1998 by John Wiley & Sons, Inc, ISBN : 0-471-98095-1, New York, USA, 1998.
- [110] H. Ambriz-Pérez, E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel & A de Torre, "Incorporation of a UPFC Model in an Optimal Power Flow Using Newton's Method", Copyright © IEE, 1998, IEE Proc. Gener. Transm. Distrib, Vol. 145, N°. 3, pp. 33-344, May 1998.
- [111] S. Y. Ge, T. S. Chung & Y. K. Wong, "A New Method to Incorporate FACTS devices in Optimal Power flow", IEEE Catalogue No: 98EX137, 0-7803-4495-2/98/\$10.0 © 1998 IEEE, pp. 122-127, IEEE, 1998.
- [112] K. L. Lo, Y. J. Lin & W. H. Siew, "Fuzzy-logic Method for Adjustment of Variable Parameters in Load-Flow Calculation", Copyright © IEE, 1999, Power System Research Group, Department of Electronic and Electrical Engineering, University of Strathclyde, Glasgow, UK, IEE Proc. Gener. Transm. Distrib, Vol. 146, N°. 3, May 1999.
- [113] Abbes M. Abed, "Flexible AC Transmission Systems Benefits Study", Strategic Energy Research, California Energy Commission, USA, October, 1999.
- [114] I. Gusti Bagus Made Swastika Putra Kesimpar, "Etude et Réalisation des Régulateurs de Réseaux Neuronaux pour des convertisseurs Triphasés de Type GTO/IGBT", Mémoire Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Maîtrise en Sciences Appliquées (Electronique Industrielle), Université du Québec, Décembre 1999.
- [115] Geraldo Leite Torres & Victor Hugo Quintana, "Optimal Power Flow by a Nonlinear Complementarily Method", IEEE Transactions on Power Systems, pp. 211-216, 0-7803-5478-8/99/\$10.00 © 1999 IEEE, 1999.
- [116] A. J. F. Ken, X. Lombard & A. A. Edris, "Unified Power Flow Controller (UPFC) : Modeling and Analysis", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, N°. 2, pp. 648-654, April 1999.
- [117] S. Y. Ge & T. S. Chung, "Optimal Active Power Flow Incorporating Power Flow Control Needs in Flexible AC Transmission Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 14, N°. 2, pp. 738-744, 0885-8950/99/\$10.00 © 1998 IEEE, May 1999.
- [118] C. R. Fuerte-Esquivel, E. Acha, H. Ambriz-Pérez, "Integrated SVC and Step-Down Transformer Model for Newton-Raphson Load Flow Studies", IEEE Power Engineering Review, pp. 45-46, 0272-1724/00\$10.0 © 2000, IEEE, February 2000.
- [119] Arnim Herbig, "On load flow Control in Electric Power Systems", Doctorate Thesis, Royal Institute of Technology, Department of Electric Power Engineering, Electric Power Systems, Stockholm, ISSN: 1100-1607, 2000.
- [120] H. Ambriz-Pérez, E. Acha, & C. R. Fuerte-Esquivel, "Advanced SVC Models for Newton-Raphson Load Flow and Newton Optimal Power Flow Studies", IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 15, N°. 1, pp. 129-136, 0885-8950/00\$10.00 © 2000 IEEE, February 2000.
- [121] Y. K. Fan, D. Niebur, C. O. Nwankpa, H. Kwatny & R. Fischl, "Multiple Power Flow Solutions of Small Integrated AC/DC Power Systems", ISCAS 2000 - IEEE International Symposium on Circuits and Systems, May 28-31, 2000, 0-7803-5482-6/99/\$10.00 © 2000 IEEE, pp. II-224-II-227, Geneva, Switzerland, 2000.
- [122] Hirotaka Yoshida, Kenichi Kawata, Yoshikazu Fukuyama, Shinichi Takayama & Yosuke. Nakanishi, "A Particle Swarm Optimization for Reactive Power and Voltage Control Considering Voltage Security Assessment", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 15, N°. 4, pp. 1232-1239, November 2000.
- [123] H. C. Leung T. S. Chung, "Optimal Power Flow with a Versatile FACTS Controller by Genetic Algorithm Approach", Department of Electrical Engineering, The Hong Kong Polytechnic University,

- Hung Hom, Kowloon, Hong Kong, 2000, 0-7803-5935-6/00/\$10.00 © 2000, pp. 2806-2811, IEEE, 2000.
- [124] E. Acha, Hugo Amhriz-Pérez & C. R. Fuerte-Esquivel, "Advanced Transformer Control Modeling in an Optimal Power Flow Using Newton's Method", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 15, N°. 1, pp. 290-298, 0885-8950/00\$10.00 ©2000 IEEE, February 2000.
- [125] Narayana Prasad Padhy, "Wheeling Using Evolutionary Programming Based Optimal Power Flow Algorithm", Proceedings of the 5th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM 2000, pp. 144-148, Hong Kong, October 2000.
- [126] Kai Xie Y. H. Song, "Optimal Power Flow with Time-related Constraints by A Nonlinear Interior Point Method", IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1751-1759, 0-7803-5935-6/00/\$10.00 ©2000 IEEE, 2000.
- [127] Kyu-Ho Kim, Jae-Kyu Lee, Sang-Bong Rhee & Seek-Ku You, "Security Constrained OPF by Hybrid Algorithms in Interconnected Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1591-1596, 0-7803-7173-9/01/\$10.00 © 2001 IEEE, 2000.
- [128] T. S. Chung, Y. Z. Li, "A hybrid GA Approach for OPF with Consideration of FACTS Devices", IEEE Power Engineering Review, Vol. 21, N°. 2, pp. 47-50, 0272-1724/01/\$10.00 © 2001, IEEE, 2001, February 2001.
- [129] X. P. Zhang & E. J. Handschin, "Optimal Power Flow Control by Converter Based FACTS Contrllers" Copyright © IEE, 2001, International Conference on AC-DC transmission, 28-30 November 2001, pp. 250-255, IEE, 2001.
- [130] J. H. Kim, J. K. Park, B. H. Kim, J. B. Park & D. Hur, "A Method of Inclusion of Security Constraints with Distributed Optimal Power Flow", Electrical Power and Energy Systems Vol. 23, pp. 189-194, 0142-0615/01/\$ - See Front Matter © 2001, Elsevier Science Ltd. Elsevier, 2001.
- [131] Narayana Prasad Padby, M. A. R.Abdel-Moamen, P. K. Trivedi & B. Das, "A hybrid Model for Optimal Power Flow Incorporating FACTS Devices", IEEE Transactions on Power Systems, pp. 510-515, 0-7803-6674-3/00/\$10.00 © 2001 IEEE, 2001.
- [132] M. A. Abido & M. M. Al-Hulail, "Optimal Location and Setting of FACTS for Optimal Power Flow Problem Using a Hybrid GA/PSO Algorithm", King Fahad University of Petroleum and Minerals 2001.
- [133] B. N. Bishas & A. G. Bakirtzis, "Decentralized Congestion Management of Interconnected Power System", Proceeding of IEE for Generation transmission & Distribution, Vol. 149, N°. 4, pp. 432-438, July 2002.
- [134] M. A. Abido, "Optimal Power Flow using Particle Swarm Optimization", Electrical Power and Energy Systems. Vol. 23, pp. 563-571, 0142-0615/02/\$ - See Front Matter © 2002, Elsevier Science Ltd. Elsevier, 2002.
- [135] Cédric Jenni, "Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions dans un Réseau de Transport au Moyen de Dispositifs FACTS", Mémoire Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Maîtrise en Sciences (Electrotechnique), Université du Québec, 2002.
- [136] W. Ongsakul & P. bhasaputra, "Optimal Power Flow with FACTS Devices by Hybrid TS/SA Approach", 0142-0615/02/\$ - See Front Matter © 2002, Elsevier Science Ltd. Electrical Power and Energy Systems, pp. 851-857, 2002.
- [137] William Rosehart & José A. Aguado "Alternative Optimal Power Flow Formulation", 14<sup>th</sup> PSCC, Sevilla, 24-28 June 2002, Session 41, Paper 4, pp. 1-5, 2002.
- [138] A. G. Bhutad, S. V. Kulkarni & S. A. Khaparde, "Three-Phase Load Flow Methods for Radial Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, 0-7803-7651-X/03/\$17.00 © 2003 IEEE, 2003.
- [139] U. P. Mhaskar, A. B. Mote & A. M. Kulkarni, "A New Formulation for Load Flow Solution of Power Systems with Series FACTS Devices", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 18, N°. 4, 0885-8950/03\$17.00 © 2003 IEEE, pp. 1307-1315, November 2003.

- 
- [140] L. J. Cai & I. Erlich, "Optimal choice and allocation of FACTS Devices in Deregulated Electricity Market using Genetic Algorithms", IEEE Transactions on Power Systems, IEEE Conference, 0-7803-8718-X/04, 2004.
- [141] Stéphane Gerbex, "Méta-heuristiques Appliquées au Placement Optimal de Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique ", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences Techniques, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne, EPFL, 2003.
- [142] M. A. Abdel-Moamen & Narayana Prasad Padhy, "Optimal Power Flow Incorporating FACTS Devices: Bibliography and Survey", IEEE Transactions on Power Systems, 0-7803-8110-6/03/\$17.00 © 2003 IEEE, pp. 669-676, IEEE 2003.
- [143] M. A. Abdel-Moamen & Narayana Prasad Padhy, "Power Flow Control and Transmission Loss Minimization Model with TCSC for Practical Power Networks", IEEE Transactions on Power Systems, 0-7803-7989-6/03/\$17.00 © 2003 IEEE, pp. 880-884, IEEE 2003.
- [144] C. A. R. Sepulveda & B. J. P Lazo, "A Solution to the Optimal Power Flow Using Simulated Annealing", Electrical Power and Energy System, Elsevier, Vol. 25, pp. 47-57, 2003.
- [145] Alexandre Oudalov "Coordinated Control of Multiple FACTS Devices in an Electric Power System", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Electricité, Faculté des Sciences et Techniques de l'Ingénieur, Institut des Sciences de l'Energie. Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne. Lausanne, EPFL, Suisse, 2003.
- [146] K. R. Padiyar & Nagesh Prabhu, "Modelling, Control design and Analysis of VSC Based HVDC Transmission Systems", I 2004 Infematlonal Conference on Power System Technology - POWERCON 2004 Singapore, 21-24 November 2004, EEE Transactions on Power systems, 0-7803-8610-8/04/\$20.00 © 2004 IEEE, pp. 774-779, 2004.
- [147] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez & Cesar Angeles-Camacho, "FACTS Modelling and Simulation in Power Networks", John Wiley & Sons Ltd, The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England, 2004.
- [148] A. Panosyan, & B. R. Oswald, "Modified Newton-Raphson Load Flow Analysis for Integrated AC/DC Power Systems", Institute of Electric Power Systems, University of Hannover, Germany, 2004.
- [149] T. Bouktir, L. Slimani & M. Belkacemi, "A Genetic Algorithm for Solving the Optimal Power Flow Problem", Leonardo Journal of Sciences, ISSN 1583-0233, Issue 4, pp. 44-58, January-June 2004.
- [150] Maheswarupu Sydulu, "A New Reliable and Effective Approach for Adjustment of Variable Parameters of TCSC and TCPS in Load Flow Studies", IEEE Transactions on Power Systems, 0-7803-8560-8/04/\$20.00 © 2004 IEEE, pp. 573-576, IEEE 2004.
- [151] J. Hao, L. B. Shi & Ch. Chen, "Optimising Location of Unified Power Flow Controllers by Means of Improved Evolutionary Programming", IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., Vol. 151, N°. 6, pp. 705-712, November 2004.
- [152] Amit Jain, S. C. Tripathy, R. Balasubramanian, Kamal Garg and Yoshuyuki Kawazoe, "Neural Network Based Stochastic Load Flow Analysis", International Conference on Power System Technology - POWERCON, Singapore, November 2004, 0 -7803-8610-8/044\$20.00 © 2004, pp. 1845-1850, IEEE, 2004.
- [153] Lijun Cai, "Robust Coordinated Control of FACTS Devices in Large Power Systems", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Engineering, Copyright © Logos Verlag Berlin 2004, Alle Rechte Vorbehalten, ISBN 3-8325-0570-9. Universität Duisburg-Essen, China, 2004.
- [154] L. J. Cai, I. Erlich & G. Stamtsis, "Optimal Choice and Allocation of FACTS Devices in Deregulated Electricity Market Using Genetic Algorithms", IEEE Transactions on Power Systems, 0-7803-8718-X/04/\$20.00 © 2004, IEEE, 2004.
- [155] Konrad Purchala, Leonardo Meeus, Daniel Van Dommelen, & Ronnie Belmans, , "Usefulness of DC Power Flow for Active Power Flow Analysis", IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1-6, 0-7803-9156-X/05/\$20.00 © 2005, pp. 01-06, IEEE, 2004.

- [156] N. M. Jothi Swaroopan & P. Somasundaram, "Fuzzified PSO Algorithm for DC-OPF of Interconnected Power System", *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*. Copyright © 2005-2010, JATIT & LLS. pp. 44-52, All rights reserved, 2005.
- [157] T. Bouktir, L. Slimani, "Optimal Power Flow of the Algerian Electrical Network using an Ant Colony Optimization Method", *Leonardo Journal of Sciences*, ISSN 1583-0233, Issue 7, pp. 43-57, July-December 2005.
- [158] Xiaojiao Tong & Mugang Lin, "Semismooth Newton-Type Algorithms for Solving Optimal Power Flow Problems", *IEEE/PES Transmission and Distribution, Conference & Exhibition: Asia and Pacific Dalian, China, 0-7803-9114-4/05/\$20.00* © 2005 IEEE, pp. 01-07, 2005.
- [159] Samah K. M. Kodsí & Claudio A. Canizares, "Stability Constraints Optimal Power Flow and its Application to Pricing Power System Stabilizer", *IEEE Transactions on Power Systems*, 0-7803-9255-8/05/\$20.00 © 2005, pp. 120-126, IEEE, 2005.
- [160] H. Song, B. Lee & Y. H. Moon, "Reactive Optimal Power Flow Incorporating Margin Enhancement Constraints with Nonlinear Interior Point Method", *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 152, N°. 6, pp. 961-968, November 2005.
- [161] G. Glanzmann & G. Andersson, "Coordinated Control of FACTS Devices based on Optimal Power Flow", *IEEE Transactions on Power Systems*, 0-7803-9255-8/05/\$20.00 © 2005 IEEE, pp. 141-148, 2005.
- [162] Cui-Ru Wang, He-Jin Yuan, Zhi-Qiang Huang, Jiang-Wei Zhang & Chen-Jun Sun, "A Modified Particle Swarm Optimization Algorithm and its application in Optimal Power Flow Problem", *Proceedings of the Fourth International Conference on Machine Learning and Cybernetics, Guangzhou, 18-21 August 2005*, 0-7803-9091-1/05/\$20.00 © 2005 IEEE, pp. 2285-2289, IEEE, 2005.
- [163] Edmea C. Baptista, Edmarcio A. Belati, Geraldo R. M. da Costa, "Logarithmic Barrier-Augmented Lagrangian Function to the Optimal Power Flow Problem", *Electrical Power and Energy Systems*, Copyright © Elsevier Ltd, Vol. 27, pp. 528-532, Elsevier, 2005.
- [164] Wang Mina & Liu Shengsong, "A trust Region Interior Point Algorithm for Optimal Power Flow Problems", *Electrical Power and Energy Systems*, Copyright © 2005 Elsevier Ltd, Vol. 27, pp. 293-300, Elsevier, 2005.
- [165] Pandelis N. Biskas, A. G. Bakirtzis, Nikos I. Macheras & Nikolaos K. Pasialis, "A Decentralized Implementation of DC Optimal Power Flow on a Network of Computers", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, N°. 1, pp. 25-33, 0885-8950/\$20.00 © 2005 IEEE, February 2005.
- [166] Rabih A. Jabr, "Modeling Network Losses Using Quadratic Cones", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 20, N°. 1, 0885-8950/\$20.00 © 2005 IEEE, pp. 505-506, February 2005.
- [167] Federico Milano, Claudio A. Canizares & Marco Invernizzi, "Voltage Stability Constrained OPF Market Models considering N-1 Contingency Criteria", *Electrical Power and Energy Systems*, Copyright © 2005 Elsevier B. V, Vol. 74, pp. 27-36, Elsevier, 2005.
- [168] K. Lenin & M. R. Mohan, "Ant Colony Search Algorithm for Optimal Reactive Power Optimization", *Serbian Journal of Electrical Engineering*, Vol. 3, N°. 1, pp. 77-88, June 2006.
- [169] Rafik Labdani, Linda Slimani & Tarek Bouktir, "Particle Swarm Optimization Applied to the Economic Dispatch Problem", *Journal of Electrical Systems* Vol. 2, N°. 2, pp. 95-102, 2006. Copyright © JES 2006 on-line : [journal.esrgroups.org/jes](http://journal.esrgroups.org/jes), Algeria 2006.
- [170] S. T. Jaya Christa & P. Venkatesh, "Optimal Placement of Unified Power Flow Controllers : An Approach to Maximize the Loadability of Transmission Lines", *Journal of Electrical Systems* Vol. 2, N°. 2, pp. 82-94, Copyright © JES 2006 on-line : [journal.esrgroups.org/jes](http://journal.esrgroups.org/jes), Algeria 2006.
- [171] A. A. A. Esmin and G. Lambert-Torres, "Loss Power Minimization Using Particle Swarm Optimization", *International Joint Conference on Neural Networks Sheraton Vancouver Wall Centre Hotel, Vancouver, BC, Canada, July 16-21, 2006*, 0-7803-9490-9/06/\$20.00/©2006 IEEE, pp. 1988-1992, IEEE, July 2006.

- [172] E. Catz, "Evolutions Techniques du Système de Transport & de Distribution d'Electricité", Journées Electrotechnique du Club EEA, J3eA-Vol. 5, Hors Série 1, 2006, DOI : 10.1051/J3ea :20060025, Ariva T & D, France, 2006.
- [173] Cesar. Angeles. Camacho & Claudio. R. Fuerte-Esquivel, "A three-phase SSVS Model for Power Flow Studies in Unbalanced Transmission Network", Copyright © 2006 Elsevier Ltd, Electric Power and Energy Systems, Vol.28, pp. 696-706, Science Direct, Elsevier, 2006.
- [174] D. Povh, D. Retzmann, E. Teltsch U. Kerin & R. Mihalic, "Advantages of Large AC/DC System Interconnections", [http : //www.cigre.org](http://www.cigre.org), CIGRE 2006, pp. 01-10. 2006.
- [175] Hugo Ambriz-Peérez, Enrique Achab, & Claudio R. Fuerte-Esquivel, "TCSC-firing Angle Model for Optimal Power Flow Solutions Using Newton's Method", Copyright © 2006, Elsevier Ltd, Electric Power and Energy Systems, Vol.28, pp. 77-85, Science Direct, Elsevier, 2006.
- [176] Jun Zhang, & Akihiko Yokoyama, "A Comparison between the UPFC and the IPFC in Optimal Power Flow Control and Power Flow Regulation ", IEEE Transactions on Power Systems, 1-4244-0228-X/06/\$20.00 © 2006 IEEE, pp. 339-345, IEEE 2006.
- [177] J. Zhang & A. Yokoyama, "Optimal Power Flow Control for Congestion Management by Interline Power Flow Controller (IPFC)", International Conference on Power System Technology, 2006, IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1-6, 1-4244-0111-9/06/\$20.00 © 2006 IEEE, IEEE 2006.
- [178] Jong-Yul Kim, Hwa-Seok Lee & June-Ho Park, "A Modified Particle Swarm Optimization for Optimal Power Flow", Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol. 2, N°. 4, pp. 413-419, 2007.
- [179] Xiaojiao Tong, Felix F. Wu, Yongping Zhang, Zheng Yan & Yixin Ni, "A Semismooth Newton Method for Solving Optimal power Flow", Journal of Industrial and Management Optimization, Vol. 3, N°. 3, pp. 553-567, August 2007.
- [180] K. Vijayakumar & Dr. R. P. Kumudinidevi, "A New Method for Optimal Location of FACTS Controllers Using Genetic Algorithm", Journal of Theoretical and Applied Information Technology, Copyright © 2005 - 2007 JATIT, pp. 01-07, 2007.
- [181] M. Saravanan, S. Mary Raja Slochanal, P. Venkatesh & J. Prince Stephen Abraham, "Application of Particle Swarm Optimization Technique for Optimal Location of FACTS Devices Considering Cost of Installation and System Loadability", Copyright © 2007, Elsevier Ltd, Electric Power Systems Research, Vol. 77, pp. 276-283, Science Direct, Elsevier, 2007.
- [182] Alejandro Pizano-Martinez, Claudio R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez & Enrique Acha, "Modeling of VSC-Based HVDC Systems for a Newton-Raphson OPF Algorithm", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, N°. 4, pp. 1794-1803, 0885-8950/\$25.00 © 2007 IEEE, November 2007.
- [183] K. Vijayakumar, Dr. R. P. Kumudinidevi & D. Suchithra, "A Hybrid Genetic Algorithm for Optimal Power Flow incorporating FACTS Devices", International Conference on Computational Intelligence and Multimedia Applications 2007, 0-7695-3050-8/07 \$25.00 © 2007 IEEE, pp. 463-467, IEEE Computer Society, 2007.
- [184] A. Lakshmi Devi & B. Subramanyam, "Optimal DG Unit Placement for Loss Reduction in Radial Distribution system-A Case Study", ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, Copyright © 2006-2007, Asian Research Publishing Network (ARPN), Vol. 2, N°. 6, pp. 57-61, December 2007, ISSN: 1819-6608, 2007.
- [185] Junjie Sun & Leigh Tesfatsion, "DC Optimal Power Flow Formulation and Solution Using QuadProgJ", ISU Economics Working pp. 1-62, N°. 06014, Iowa State University, October 2007.
- [186] M. Geidl & G. Andersson, "Optimal Power Flow of Multiple energy Carriers", Power Systems and High Voltage Laboratories, ETH Zurich, 8092 Zurich, Switzerland, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, N°. 1, pp. 145-155, February 2007.
- [187] B. Naama, H. Bouzeboudja, Y. Remdani & A. Chaker, "Optimisation des Puissances dans un Réseau d'Energie Electrique par L'Intelligence Artificielle", 4th International Conference on Computer Integrated Manufacturing CIP'2007, 03-04 November 2007.



- 
- [188] M. S. Ailaja Kumari, G. Priyanka & M. Sydulu, "Comparison of Genetic Algorithms and Particle Swarm Optimization for Optimal Power Flow Including FACTS Devices", IEEE Transactions on Power Systems, 978-1-4244-2190-9/07/\$25.00 © 2007 IEEE, pp. 1105-1110, IEEE Power Technology 2007.
- [189] Yog Raj Sood, "Evolutionary Programming Based Optimal Power Flow and its Validation for Deregulated Power System Analysis", Copyright © 2007, Elsevier Ltd, Electric Power and Energy Systems, Vol. 29, pp. 65-75, Science Direct, Elsevier, 2007.
- [190] Florin Capitanescu, Mevludin Glavic, Damien Ernst & Louis Wehenkel, "Interior-point Based Algorithms for the Solution of Optimal Power Flow Problems", Copyright © 2007, Elsevier Ltd, Electric Power Systems Research, Vol. 77, pp. 508-517, Science Direct, Elsevier, 2007.
- [191] V. A. Sousa, E. C. Baptista & G. R. M. Costa, "Optimal Power Flow via Interior-Exterior Method", IEEE Transactions on Power Systems, 1-4244-1298-6/07/\$25.00 © 2007 IEEE, pp. 01-06, IEEE 2007.
- [192] Ahmed M. Azmy, "Optimal Power Flow to Manage Voltage Profiles in Interconnected Networks Using Expert Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, N°. 4, Pp. 1622-1628, November 2007.
- [193] Dirk Westermann & Hubert Sauvain, "Experiences with Wide Area Coordinated Control OF FACTS Devices and HVDC in a Real Time Environment", IEEE Transactions on Power Systems, 978-1-4244-2190-9/07/\$25.00 © 2007 IEEE, pp. 1688-1693, IEEE Power Technology, 2007.
- [194] H. Ambriz-Pérez, E. Acha & C.R. Fuerte-Esquivel, "High Voltage Direct Current Modelling in Optimal Power Flows", Copyright © 2008, Elsevier Ltd, Electric Power and Energy Systems, Vol. 30, pp. 157-168, Science Direct, Elsevier, 2008.
- [195] M. Basu, "Optimal power flow with FACTS devices using differential evolution", Copyright © 2008, Elsevier Ltd, Electric Power and Energy Systems, Vol. 30, pp. 150-156, Science Direct, Elsevier, 2008.
- [196] K. Y. Chan, G. T. Y. Pong and K. W. Chan, "Investigation of Hybrid Particle Swarm Optimization Methods for Solving Transient-Stability Constrained Optimal Power Flow Problems", Engineering Letters, 16:1, EL\_16\_1\_10, February 2008.
- [197] B. Mahdad, K. Srairi, T. Bouktir & M. E. H. Benbouzid, "Optimal Power Flow for Large-Scale Power System with Shunt FACTS using Efficient Parallel GA", IEEE Transactions on Power Systems, 978-1-4244-1766-7/08/\$25.00 © 2008 IEEE, pp. 867-872, IEEE 2008.
- [198] Juan Yu, Wei Yan, Wenyuan Li & Lili Wen, "Quadratic Models of AC-DC Power flow and Optimal Reactive Power Flow with HVDC and UPFC Controls", Copyright © 2008, Elsevier Ltd, Electric Power Systems Research, Vol. 78, pp. 302-310, Science Direct, Elsevier, 2008.
- [199] A. Boumediène & A. Laoufi, "Collective Intelligence for Optimal Power Flow Solution Using Ant Colony Optimization", Leonardo Electronic Journal of Practices and Technologies, pp. 88-105, ISSN 1583-1078, Issue 13, July-December 2008.
- [200] Iraj Kheirizad, Amir Mohammadi & Mohammad Hadi Varahram, "A Novel Algorithm for Optimal Location of FACTS Devices in Power System Planning", Journal of Electrical Engineering & Technology, Vol. 3, N°. 2, pp. 177-183, 2008.
- [201] Karim Sebaa, "Commande Intelligente pour l'Amélioration de la Stabilité Dynamique des Réseaux d'Énergie Électrique", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Electrotechnique Option : Systèmes Electro-énergétiques, Département d'électrotechnique, Université des Sciences & des Technologies Houari Boumediene (USTHB), Algérie, Septembre 2008.
- [202] R. Narmatha Banu D. Devaraj, "Optimal Power Flow for Steady State Security Enhancement using Genetic Algorithm with FACTS Devices", 10 Colloquium and the Third ICIS, Kharagpur, INDIA December 8-10, IEEE Transactions on Power Systems, IEEE Region, 978-1-4244-2806-9/08/\$25.00 © 2008 IEEE, pp. 01-06, IEEE 2008.
- [203] M. Clause, D. Retzmann, D Soranger & K. Uecker, "Solution of Smart and Super Grid with HVDC and FACTS", 17<sup>th</sup> Conference of the Electrical Supply Industry, pp. 01-09, 27-31 October 2008, CEPSI 2008.

- [204] B. Mahdad, K. Srairi, T. Bouktir & M. Eh. Benbouzid, "Optimal Power Flow for Large-Scale Power System with Shunt FACTS Using Efficient Parallel GA", IEEE Transactions on Power Systems, 978-1-4244-1766-7/08/\$25.00 © 2008 IEEE, pp. 867-872, November 2008.
- [205] M. A. Abido "Power System Stability Enhancement Using FACTS Controllers: A Review", The Arabian Journal for Science and Engineering, Vol. 34, N°. 1B, pp. 153-172, April 2009.
- [206] L. Abdelmalek & M. Rahli "Répartition Optimale des Puissances Actives par les Méthodes Hessiennes", Copyright © 2008 Mediamira Science Publisher, Vol. 49, N°. 2, pp. 200-205, ACTA Electrotechnica 2008.
- [207] Anibal T. de Azevedo, Carlos A. Castro, Aurelio R. L. Oliveira & Secundino Soares, "Security Constrained Optimal Active Power Flow via Network Model and Interior Point Method", Revista Controle & Automação, Vol. 20, N°.2, pp. 206-216, Abril, Maio e Junho 2009
- [208] K. Chandrasekaran, K. Arul Jeyaraj, L. Sahayasenthamil & Dr. M. Saravanan, "A New Method to Incorporate FACTS Devices in Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization", Journal of Theoretical and Applied Information Technology, Copyright © 2005 - 2009 JATIT, pp. 67-75, 2009.
- [209] Paola Pezzini, Oriol Gomis-Bellmunt, Carlos Gonzalez-de-Miguel, Adria Junyent-Ferré & Antoni Sudria-Andreu, "Genetic Algorithm Approach in FACTS Devices Location for the Improvement of Energy Efficiency in Distribution Networks", International Conference on Renewable Energies and Quality, ICREQ'09, Valencia (Spain) 15<sup>th</sup> -17<sup>th</sup> April 2009, European association for the Development of the Renewable Energies, Environment and Power quality, pp. 01-05, 2009,
- [210] S. B. Warkad, Dr. M. K. Khedkar & Dr. G. M. Dhole, "A Genetic Algorithm Approach for Solving AC-DC Optimal Power Flow Problem", Journal of Theoretical and Applied Information Technology, Copyright © 2005 – 2009 JATIT, Vol. 6, N°. 01, pp. 27-39, 2009.
- [211] A. A. Abou El Ela, M. A. Abido & S. R. Spea, "Optimal Power Flow using Differential Evolution Algorithm", Elec. Eng. (2009) Vol. 91, pp. 69-78, Springer 2009.
- [212] Khatir Mohamed, Zidi Sid Ahmed, Hadjeri Samir, Fellah Mohammed Karim & Amiri Rabie, "Performance Analysis of a Voltage Source Converter (VSC) based HVDC Transmission System Under Faulted Conditions", Leonardo Journal of Sciences, Issue 15, July-December 2009, pp. 33-46, ISSN 1583-0233, 2009.
- [213] N. Mezhoud, A. Boukadoum, S. Leulmi & F. Boukhenoufa, "Etude de l'Écoulement de Puissance Optimal par la Méthode de Newton en Présence des Dispositifs FACTS (SVC)", 10<sup>th</sup> International Conference on Electrical Networks, ICEN'10, Sedi Bel-Abbes, Algeria, pp. 48-54, September 28 - 29, 2010.
- [214] Chi Su & Zhe Chen, "An Optimal Power Flow (OPF) Method with Improved Power System Stability", UPEC2010, 31<sup>st</sup> Aug - 3<sup>rd</sup> Sep 2010.
- [215] J. Hazra & A. K. Sinha, "A multi-objective Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization", European Transactions on Electrical Power, Euro. Trans. Electr. Power (2010), Copyright © 2010 John Wiley & Sons, Ltd, 2010
- [216] Prabha Umapathy, C. Venkateshaiah & M. Senthil Arumugam, "Particle Swarm Optimization with Various Inertia Weight Variants for Optimal Power Flow Solution", Hindawi Publishing Corporation, Discrete Dynamics in Nature and Society, 2010.
- [217] M. Venkateswara Rao & C.B.K. Nivedita, "Optimal Placement of VSC based HVDC by Particle Swarm Optimization in Power Transmission", GMR Institute of Technology, Rajam, Srikakulam dist, A. P, ISBN : 978-93-81693-82-7, India 2010.
- [218] D. Venu Madhava Chary & J. Amarnath, "Complex Neural Network Approach to Optimal Location of FACTS Devices for Transfer Capability Enhancement", Copyright © 2006-2010 Asian Research Publishing Network (ARPN), ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol. 5, N°.1, pp. 21-25, ISSN1819-6608, January 2010.

- [219] Kapil Upamanyu, Keshav Bansal & Miteshwar Singh, "Ant Colony Based Load Flow Optimisation Using Matlab", International Journal of Engineering Development and Research IJEDR, Vol. 130, pp. 47-51, ISSN: 2321-9939, 2010.
- [220] A. V. Naresh Babu, S. Sivanagaraju, Ch. Padmanabharaju & T. Ramana, "Power Flow Analysis of a Power System in the Presence of Interline Power Flow Controller (IPFC)", Copyright © 2006-2010 Asian Research Publishing Network (ARPN), ARPN Journal of Engineering and Applied Sciences, Vol. 5, N°.10, pp. 01-04, ISSN1: 819-6608, October 2010.
- [221] A. A. Abou El Ela, M. A. Abido & S.R. Spea, "Optimal Power Flow Using Differential Evolution Algorithm", Electric Power Systems Research, Copyright © 2010 Elsevier B.V, Electric Power Systems Research, Vol. 80, pp. 878–885, Sciences Direct, Elsevier 2010.
- [222] Zechun Hu, Xifan Wang & Gareth Taylor, "Stochastic Optimal Reactive Power Dispatch: Formulation and Solution Method", Copyright © 2010 Elsevier Ltd, Electric Power Systems Research, Vol. 32, pp. 615-621, Science Direct, Elsevier 2010.
- [223] B. Mahdad, K. Srairi, T. Bouktir, M. EL. Benbouzid, Senior Member, IEEE, "Fuzzy Controlled Parallel PSO to Solving Large Practical Economic Dispatch", IEEE Transactions on Power Systems, 978-1-4244-5226-2/10/\$26.00 ©2010 IEEE, pp. 2695-2701, December 2010.
- [224] Javad Lavei, Anders Rantzer & Stephen Low, "Power Flow Optimization Using Positive Quadratic Programming ", Preprints of the 18<sup>th</sup> IFAC World Congress Milano (Italy) August 28 - September 2, 2010, Copyright by the International Federation of Automatic Control (IFAC), pp. 10481-10486, Italy 2010.
- [225] L. Slimani & T. Bouktir "Iterative Non-deterministic Algorithms in Optimal Power Flow: a Comparative Study", Copyright © JES 2011, Journal of Electrical Systems Vol. 7, N°. 4, pp. 458-477, Algeria 2011.
- [226] Numphetch Sinsuphun, Uthen Leeton, Umaporn Kwannetr, Dusit Uthitsunthorn, & Thanatchai Kulworawanichpong , "Loss Minimization Using Optimal Power Flow Based on Swarm Intelligences", ECTI Transactions on Electrical Eng., Electronics, and Communications Vol. 9, N°.1, pp. 212-222, February 2011.
- [227] N. M. Tabatabaei, Gh. Aghajani, N.S. Boushehri & S. Shoarinejad, "Optimal Location of FACTS Devices Using Adaptive Particle Swarm Optimization Mixed with Simulated Annealing", International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering (IJTPE), Published by International Organization on TPE (IOTPE), Vol. 3 N°. 2, Iss. 7, pp. 60-70, ISSN: 2077-3528, June 2011.
- [228] Jean-Luc Thomas, Maialen Boyra & Gilbert Bergna, "Les Technologies de Liaisons à Courant Continu pour l'Interconnexion des Réseaux Electriques du Pourtour Méditerranéen", Les Grands Projets Solaires du Pourtour Méditerranéen, REE N°5, pp. 38-57, 2011.
- [229] Huy Nguyen Duc, "Amélioration de l'Amortissement des Oscillations de Puissance Du Réseau Electrique avec les Dispositifs FACTS et les Mesures à Distance", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Ecole de Technologie Supérieure, Université du Québec, Montréal, Janvier 2011.
- [230] C. Kumar & Dr. Ch. Padmanabha Raju, "Constrained Optimal Power Flow using Particle Swarm Optimization", International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering IJETAE, ISSN : 2250-2459, Vol. 2, Iss. 2, pp. 235-241, February 2012.
- [231] Ahmed A. A. Esmine & Germano Lambert-Torres, "Application of Particle Swarm Optimization to Optimal Power Systems", International Journal of Innovative Computing, Information and Control, ICIC International © 2012, ISSN : 1349-4198, Vol. 8, N°. 3A, pp. 1705–1716, March 2012.
- [232] F. Gonzalez-Longatt, J. Roldan & C. A. Charalambous, "Power Flow Solution on Multi-terminal HVDC Systems : Supergrid Case", International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'12) Santiago de Compostela (Spain), 28<sup>th</sup> to 30<sup>th</sup> March, 2012, European Association for the Development of Renewable Energies, Environment and Power Quality (EA4EPQ), Spain 2012.

- [233] Linda Slimani & Tarek Bouktir, "Application of Differential Evolution Algorithm to Optimal Power Flow with high Wind Energy Penetration", *Acta Electrotechnica*, Vol. 53, N°1, pp. 59-62, 2012.
- [234] M. Lakshmikantha Reddy, M. Ramprasad Reddy & V. C. Veera Reddy, "Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization", *International Journal of Engineering Sciences & Emerging Technologies*, Vol. 4, Iss. 1, pp. 116-124, © IJESSET, ISSN : 2231-6604, December 2012.
- [235] Ghanemi Nadir, Labeled Djamel, "SPI Method to Study the Load Flow of Networks AC-DC Power System", *International Journal of Engineering and Technology*, Vol. 2, N°. 7, ISSN : 2049-3444, Copyright © 2012 - IJET Publications UK, July 2012.
- [236] A. Esmaeili Dahej, S. Esmaeili & A. Goroohi, "Optimal Allocation of SVC and TCSC for Improving Voltage Stability and Reducing Power System Losses Using Hybrid Binary Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization", *Canadian Journal on Electrical and Electronics Engineering*, Vol. 3, N°. 3, pp. 100-107, March 2012.
- [237] S. Suresh, A.V. Naresh Babu & S. Sivanagaraju, "A Solution to the Security Constrained OPF Problem Using Intelligent Search Evolution Algorithm with FACTS Device", *International Journal of Electrical Engineering*, ISSN 0974-2158, Vol. 5, N°. 1, pp. 61-69, Copyright © International Research Publication House, 2012.
- [238] Jigar S. Sarada, Vibha N. Parmar, Dhaval G.Patel & Lalit K.Patel, "Genetic Algorithm Approach for Optimal Location of FACTS Devices to Improve System Loadability and Minimization of Losses", *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, Copyright © IJAREEIE, ISSN 2278 - 8875, Vol. 1, Iss. 3, pp. 114-125, September 2012.
- [239] Biplab Bhattacharyya, S. K. Goswami & Vikash Kumar Gupta, "Particle Swarm Intelligence based Allocation of FACTS Controller for the Increased Load Ability of Power System", *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, Vol. 4, N°. 4, pp. 584-594, December 2012.
- [240] A. A. E. Shammah, Ahmed M. Azmy & A. Abou El-Ela, "Optimal Siting and Sizing of Capacitor Banks in Distribution Networks using Heuristic Algorithms", Copyright © JES 2011, *Journal of Electrical Systems* Vol. 8, N°. 4, pp. 384-396, Algeria 2012.
- [241] Siti Amely Jumaat, Ismail Musirin, Muhammad Murtadha Othman & Hazlie Mokhlis, "Optimal Placement and Sizing of Multiple FACTS Devices Installation", *International Conference on Power and Energy (PECon)*, Kota Kinabalu Sabah, Malaysia, *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 145-150, 978-1-4673-5019-8/12/\$31.00 © 2012 IEEE, 2-5 December 2012,
- [242] B. Bhattacharyya & Vikash Kumar Gupta, "Application of DE & PSO Algorithm for the Placement of FACTS Devices For Economic Operation of a Power System", *WSEAS Transactions on Power Systems*, E-ISSN: 2224-350X, Vol. 7, Iss. 4, pp. 209-216, October 2012.
- [243] Ulas Kilic & Kursat Ayan, "Transient Stability Constrained Optimal Power Flow Solution of AC-DC Systems using Genetic Algorithm", *3<sup>rd</sup> International Journal of Electrical Power and Energy Conversion Systems*, Yildiz Technical University, Istanbul, Turkey, October 2-4,2013.
- [244] Belkacem Mahdad & K. Srairi, "A Study on Multi-objective Optimal Power Flow under Contingency using Differential Evolution", *J Electr. Eng. Technol.*, Vol. 8, N°. 1, pp. 53-63, ISSN : 1975-0102, July 2013.
- [245] R. Effatnejad, H. Aliyari, H. Tadayyoni & A. Abdollahshirazi, "Novel Optimization Based on the Ant Colony for Economic Dispatch", *International Journal on Technical and Physical Problems of Engineering (IJTPE)*, Published by International Organization of IOTPE, Vol. 5, N°. 2, Iss. 15, pp. 75-80, ISSN: 2077-3528, June 2013.
- [246] M. Rama Mohana Rao & A. V. Naresh Babu, "Optimal Power Flow Using Cuckoo Optimization Algorithm", *International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering*, Copyright © IJAREEIE, ISSN : 2278-8875, Vol. 2, Iss. 9, pp. 4213-4218, September 2013

- [247] K. Dhananjaya Babu & M. Damodar Reddy, "Optimal Placement of SVC Using Fuzzy And PSO Algorithm", *International Journal of Engineering Research and Applications (IJERA)*, ISSN: 2248-9622, Vol. 3, Iss. 1, pp. 485-490, January -February 2013,
- [248] Bhupender Sharma, Shivani Sehgal & Ajay Nain, "Particle Swarm Optimization and Genetic Algorithm based Optimal Power Flow Solutions", *International Journal of Application or Innovation in Engineering & Management (IJAIEM)*, Vol. 2, Iss. 7, Pp. 307-315, ISSN : 2319-4847, July 2013.
- [249] S. A. Jumaat, I. Musirin, M. M. Othman & H. Mokhlis, "MOPSO Approach for FACTS Device Installation in Power System", *International Power Engineering and Optimization Conference (PEOCO2013)*, IEEE Transactions on Power Systems, 978-1-4673-5074-7/13/\$31.00 © 2013 IEEE, pp. 554-559, Langkawi, Malaysia. 3-4 June 2013.
- [250] Firas M. Tuaimah, Yaser Nadhum Abd & Fahad A. Hameed, "Ant Colony Optimization based Optimal Power Flow Analysis for the Iraqi Super High Voltage Grid", *International Journal of Computer Applications*, ISSN: 0975 – 8887, Vol. 67, N°.11, pp. 13-18, April 2013.
- [251] Messaoudi Abdelmoumene, Belkacemi Mohamed & Azoui Boubakeur, "Optimal Reactive Power Dispatch Using Differential Evolution Algorithm with Voltage Profile Control", *International Journal of Intelligent Systems and Applications*, Copyright © MECS, Vol. 10, pp. 28-34, September 2013.
- [252] S. Dhivya & T. Vigneswaran, "Primal Dual Interior Point Algorithm for Constrained Economic Load Dispatch and Optimal Power Flow", *International Conference on Power, Energy and control (ICPEC)*, pp. 360-365, 978-1-4673-6030-2/13/\$31.00 ©2013 IEEE 2013.
- [253] Fabrice d'Eustachio, "Les Enjeux des Systèmes HVDC dans les Réseaux de Transport d'Electricité", Mémoire Présentée en Vue d'Obtention du diplôme d'Ingénieur en Information et Communication, Conservatoire National des Arts et Métiers, CNAM, Centre Régional Associé de Grenoble, Décembre 2013.
- [254] C. N. Ravi & C. Christofer Asir Rajan, "Emission Constraint Optimal Power Flow using Differential Evolution", *International Journal of Computer Applications (0975-8887)*, Vol. 61, N°. 13, January 2013.
- [255] Arun Pachori, Hemant Amhia & Vikendra Moranya, "Static VAR Compensation Technique for IEEE 14-bus System", *International Journal of Emerging Technology and Advanced Engineering*, ISSN: 2250-2459, Vol. 3, Iss. 8, pp. 777-781, August 2013.
- [256] B. Mahdad & K. Srairi, "Study on Multi-objective Optimal Power Flow under Contingency using Differential Evolution", *Journal of Electrical Engineering Technology, JEET*, Vol. 8, N°. 1, pp. 53-63, ISSN : 1975-0102, 2013.
- [257] N. Mezhoud, S. Leulmi & A. Boukadoum, "HVDC Modelling In Optimal Power Flow Using Particle Swarm Optimization", *International Journal of Advanced Engineering Applications (IJAEA)*, Vol. 7, N° 2, pp. 42-52, April 2014.
- [258] G. Sasank Das & B. Mohan, "Optimal Allocation of FACTS Device with Multiple Objectives Using Genetic Algorithm", *International Journal of Modern Engineering Research (IJMER)*, ISSN: 2249–6645, Vol. 4, Iss. 2, pp. 162-168, Feb. 2014.
- [259] Anju Gupta, "Application of GA for Optimal Location of FACTS Devices for Steady State Voltage Stability Enhancement of Power System", *International Journal of Intelligent Systems and Applications*, Copyright © 2014 MECS, Vol. 3, pp. 69-75, February 2014.
- [260] K. Pandiarajan & C. K. Babulal, "Transmission Line Management Using Hybrid Differential Evolution with Particle Swarm Optimization", Copyright © JES 2014, *Journal of Electrical Systems*, Vol. 10, N°. 1, pp. 21-35, Algeria, 2014.
- [261] Ahmed Elsheikh, Yahya Helmy, Yasmine Abouelseoud & Ahmed Elsherif, "Optimal Power Flow and Reactive Compensation Using a Particle Swarm Optimization Algorithm", Copyright © JES 2014, *Journal of Electrical Systems*, Vol. 10, N°. 1, pp. 63-77, Algeria, 2014.
- [262] H. G. Amulya, , T. M. Vasanth Kumar & K. R. Mohan, "Application of PSO and GA in Optimal Placement of FACTS devices in Transmission Line", *International Journal of Current Engineering and*

- Technology, ISSN : 2347 – 5161, Copyright © 2014 INPRESSCO, Vol. 4, N°3, pp. 1977-1981, June 2014.
- [263] Rault Pierre, "Dynamic Modeling and Control of Multi-Terminal HVDC Grids", Thèse Présentée en Vue d'Obtenir le Grade de Docteur en Génie Électrique, Ecole Centrale de Lille, France, Mars 2014.
- [264] J. Preetha Roselyn, D. Devaraj & Subhransu Sekhar Dash, "Multi-Objective Genetic Algorithm for Voltage Stability Enhancement Using Rescheduling and FACTS Devices", *Ain Shams Engineering Journal*, Ain Shams University, Copyright © 2014 Elsevier B. V, Vol. 5, pp. 789-801, 2014.
- [265] N. Mezhoud, S. Leulmi & A. Boukadoum, "Optimal Power Flow in HVDC Modelling Using Particle Swarm Optimization", *Revista Tecnica de la Facultad de Ingenieria Universidad del Zulia, Rev. Téc. Ing. Univ. Zulia*, Vol. 37, N° 2, pp. 37-47, ISSN : 0254-0770, August 2014.
- [266] Nabil Qachchachi, Hassane mahmoudi & Abdennebi El-Hasnaoui, "Optimal Power Flow for a Hybrid AC/DC Microgrid", 978-1-4799-7336-1/14/\$31.00 ©2014 IEEE, 2014.
- [267] Shahab Bahrami, Vincent W.S. Wong & Juri Jatskevich, "Optimal Power Flow for AC-DC Networks", *IEEE International Conference on Smart Grid Communications*, 978-1-4799-4934-2/14/\$31.00 ©2014 IEEE, pp 49-54, 2014.
- [268] B. Sravan Kumar, M. Suryakalavathi & G. V. Nagesh Kumar, "Optimal Power Flow with Static VAR Compensator based on Flower Pollination Algorithm to minimize Real Power Losses", *Conference on Power, Control, Communication and Computational Technologies for Sustainable Growth (PCCCTSG) December 11-12, 2015, Kurnool*, 978-1-4673-6890-2/15/\$31.00 ©2015 IEEE, pp. 112-116, Andhra Pradesh, India, 2015.
- [269] Pooja P. Kulkarni & Dr. N. D. Ghawghawe, "Optimal Placement and Parameter setting of TCSC in Power Transmission System to increase the Power Transfer Capability", *International Conference on Energy Systems and Applications (ICESA 2015)*, 978-1-4673-6817-9/15/\$31.00 ©2015 IEEE, pp. 735-739, Pune, India 30 Oct - 01 Nov, 2015.
- [270] Emil Iggland, Roger Wiget, Spyridon Chatzivasileiadis & Göran Anderson, "Multi-Area DC-OPF for HVAC and HVDC Grids", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 30, N°. 5, pp. 1450-1459, September 2015.
- [271] M. Gomez-Gonzalez, A. López, F. Jurado, "Optimization of Distributed Generation Systems Using a New Discrete PSO and OPF", *Electric Power Systems Research*, Vol. 121, pp. 174–180, Science Direct, Elsevier, 2015.
- [272] P. Balachennaiah, M. Suryakalavathi & P. Nagendra, "Optimizing real power loss and voltage stability limit of a large transmission network using firefly algorithm", *Engineering Science and Technology, an International Journal*, pp. 01-11, Science Direct, Elsevier, 2015.
- [273] J. Praveen & B. Srinivasa Rao, "Multi-objective Optimization for Optimal Power Flow with IPFC using PSO", *3<sup>rd</sup> International Conference on Electrical Energy Systems 2016*, 978-1-4673-8262-5/16/\$31.00 © 2016 IEEE, pp. 85-90, 2016.
- [274] M. Sahraei-Ardakani, & K. W. Hedman, "Computationally Efficient Adjustment of FACTS Set Points in DC Optimal Power Flow with Shift Factor Structure", *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1-8, 0885-8950 © IEEE, 2016.
- [275] A. Immanuel & Ch. Chengaiah, "An Adaptive Hybrid Optimization Algorithm for Multi Objective OPF with FACTS Device", *Biennial International Conference on Power and Energy Systems 2016, Towards Sustainable Energy (PESTSE)*, 2016.
- [276] S. Leulmi, "Modélisation & Simulation des Défauts", *Cours de PG, Polycoopié, Département de Génie Electriques, Université du 20 Août 1955-Skikda, Algérie*, 1991-2014.
- [277] J. L. Lilien, "Transport et Distribution de l'Energie Electrique", *Cours Donné à l'Institut d'Electricité de Montefiore, Université de Liège, Belgique*, 2013.
- [278] Fabrice Zaoui, Stéphane Fliscounakis & Robert Gonzalez, "Coupling OPF and Topology Optimization for Security Purposes", *PSCC, Liege*, 22-26 August 2005.

- [279] Martin Hennebel, "Valorisation des Services Systèmes sur un Réseau de Transport d'Electricité en Environnement Concurrentiel", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Ecole Doctorale des Sciences et Technologies, de l'Information, des Télécommunications et des Systèmes, Faculté des Sciences d'Orsay, Université de Paris-Sud 11, France, Février 2009.
- [280] "Schéma de Développement du Réseau Public de Transport d'Electricité", 2003 – 2013.
- [281] Allen J. Wood, Bruce F. Wollenberg & Gerald B. Sheblé, "Power Generation, Operation and Control: Third Edition", Copyright © 2014 by John Wiley & Sons, Inc, ISBN : 978-0-471-79055-6, New York , USA, 2014.
- [282] Ross Baldick, "Variation of Distribution Factors with Loading", Centre for the Study of Energy Markets, CSEM, WP 104, University of California Energy Institute, California, USA September 2002.
- [283] Thang VU, "Répartition des Moyens Complémentaires de Production et de Stockage dans les Réseaux Faiblement Interconnectés ou Isolés", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Université de Grenoble, France, Février 2011.
- [284] Klaus Habur & Donal O'Leary, "FACTS : Flexible Alternating Current Transmission Systems for Cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy". pp. 1-57,
- [285] Jean-Louis Lilien, "Transport et Distribution de l'Energie Electrique", Manuel de travaux Pratiques, Cours Préparé au Faculté des Sciences Appliquées de l'Université de Liège, Belgique, Année Universitaire 1999-2000.
- [286] K. Chikhi, "Contribution à l'Analyse de la Qualité de l'Energie Electrique dans le Cas de la Stabilité de la Tension", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Département de l'Electrotechnique, Université de Batna, Algérie, Novembre 2007.
- [287] J. Pierre Borland, "Eléments Electrotechniques pour la Compréhension des Réseaux de Transport & de Distribution d'Energie Electrique", ELEC International Symposium, Equipe Rédactionnelle avec le Support Technique du Gimelec, Edition 1998.
- [288] Goran Andersson, "Dynamics and Control of Electric Power Systems", EEH-Power Systems Laboratory, ETH Zurich, March 2003.
- [289] Olivier Richardot, "Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'Aide de la Production Décentralisée", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 2006.
- [290] J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma & Thomas J. Overbye, "Power System Analysis and Design", Fifth Edition, ISBN-10: 1-111-42577-9, 2012.
- [291] Nasser D. Tleis, "Power Systems Modelling and Fault Analysis Theory and Practice", ISBN-13: 978-0-7506-8074-5, Elsevier Ltd, UK, 2008.
- [292] Mansour Aziz Hobeika, "Les Problèmes des Réseaux Electriques Maillés et Leur Solution à l'Aide des Tables de Calcul ", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences Techniques, École Polytechnique Fédérale, Zurich, d'Alexandrie, Egypte 1951.
- [293] William H. Kersting, "Distribution System Modeling and Analysis", Copyright © 2002 by CRC Press LLC, ISBN : 0-8493-0812-7, 2000.
- [294] J. J. Grainger & W. D. Stevenson, "Power System Analysis", Copyright © 1994 by McGraw-Hill, ISBN: 0-07-061293-5, 1994.
- [295] Turan Gonen, "Electrical Power Transmission System Engineering : Analysis and Design", John Wiley & Sons, Inc, ISBN : 0-471-85993-1, Wiley Interscience Publication, 1988.
- [296] Mohamed E. El-Hawary, "Electrical Power Systems : Design and Analysis", IEEE Press Power System Engineering, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc, ISBN : 0-7803-1140-X, New York, USA, 1983.
- [297] Hadi Saadat, "Power System Analysis", Copyright © 1999 by the McGraw-Hill Companies, Inc. R. R. Donnelly & Sons, Inc, ISBN : 0-07-012235-0, New York , USA, 1999.

- [298] D. P. Kothari & I. J. Nagrath, "Modern Power System : Third Edition", Copyright © 2003 by the McGraw-Hill Companies, ISBN-10: 0-07-049489 -4, New Delhi, India, 2003.
- [299] Prabha Kundur, "Power System Stability and Control", Copyright © 1994 by McGraw- Hill, Inc. ISBN : 0-07-035958-X, New York, 1994.
- [300] Leonard L. Grigsby, "Electric Power Generation, Transmission and Distribution", The Electric Power Engineering, Third Edition, Taylor & Francis Group LLC, ISBN-10: 0-8493-9291-8, USA, 2007. ISBN : 13: 978-1-4398-5637-6, 2012.
- [301] Abhijit Chakrabarti & Sunita Halder, "Power System Analysis : Operation and Control", ISBN-8 1-203-2777-2, Prentice Hall of India Private Limited, New Delhi, 2006.
- [302] Giuseppe Fusco & Mario Russo, "Adaptive Voltage Control in Power Systems : Modeling, Design and Applications", ISBN-10, 1-84628-564-X, London, 2007.
- [303] E. Acha, V. G. Agelidis, O. Anaya-Lara, & T. J. E. Miller, "Power Electronic Control in Electrical Systems", ISBN : 07506 5126-1, 2002.
- [304] J. Arrillaga, Y. H. Liu & N. R. Watson, "Flexible Power Transmission : The HVDC Options", John Wiley & Sons Ltd, ISBN : 978-0-470-05688-2 (HB), The Atrium, Southern Gate, Chichester, West Sussex PO19 8SQ, England, 2007.
- [305] Wendy Carolina Briceno Vicente, "Modélisation des Réseaux de Distribution Sous Incertitudes", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Université de Grenoble, France, Septembre 2012.
- [306] Leonard L. Grigsby, "Power Systems : Electric Power Engineering Handbook Second Edition", Taylor & Francis Group, LLC. ISBN-13: 978-0-8493-9288-7, USA 2007.
- [307] Xi-Fan Wang, Yonghua Song & Malcolm Irving, "Modern Power Systems Analysis", Copyright © 2008 Springer Science+Business Media, LLC, ISBN: 978-0-387-72852-0, New York, USA, 2008.
- [308] P. S. R. Murthy, "Power System Analysis", Copyright © 2007, Formerly Principal O. U. College of Engineering & Dean, Faculty of Engineering, Hyderabad, ISBN : 978-81-7800-161-6, India, 2007.
- [309] Allen J. Wood & Bruce F. Wollenberg, "Power Generation, Operation and Control : Second Edition", Wiley Interscience Publication, John Wiley & Sons, Inc, ISBN 0-471-58699-4, New York, , USA, 1984.
- [310] Alexandra Von Meier, "Electric Power Systems: A Conceptual Introduction", Copyright © 2006 by John Wiley & Sons, Inc, ISBN-10: 0-471-17859-4, USA, 2006.
- [311] Jizhong Zhu, "Optimization of Power System Operation", Copyright © 2009 by Institute of Electrical and Electronics Engineers, John Wiley & Sons, Inc, ISBN: 978-0-470-29888-6, USA, 2009.
- [312] A. P. Sakis Meliopoulos, "Power System Modeling, Analysis and Control", Georgia Institute of Technology, School of Electrical and Computer Engineering, 2006.
- [313] Patrice Petitclair, "Modélisation et Commande de structures FACTS : Flexible Alternative Current Transmission System Application au STATCOM (Static Compensator)", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Laboratoire d'Electrotechnique, Institut National Polytechnique de Grenoble, France, 1997.
- [314] K. R. Padiyar, "FACTS Controllers in Power Transmission and distribution", Department of Electrical Engineering, Indian Institute of Science, ISBN : 978-81-224-2541-3, Bangalore-560 012, 2007, India.
- [315] Gabriela Glanzmann, "FACTS Flexible Alternating Current Transmission Systems", EEH-Power Systems Laboratory, ETH Zurich, January 2005.
- [316] Narain G. Hingorani & Laszlo Gyugyi, "Understanding FACTS : Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems", John Wiley & Sons, Inc, ISBN; 0-7803-3455-8, USA, 2000.
- [317] R. M. Mathur & R. K. Varma, "Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems", John Wiley & Sons, Inc. ISBN: 0-471-20643-1, USA, 2002.
- [318] M. A. Pai and Alex Stankovic, "Robust Control in Power Systems : Power Electronics and Power Systems", ISBN 0-387-25949-X, Springer Science+Business Media, Inc, 2005.
- [319] Kalyan K. Sen & Mey Ling Sen, "Introduction to FACTS Controllers : Theory, Modeling and Applications", John Wiley & Sons, Inc, ISBN 978-0-470-47875-2 (cloth), USA, 2009.



- 
- [320] Loi Lei Lai, "Power System Restructuring and Deregulation : Trading, Performance and Information Technology ", Copyright © 2001 John Wiley & Sons, Ltd, 605 Third Avenue, NY 10158-0012, , ISBN 0 47149500 X, New York, USA, 2001.
- [321] Jack Casazza & Frank Delea, "Understanding Electric Power Systems, An Overview of the Technology and the Marketplace", John Wiley & Sons, Inc, The Institute of Electrical and Electronics Engineers, New Jersey, Canada, ISBN 0-471-44652-1, Canada, 2003.
- [322] Vijay. K. Sood, "HVDC and FACTS Controllers : Applications of Static Converters in Power System", eBook ISBN: 1-4020-7891-9, USA, 2004.
- [323] Xiao-Ping Zhang, Christian Rehtanz & Bikash Pal, "Flexible AC Transmission Systems : Modelling and Control", ISBN-10 3-540-30606-4 Springer Berlin Heidelberg New York, USA, 2006.
- [324] Nicola Serbia, "Modular Multilevel Converters for HVDC Power Stations", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Institut National Polytechnique de Toulouse (INP Toulouse), Université de Toulouse, France, janvier 2014.
- [325] Haitham Saad Mohamed Ramadan, "Non-linear Control and Stabilization of VSC-HVDC Transmission Systems", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique : Automatique, Université Paris Sud XI, France, Mars 2012.
- [326] Seghir Benhalima, "La Conception, la Modélisation et la Simulation du Système VSC-HVDC Offshore", Ecole de Technologie Supérieure, Mémoire Présenté à Comme Exigence Partielle à l'Obtention de la Maîtrise en Génie Electrique, Université du Québec, Montréal, Novembre, 2012.
- [327] Yaël Thiaux, "Conversion AC-DC pour l'Amélioration du Facteur de Puissance", lut De Nîmes Département GEII, Electronique de Puissance, 13 septembre 2013.
- [328] René Beaussier, "Les Interconnexions en Courant Continu : Pourquoi les Liaisons HTCC dans le Monde et Celle d'IFA 2000".
- [329] B. M. Weedy, B. J. Cory, N. Jenkins, J. B. Ekanayake & G. Strbac, Electric Power Systems : Fifth Edition, Copyright © 2012, John Wiley & Sons. Ltd, ISBN 978-0-470-68268-5, Thomson Digital, Noida, India, 2012.
- [330] Belhaouchet Nouri, "Fonctionnement à Fréquence de Commutation Constante des Convertisseurs de Puissance en Utilisant des Techniques de Commande Avancées Application à l'Amélioration de la Qualité de l'Energie", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Science (Electrotechnique : Machines Electriques & leurs Commandes), Faculté de Technologie, Université Ferhat Abbas-Sétif-1, UFAS, Algérie, 2011.
- [331] L. Ghomri, "Les Dispositifs HVDC pour l'Interconnexion des Réseaux Electriques", Laboratoire Signaux et Systèmes, Université de Mostaganem, Algérie.
- [332] Hasan Alkhatib, " Etude de la Stabilité aux Petites Perturbations dans les Grands Réseaux Electriques : Optimisation de la Régulation par une Méthode Méta-heuristique", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Faculté des Sciences et Techniques, Université Paul Cézanne d'Aix-Marseille (Aix-Marseille III). France, Décembre 2008.
- [333] Alain Berro, "Optimisation multi-objectif et Stratégies d'Evolution en Environnement Dynamique", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Informatique, Université des Sciences Sociales Toulouse I, France, Décembre 2001.
- [334] Walid Tfaili, "Conception d'un Algorithme de Colonie de Fourmis pour l'Optimisation Continue Dynamique", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences de l'Ingénieur, Option : Optimisation, Université Paris 12-Val de Marne, UFR de Sciences et Technologie, France, Décembre 2007.
- [335] Messaoudi Abdelmoumene, "Application de la Programmation Orientée Objet et des Méthodes Heuristiques à l'Optimisation de l'Écoulement de Puissance", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences (Electrotechnique), Département d'Electrotechnique, Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Université de Batna, Algérie, juin 2013.

- 
- [336] Tarek Bouktir, "Application de la Programmation Orientée Objet à l'Optimisation de l'Écoulement de Puissances", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur d'Etat en Génie Electrique, Université de Batna, Algérie, Juin 2004.
- [337] Sayah Samir, "Application de l'Intelligence Artificielle pour le Fonctionnement Optimal des Systèmes Electriques", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences (Electrotechnique : Réseaux Electriques), Département d'Electrotechnique, Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Université Ferhat Abbas, Sétif, Algérie, 2010.
- [338] El Amir Djeflal, "Etude de Quelques Algorithmes de Points Intérieurs Pour la Programmation Convexe", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences, Option : Mathématiques Appliquées, Département de Mathématiques, Faculté des Sciences, Université Hadj Lakhdar-Batna, Algérie, Septembre 2013.
- [339] François Glineur, "Etude des Méthodes de Point Intérieur Appliquées a la Programmation Linéaire et a la programmation Semi-définie", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences, Option : Mathématiques appliquées, Département de Mathématiques,.
- [340] N. Karmarkar, "A New Polynomial-time Algorithm for Linear Programming", *Combinatorica*, Vol. N°.4, pp. 373-395, 1984.
- [341] El Amir Djeflal, "Optimisation Linéaire : Algorithmes de Points Intérieurs", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme en Sciences, Option : Mathématiques Appliquées, Département de Mathématiques, Faculté des Sciences, Université Hadj Lakhdar-Batna, Algérie, Septembre 2013.
- [342] R. Bouakacha, "Etude du dispatching Economiques par des TIA Hybrides", Mémoire Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Magister en Electrotechnique, Encadré par Prof. S. Leulmi, Département d'Electrotechnique, Université du 20 Août 1955-Skikda, Algérie, 2009.
- [343] Gilles Savard, "Introduction aux Méthodes de Points Intérieurs", cours présenté au Département de Mathématiques et Génie Industriel, Ecole Polytechnique de Montréal, France, Février 2001.
- [344] Ketfi Nadhir, "Contribution à la Gestion des Réseaux de Distribution en Présence de Génération d'Énergie Dispersée", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences (Réseaux Electriques), Département d'Electrotechniques, Faculté des Sciences de l'Ingénieur, Université de Batna, Algérie, Décembre 2014.
- [345] Omessaad Hajji Nadhir, "Contribution au Développement de Méthodes d'Optimisation Stochastiques : Application a la conception des Dispositifs Electrotechnique", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur Génie Electrique, Ecole General de Lille, Université des Sciences et Technologies de Lille, France, Décembre 2003.
- [346] Philippe Junior Ossoucah, "Analyse Paramétrique des Réseaux Electriques sur MATLAB, Mémoire Présenté en vue de l'Obtention du Diplôme de Maîtrise en Sciences Appliquées (Génie Electrique), Département de Génie Electrique, Ecole Polytechnique de Montréal, Université de Montréal, Décembre 2010.
- [347] Abbas el Dor, "Perfectionnement des Algorithmes d'Optimisation par Essaim Particulaire : Applications en Segmentation d'Images et en Electronique", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Informatique, Ecole Doctorale Mathématiques et Stic (MSTIC, E.D. 532), Université Paris-Est, France, Décembre 2012.
- [348] Yann Coorene, "Perfectionnement d'un Algorithme Adaptatif d'Optimisation par Essaim Particulaire : Applications en Génie Médical et en Electronique", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences (Sciences de l'Ingénieur), Option : Optimisation, Université Paris 12 Val de Marne, France, Novembre 2008.
- [349] Amir Nakib, "Conception de Méta-heuristiques d'Optimisation pour la segmentation d'Images : Application à des Images Biomédicales", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences et Technologie (Sciences de l'Ingénieur : Traitement d'Images & Optimisation), UFR de Sciences & Technologie, Université Paris 12-Val de Marne, France, Décembre 2007.

- [350] Kwang Y. Lee & Mohamed El-Sharkawi, "Modern Heuristic Optimization Techniques : Theory and Applications in Power Systems", Books in the IEEE Press Series on Power Engineering, Copyright © 2008 by the Institute of Electrical and Electronics Engineers, John Wiley & Sons, Inc, ISBN 978-0471-45711-4, USA, 2008.
- [351] Johann Dréo, "Adaptation de la Méthode des Colonies de Fourmis pour l'Optimisation en Variables Continues. Application en Génie Biomédical", École Nationale Supérieure des Mines de Saint-Étienne Centre Ingénierie et Santé, France, 2013.
- [352] Nadia Smairi, "Optimisation par Essaim Particulaire : Adaptation de Tribes à l'Optimisation Multi-objectif", Ecole Nationale des Sciences de l'Informatique, Université Manouba, Tunis, Avril 2014.
- [353] D. E. Goldberg, "Genetic Algorithms Search, Optimization and Machine Learning", The University of Alabama, Addison-Wesley Longman Publishing Company, INC, Boston 1989.
- [354] Yann Collette & Patrick Siarry, "Optimisation Multi-objectif", Copyright © Groupe Eyrolles, 2002, ISBN 2-212-11168-1, Editions Eyrolles 61, Bld Saint-Germain 75240, Paris Cedex 05, 2002.
- [355] Ben Mohamed Ahmed, "Résolution Approchée du Problème De Bin-Packing", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Mathématiques Appliquées et Informatique, Laboratoire LMAH, Université du Havre, France, décembre 2003.
- [356] Nicholas Metropolis, Arianna W. Rosenbluth, Marshall N. Rosenbluth, Augusta H. Teller & Edward Teller, "Equation of State Calculations by Fast Computing Machines", The Journal of Chemical Physics, Vol. 21, N°. 6, pp. 1087-1092, June 1953.
- [357] W. K. Hastings, "Monte Carlo Sampling Methods Using Markov Chains and Their Applications", Biometrika Trust, Vol. 57, No. 1, pp. 97-109, April 1970.
- [358] Laetitia Jourdan, "Méta-heuristiques pour l'Extraction de Connaissances : Application à la Génomique", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Informatique, Laboratoire de l'Informatique Fondamentale de Lille, Université des Sciences et Technologies de Lille, Novembre 2003.
- [359] Marino Widmer, "Les Meta-heuristiques : Des Outils Performants pour les Problèmes Industriels", 3ème Conférence Francophone de Modélisation et Simulation, Conception, Analyse et Gestion des Systèmes Industriels, MOSIM'01 du 25 au 27 Avril 2001 - Troyes (France), 2001.
- [360] Charles-Edmond Bichot, "Elaboration d'une Nouvelle Méta-heuristique pour le Partitionnement de Graphe : La Méthode de Fusion- Fission Application au Découpage de L'Espace Aérien", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sécurité du Logiciel et Calcul à Haute Performance, Institut National Polytechnique de Toulouse, France, Novembre 2007.
- [361] S. Kirkpatrick, C. D. Gelatt, Jr. & M. P. Vecchi, "Optimization by Simulated Annealing", American Association for the Advancement of Science, Vol. 220, N°. 4598, pp. 671-680, May 1983.
- [362] V. Cerny, "Thermodynamical Approach to the Traveling Salesman Problem : An Efficient Simulation Algorithm", Journal of Optimization Theory and Applications : Vol. 45, N°. 1, January 1985.
- [363] Michael Greutz, "Micronanonical Monte Carlo Simulation", Copyright © American Physical Society, Physical Review Letters, Vol. 50, N°. 19, pp. 1411-1414, May 1983.
- [364] Fred Glover, "Future Paths for Integer Programming and Links to Artificial Intelligence", Copyright © 1986, Pergamon Journals Ltd, Comput. & Ops. Res. Vol. 13, N°. 5, pp. 533-549, 1986.
- [365] Fred Glover, "Tabu Search: A tutorial", Copyright © 1986, the Institute of Management Sciences, Programming Integer Algorithms Heuristic, pp. 94-94, 0091-2102/90/2004/0074/\$01 25, August 1990.
- [366] A. S. Fraser, "Simulation of Genetic Systems by Automatic Digital Computers ", Division of Animal Genetics, C.S.I.R.O., University of Sydney, December 1959.

- 
- [367] Gunter Rudolph, "Evolutionary Algorithms and Their Standard Instances: Evolution Strategies", Handbook of Evolutionary Computation, Copyright © 1997 IOP Publishing Ltd and Oxford University Press, Oxford University, 1997.
- [368] L. J. Fogel, A. J. Owens, & M. J. Walsh, "Artificial Intelligence through Simulated Evolution" John Wiley & Sons, First Edition, 1966.
- [369] J. H. Holland, "Adaptation in Natural and Artificial Systems", University of Michigan Press, 1975.
- [370] John R. Koza, "Hierarchical Genetic Algorithms Operating on Populations of Computer Programs", Computer Science Department, Stanford University IJCAI, pp. 1-21, California, 1989.
- [371] John R. Koza, "Genetic Programming: A Paradigm for Genetically Breeding Populations of Computer Programs to Solve Problems", Computer Science Department, Stanford University, Margaret Jacks Hall, Stanford, CA 94305, Stanford 1990.
- [372] Swagatam Das, Ajith Abraham & Amit Konar, "Particle Swarm Optimization and Differential Evolution Algorithms: Technical Analysis, Applications and Hybridization Perspectives", Copyright © 2008 Springer-Verlag Berlin Heidelberg, pp. 1-38, 2008.
- [373] James Kennedy & Russell Eberhart, "Particle Swarm Optimization", IEEE Transactions on Power Systems, 0-7803-2768-3/95/\$4.00 © 1995 IEEE, pp. 1442-1448, IEEE, February 1995.
- [374] James Kennedy & Russell Eberhart, "A New Optimizer Using Particle Swarm Theory", IEEE Transactions on Power Systems, 0-7803-2676-8/95/\$4.00 © 1995, pp. 39-43, IEEE, 1995.
- [375] Yuhui Shi & Reseell C. Eberhart, "Empirical Study of Particle Swarm Optimization", IEEE Transactions on Power Systems, 0-7803-5536-9/\$10.00 © 1999 IEEE, pp. 1945-1990, IEEE, February 1999.
- [376] Yuhui Shi & Reseell C. Eberhart, "A Modified Particle Swarm Optimizer", IEEE Transactions on Power Systems, 0-7803-4869-9/98/\$10.00 © 1998 IEEE, pp. 69-73, IEEE, 1998.
- [377] Maurice Clerc & James Kennedy, "The Particle Swarm-Explosion, Stability and Convergence in a Multi-dimensional Complex Space", IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 1089-778X/02\$17.00 © 2002 IEEE, Vol. 6, N°. 1, pp. 58-73, February 2002.
- [378] Mark Richards & Dan Ventura, "Dynamic Sociometry in Particle Swarm Optimization", Computer Science Department Brigham Young University, 1999.
- [379] Wen Zhang, Yutian Liu & Maurice Clerc, "An Adaptive PSO Algorithm for Reactive Power Optimization", Proceedings of the 6th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM 2003, Hong Kung, November 2003.
- [380] Qinghai Bai, "Analysis of Particle Swarm Optimization Algorithm", Computer and Information Science, Vol. 3, N°. 1, pp. 180-184, February 2010.
- [381] P. Angeline, "Using Selection to Improve Particle Swarm Optimization: IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 0-7803-4869-9/98 \$10.00 ©1998 IEEE, pp. 84-89, 1998.
- [382] Vladimiro Miranda Nuno Fonseca, "New Evolutionary Particle Swarm Algorithm (EPSO) Applied to Voltage/Var Control", IEEE Transactions on Power System, 0-7803-75254/02/\$17.00 © 2002 IEEE, 2002.
- [383] Jacob Robinson, Seelig Sinton & Yahya Rahmat-Samii, "Particle Swarm, Genetic Algorithm, and their Hybrids : Optimization of a Profiled Corrugated Horn Antenna", Proceedings of the IEEE International Symposium on Antennas and Propagation, Texas, USA, 0-7803-733-8/02 \$17.00 © 2002 IEEE, pp. 314-317, San Antonio, 2002.
- [384] Mudassar Iqbal, Alex A. Freitas & Colin G. Johnson, "Varying the Topology and the Probability of Re-initialization in Dissipative Particle Swarm Optimisation", Computing Laboratory, University of Kent, Canterbury, UK, Proceedings of the 5th international conference on Ant Colony Optimization and Swarm Intelligence, pp. 01-12, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2006.
- [385] P. Shelokar, P. Siarry, V. Jayaraman, and B. Kulkarni. "Particle Swarm and Ant colony Algorithms Hybridized for Improved Continuous Optimization", Applied Mathematics and Computation, Vol. 188, N°. 1, pp. 129-142, 2007.

- [386] Zhi-Hui Zhan, Jun Zhang, Yun Li & Henry Shu-Hung Chung, "Adaptive Particle Swarm Optimization", IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics-Part B : Cybernetics, Vol. 39, N°. 6, 1083-4419/\$25.00 © 2009 IEEE, pp. 1362-1381, December 2009.
- [387] P. N. Suganthan, "Particle Swarm Optimizer with Neighborhood Operator", Proceedings of the 1999 IEEE Conference on Evolutionary Computation, 0-7803-5536-9/99/\$10.00 ©1999 IEEE, pp. 1958-1962, IEEE Press, 1999.
- [388] Y. Shi & R. C. Eberhart, "Fuzzy Adaptive Particle Swarm Optimization", IEEE Proceedings of Congress on Evolutionary Computation, 2001, 0-7803-6657-3/01/\$10.00 © 2001 IEEE, pp. 101-106, Seoul, Korea, 2001.
- [389] X. F. Xie, W. J. Zhang & Z. L. Yang. "Adaptive Particle Swarm Optimization on Individual Level", Proceedings of the International Conference on Signal Processing (ICSP), 2002, 0-7803-7488-6/02/\$17.00 © 2002 IEEE, pp. 1215-1218, IEEE Press, 2002.
- [390] Frans van den Bergh, "An Analysis of Particle Swarm Optimizers", Thesis Presented for the Degree Philosophie Doctor in the Faculty of Natural and Agricultural Science, University of Pretoria, Pretoria, November 2001.
- [391] Ioan Cristian Trelea, "The Particle Swarm Optimization Algorithm : Convergence Analysis and Parameter Selection", Information Processing Letters 85 (2003), pp. 317-325, Elsevier, 2003.
- [392] Guofu Zhang, Jianguo Jiang, Na Xia & Zhaopin Su, "Particle Swarms Cooperative Optimization for Coalition Generation Problem", Proceedings to 6th International Conference of Simulated Evolution and Learning, SEAL 2006, Hefei, Copyright © 2006 Springer-Verlag Berlin Heidelberg, pp. 166-173, China, October 15-18, 2006.
- [393] J. Kennedy, "Bare Bones particle Swarms", Proceedings of the 2003 IEEE Swarm Intelligence Symposium, 0-7803-7914-4/\$10.00 © 2003 IEEE, pp. 80-87, 2003, IEEE Press, 2003.
- [394] Keiichiro. Yasuda & Nobuhiro Iwasaki, "Adaptive Particle Swarm Optimization Using Velocity Information of Swarm", Proceedings of the IEEE Conference on System, Man and Cybernetics, 2004, 0-7803-8566-7/04/\$20.00 © 2004 IEEE, pp. 3475-3481, IEEE Press, 2004.
- [395] B. Adenso-Diaz & M. Laguna, "Fine-tuning of Algorithms Using Fractional Experimental deSign and Local Search", Operations Researchs, Vol. 54, N°.1, 2006.
- [396] Alberto Coloni, Marco Dorigo & Vittorio Maniezzo, "Distributed Optimization by Ant Colonies", Appeared in Proceedings of ECAL91 - European Conference on Artificial Life, Paris, France, Elsevier Publishing, pp. 134-42, 1991.
- [397] Johann Dréo, Alain Pétrowski, Patrick Siarry & Éric Taillard, "Méta-heuristiques pour l'Optimisation Difficile", Copyright © 2003, Éditions Eyrolles, 2003, ISBN : 2-212-11368-4, Eyrolles, 2003.
- [398] Sellé Touré, "Optimisation des Réseaux : Réseau Actif et Flexible", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble (G2ELAB), Université de Grenoble, Août2003.
- [399] Marco Dorigo & Thomas Stützle, "Ant Colony Optimization", Copyright © 2004 Massachusetts Institute of Technology, ISBN : 0-262-04219-3, USA, 2004.
- [400] Soliman Abdel-Hady Soliman & Abdel-Aal Hassan Mantawy, "Modern Optimization Techniques with Applications in Electric Power Systems", Copyright © 2012 by Springer Science+Business Media, LLC. ISSN : 1867-8998, Spring Street, New York, USA, 2012,
- [401] Mimoun Younes, Mostefa Rahli, Mohamed Abid & Malika Kandouci, "Optimisation d'Écoulement des Puissances par Algorithmes Intelligents", Rev. Roum. Sci. Techn. Électrotechnique & Énergie, Vol. 52, N°. 1, pp. 3-12, Bucarest, 2007.
- [402] Salem Arif, Jean Dubeau, Abdelhafid Hellal & Abdelghani Choucha, "Optimisation par Essaim de Particules Appliquée à l'Écoulement Optimal de Puissance Réactive", 2007.
- [403] Amel Zerigui, "Répartition Optimale de la Production Electrique avec une Contrainte de Stabilité Transitoire Etablie par UNE Approche Statistique", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du

- 
- Diplôme de Docteur en Génie Electrique, Ecole de Technologie Supérieure, Université du Québec, Février 2015.
- [404] Florin Capitanescu, Mevludin Glavic, Damien Ernst & Louis Wehenkel, "Interior-point based Algorithms for the Solution of Optimal Power Flow Problems", Copyright © 2007 Elsevier Ltd, Electric Power Systems Research, Vol. 77, pp. 508-517, Science Direct, Elsevier, 2007.
- [405] Geraldo Leite Torres, "Nonlinear Optimal Power Flow by Interior and Non-Interior Point Methods", A thesis Presented to the University of Waterloo in Fulfillment of the Thesis Requirement for the Degree of Doctor of Philosophy in Electrical Engineering, Waterloo, Ontario, Canada, 1998.
- [406] Vincent Rémi Roberge, "Contribution à l'Optimisation des Réseaux Electriques Intelligents par le Développement d'un Cadriciel pour Méta-heuristiques Parallèles sur Processeurs Graphiques", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Doctorat en philosophie, Division des Etudes Supérieures du Collège Militaire Royal du Canada, Janvier 2016.
- [407] E. G. Talbi, "Meta-heuristics : From Design to Implementation", Wiley Series on Parallel and Distributed Computing. Wiley, 2009.
- [408] Stephen Frank, Ingrida Steponavice & Steffen Rebennack, "Optimal Power Flow: A Bibliographic Survey II, Formulations and Deterministic Methods", Energy Systems manuscript, 2012.
- [409] A. Immanuel & Dr. Ch. Chengaiah, "A Comprehensive Literature Survey on Recent Methods of Optimal Power Flow", IOSR Journal of Electrical and Electronics Engineering (IOSR-JEEE), ISSN : 2320-3331, Vol. 10, Issue 5, Ver. II, pp. 01-12, Sep-Oct. 2015.
- [410] Sunny Orike, "Computational Intelligence in Electrical Power Systems: A Survey of Emerging Approaches", British Journal of Science, Copyright © 2015 British Journals, Department of Computer Science Heriot-Watt University Edinburgh, UK, ISSN : 2047-3745, Vol. 12, N°. 2, pp. 23-45, April 2015.
- [411] Abdelaziz. Laifa, "Application des Méthodes Evolutionnaires Multi-Objectifs à l'Evaluation de la Sécurité de Tension", Thèse Présentée en Vue de l'Obtention du Diplôme de Docteur en Sciences (Electrotechnique : Réseaux Electriques), Département de Génie Electrique, Faculté de Technologie, Université du 20 Août 1955-Skikda, Algérie, Mai 2012.